

Modellprädiktive Steuerung einer Luft-Wasser-Wärmepumpe unter Nutzung der thermischen Flexibilitäten zur Erhöhung des Autarkiegrades

Masterarbeit
zur Erlangung des akademischen Grades

Master of Science in Engineering (MSc)

Fachhochschule Vorarlberg
Nachhaltige Energiesysteme

Betreut von
Christian Baumann, MSc

Vorgelegt von
Jonathan Schallert, BSc
Dornbirn, August 2023

Kurzreferat

Modellprädiktive Steuerung einer Luft-Wasser-Wärmepumpe unter Nutzung der thermischen Flexibilitäten zur Erhöhung des Autarkiegrades

Der Übergang zu erneuerbaren Energiesystemen und deren optimale Betriebsweise ist entscheidend für die Reduzierung des Energieverbrauchs und der damit verbundenen Einsparung von CO₂-Emissionen. In privaten Haushalten dominiert traditionell die Hystereseregulierung bei der Wärmeerzeugung. Neuere Bauten, ausgestattet mit Wärmepumpen und Photovoltaikanlagen, bieten jedoch beachtliches Potenzial zur Effizienzsteigerung durch angepasste Regelungsstrategien. Eine intelligente Laststeuerung ermöglicht erhebliche Kosteneinsparungen und eine Erhöhung des Autarkiegrades. Vorhandene literarische Ansätze liefern Methoden zur Systemmodellierung und -identifikation. Darüber hinaus demonstrieren sie das Potenzial der Optimierung durch den Model Predictive Control (MPC) Ansatz. Eine spezifische Evaluierung anhand von Realdaten eines Energiesystems mit Abluft-Wärmepumpe fehlt jedoch. Daher bedarf es der Bewertung des Lastverschiebungspotentials dieser Systemkonfiguration. Die Systemidentifikation erfolgt basierend auf Messdaten, welche gleichzeitig als Referenz für den Vergleich des traditionellen Hysteresebetriebs mit der MPC-Steuerung dienen. Die Analyse offenbart das Lastverschiebungspotential durch die optimierte Betriebsweise einschließlich einer Gesamtkosteneinsparung von bis zu 42% und einer Steigerung des Autarkiegrades um bis zu 10%. Diese Potenziale variieren saisonal, sind jedoch das ganze Jahr über vorhanden.

Schlagerwörter: Abluft-Wärmepumpe, Systemidentifikation, Optimierung, Model Predictive Control, Realdaten

Abstract

Model Predictive Control of an Air-to-Water Heat Pump Utilizing Thermal Flexibilities to Increase the Degree of Autarky

The transition to renewable energy systems and their optimal operation is crucial for reducing energy consumption and the associated saving of CO₂ emissions. In private households, hysteresis control traditionally dominates in heat generation. However, newer buildings, equipped with heat pumps and photovoltaic systems, offer significant potential for efficiency improvement through adapted control strategies. Intelligent load control allows for substantial cost savings and an increase in the degree of autarky. Existing literary approaches provide methods for system modeling and identification. Moreover, they demonstrate the potential for optimization through the Model Predictive Control (MPC) approach. However, a specific evaluation based on real data of an energy system with an exhaust air heat pump is missing. Therefore, it is necessary to evaluate the load shifting potential of this system configuration. The system identification is based on measurement data, which simultaneously serve as a reference for comparing the traditional hysteresis operation with MPC control. The analysis reveals the load-shifting potential through the optimized operation, including a total cost savings of up to 42% and an increase in the degree of autarky by up to 10%. These potentials vary seasonally, but are present throughout the year.

Keywords: exhaust air heat pump, system identification, optimization, Model Predictive Control, real data

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis	7
1 Ausgangslage und Zielsetzung	10
2 Methodik	16
2.1 Vorgehensweise und Datengrundlage	16
2.1.1 Systemaufbau	16
2.1.2 Datengrundlage	17
2.1.3 Vorgehensweise	19
2.2 Modellbeschreibung und Systemidentifikation	21
2.2.1 Trinkwasserspeicher	21
2.2.1.1 Bestimmung Auskühlparameter	24
2.2.2 Wärmepumpeneinheit	26
2.2.3 Gebäude	28
2.2.3.1 Bestimmung Systemparamter des Gebäudes	29
2.2.4 Strombedarf Gebäude und Energiesystem im Referenzszenario	30
2.3 Optimierungssimulation	31
2.3.1 Optimierungsproblem	32
3 Ergebnisse und Diskussion	35
3.1 Szenario 1: Optimierung Referenzfall (Proof of Concept)	35
3.1.1 Betriebsmodi und Temperaturverläufe	35
3.1.2 Leistungen und Kostenbetrachtung	38
3.2 Szenario 2: Optimierung Referenzfall bei erhöhter Speichertemperatur	43
3.3 Szenario 3: Saisonale Unterschiede im optimierten Betrieb	43
4 Fazit und Ausblick	48
Literaturverzeichnis	49
Anhang	53

Abbildungsverzeichnis

2.1	Schema der LWZ 504 Quelle: [24]	17
2.2	Systemschema mit Subsystemen Trinkwasserspeicher (1), Kältekreis (2), Lüftungsanlage und Gebäudemodell (3).	18
2.3	Identifizierte Zeitpunkte (rot) der Trinkerwärmung.	22
2.4	Vergleich prognostizierte mittlere Speichertemperatur und gemessene Speichertemperatur, Zeitraum \mathcal{T}_T (grün) zur Bestimmung der Systemparameter.	25
2.5	Vergleich prognostizierte mittlere Raumtemperatur und gemessene Raumtemperatur, Zeitraum \mathcal{T}_R (grün) zur Bestimmung der Systemparameter.	29
2.6	Referenzszenario 1: Vergleich Strombedarf des Gebäudes und Leistungen der Wärmepumpe (Subplot 1). Summierter Bedarf des Gebäudes und der Wärmepumpe (Subplot 2). Verfügbare PV-Leistung (Subplot 3). Leistung Stromzähler und Darstellung eingespeiste und bezogene Leistung (Subplot 4).	31
3.1	Vergleich Betriebszustände der Wärmepumpe Referenzbetrieb und Szenario 1. Vergleich der Trinkwasser-Heizperioden in Subplot 1, Perioden Raumheizung in Subplot 2.	36
3.2	Subplot 1: Leistungen der Wärmepumpe und verfügbare PV-Leistung im Szenario 1. Subplot 2: optimierte Betriebsmodi der Wärmepumpe. Subplot 3: Vergleich Speicher- und Raumtemperatur zwischen Referenzbetrieb und Szenario 1.	37
3.3	Verteilung der PV-Leistung (Subplot 1), des Gebäudebedarfs (Subplot 2), der solaren Einstrahlung (Subplot 3) und des Trinkwasserbedarfs (Subplot 4).	38
3.4	Szenario 1: Vergleich Strombedarf des Gebäudes und Leistungen der Wärmepumpe (Subplot 1). Summierter Bedarf des Gebäudes und der Wärmepumpe (Subplot 2). Verfügbare PV-Leistung (Subplot 3). Leistung Stromzähler und Darstellung eingespeiste und bezogene Leistung (Subplot 4).	40
3.5	Vergleich eingespeiste und bezogene Leistung im Referenzfall (Subplot 1) und im Szenario 1 (Subplot 2).	41

3.6	Vergleich der Speicher- und Raumtemperaturen in der Übergangszeit (Sublot 2) mit den Temperaturen in der Wintersaison (Sublot 1) und der Sommersaison (Subplot 3).	44
3.7	Vergleich eingespeiste und bezogene Leistung in der Übergangszeit (Sublot 2) mit den Leistungen in der Wintersaison (Sublot 1) und der Sommersaison (Subplot 3).	46

Tabellenverzeichnis

2.1	Verwendete Sensoren und deren Bezeichnung im Systemschema.	19
3.1	Vergleich Referenzbetrieb mit optimiertem Betrieb im Szenario 1.	42
4.1	Vergleich Referenzbetrieb mit optimiertem Betrieb im Szenario 2.	54
4.2	Vergleich Referenzbetrieb mit optimiertem Betrieb im Szenario 3, Saison Winter.	55
4.3	Vergleich Referenzbetrieb mit optimiertem Betrieb im Szenario 3, Saison Sommer.	56

Nomenklatur

Abkürzung	Beschreibung
COP	Leistungszahl
DHW	Trinkwasser
HLK	Heizung-Lüftung-Klima
HP	Wärmepumpe
MPC	Model Predictive Control
RMSE	Root Mean Squared Error
SH	Raumheizung
TES	Thermische Energiespeicher

Symbol	Beschreibung	Einheit
A	Fläche	m^2
c	Kosten	€
C	Wärmekapazität	J/K
m	Masse	kg
\dot{m}	Massenstrom	kg/s
p	Preis	€/kWh
P	elektrische Leistung	W
Q	Wärmeenergie	Ws
\dot{Q}	Wärmeleistung	W
ρ	Dichte	kg/m ³
S	Status	-
T	Temperatur	K
U	U-Wert	W/(m ² · K)
V	Volumen	m ³
\dot{V}	Volumenstrom	m ³ /s
W	elektrische Arbeit	Ws
α	Autarkiegrad	%
\mathcal{T}	Menge an Zeitschritten	-

Index	Beschreibung
B	Gebäude
C	Kompressor
DHW	Trinkwasser
ENV	Umgebung
EST	prognostiziert
F	Einspeisung
G	Stromnetz
H	Erwärmung
IRR	solare Einstrahlung
LOSS	Verlust
R	Raum
RET	Rücklauf
S	spezifisch
SET	Sollwert
SS	Steady State
SUP	Vorlauf
SH	Raumheizung
T	Speicher
U	Verbrauch
W	Wasser

1 Ausgangslage und Zielsetzung

Auf der internationalen Klimakonferenz *COP 21* [1] im Jahr 2015 wurde das Pariser Klimaabkommen verabschiedet. Das Abkommen hat die Reduktion der Treibhausgas-Emissionen als Ziel, um die Erderwärmung im Vergleich zum vorindustriellen Niveau auf zwei, idealerweise 1,5 °C zu begrenzen. Der menschengemachte Klimawandel und dessen verheerende Folgen zeigen die Notwendigkeit der Reduzierung von Treibhausgas-Emissionen. Der Klimawandel äußert sich durch extreme Wetterereignisse, beispielhaft dafür sind der Anstieg der Meeresspiegel, Hitzewellen und Waldbrände. Durch Schäden an der Infrastruktur und die entstehenden Gesundheitskosten kommt es zu einer hohen Kostenbelastung der Gesellschaft und Wirtschaft [2]. Bei einem Anstieg der Erderwärmung um 4,5 °C bis zum Jahr 2100 werden die Folgekosten für Deutschland auf bis zu 800 Mrd. Euro geschätzt [3].

Im Jahr 2021 wurden weltweit rund 33 Gigatonnen an CO₂-Emissionen [4] ausgestoßen. Der Anteil von Österreich beläuft sich hierbei auf 77,1 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent [5]. Davon fällt der größte Anteil auf den Sektor Energie und Industrie mit 34,4 Mio. Tonnen CO₂-Äquivalent. Zur Senkung dieser Treibhausgase wurde im Bereich der privaten Haushalte die Förderinitiative *raus aus Öl und Gas* [6] durch das *Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie* geschaffen. Diesem Trend folgend nimmt die Elektrifizierung des Wärmesektors mittels neu installierter Wärmepumpen und Photovoltaikanlagen stetig zu. Die jährliche Steigerung der installierten Wärmepumpen in den Jahren 2005 bis 2021 lag bei durchschnittlich 6,3%, im Bereich der Photovoltaik betrug die jährliche Steigerung der installierten Leistung 34,7% [7].

Nicht nur die Umstellung auf ein erneuerbares Energiesystems, sondern auch die möglichst effiziente Nutzung von diesem ist ein wichtiger Schritt, um die CO₂-Emissionen zu verringern. Dies kann mit einer Änderung der Regelstrategie erreicht werden. Insbesondere die in den letzten Jahren gesunkenen Kosten für die Datenverarbeitung, -speicherung und -kommunikation haben die Entwicklung und Implementierung komplexerer Regeltechniken möglich gemacht. Bei einer Kombination aus Wärmepumpe und Photovoltaikanlage kann durch die Regelung nach dem Model Predictive Control (MPC) Ansatz eine Kosten- und Energieeinsparung im Vergleich zur klassischen Hysterese-Regelung erreicht werden. Fischer et al. [8] zeigen, dass bei Nutzung der Wärmepumpe

für Trinkwassererwärmung und Raumheizung eine Kosteneinsparung von 6 bis 11% bei konstanten Strompreisen und eine Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs von 56% auf bis zu 71% erreicht werden kann. Bei Nutzung einer Brauchwasserwärmepumpe kann durch diesen Ansatz eine Verringerung des Energiebedarfs von 11,4% erreicht werden [9]. Durch die Energieeinsparung und die Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs steigt die Autarkie des Energiesystems.

Im Rahmen dieser Masterarbeit soll mittels Optimierung der Regelstrategie des Energiesystems eine Verringerung der Strombezugskosten und eine Erhöhung des Autarkiegrades erreicht werden. Um bestehende Absätze und deren Verwendung in dieser Arbeit zu evaluieren, wird ein Überblick über deren Vorgehensweise gegeben.

In der Arbeit von Heithorst et al.[10] wird eine ähnliche Systemkonfiguration wie in dieser Arbeit betrachtet, welche ebenfalls einen thermischen Speicher (TES), eine Wärmepumpe und eine Photovoltaik-Anlage beinhaltet. Dabei wird jedoch eine klassische Luft-Wasser-Wärmepumpe betrachtet, zusätzlich verfügt das System über einen elektrischen Speicher. Es wird ein Vergleich unterschiedlicher Systemkombinationen durchgeführt, indem die Größe des thermischen Speichers, die Größe des elektrischen Speichers, die Leistung der Photovoltaikanlage und die Arten von Wärmepumpenkompressoren in einem Einfamilienhaus variiert und analysiert werden. Es wird mittels unterschiedlicher Regelstrategien versucht, den Autarkiegrad und den Eigennutzungsgrad hinsichtlich elektrischer Energieversorgung zu erhöhen. Der positive Einfluss des elektrischen und des thermischen Speichers zur Erreichung eines hohen Autarkie- und Eigennutzungsgrad konnte gezeigt werden. Dabei ist ersichtlich, dass eine Vergrößerung des thermischen Speichers den höheren Einfluss hat. Auch in Kombination mit wirtschaftlichen Überlegungen wird die Überlegenheit des thermischen Speichers sichtbar.

Die Systemkonfiguration wird im Rahmen dieser Arbeit in einzelne Subsysteme unterteilt und die einzelnen Subsysteme werden als Energie- und Massenbilanzen modelliert. Afram und Janabi-Sharifi [11] zeigen in ihrer Arbeit eine Übersicht der verschiedenen Ansätze zur Modellierung von Heizung-Lüftung-Klima-Systemen (HLK-Systemen). Dabei geben sie in ihrer Arbeit einen Überblick über die wichtigsten datengesteuerten, physikbasierten und Grey-Box-Modellierungstechniken. Die Grey-Box Modelle orientieren sich dabei an den physikalischen Gesetzen als Grundlage für die Systemdefinition. Aufgrund der Datengrundlage werden in dieser Arbeit Grey-Box Modelle verwendet. Bei der anschließenden Identifikation der Systemparameter wird die Abweichung zwischen dem prognostizierten und dem gemessenen Wert minimiert.

Für die Definition der thermischen Speichermodelle wird von Kepplinger et al. [12] ein Überblick über verschiedene Ansätze gegeben. Als Teil der Systemidentifikation wird ein Modell auf Basis von Energie- und Massenbilanzen des thermischen Speichers erstellt. Dabei gibt es verschiedene Möglichkeiten und Detaillierungsstufen, um den Speicher abzubilden. Weiters wird eine Methode zur Systemidentifikation entwickelt, welche auf der Prädiktionsfehler-Methode (Prediction Error Method) basiert. Das Ziel dieses Verfahrens ist es, die optimalen Modellparameter zu ermitteln, bei denen der Fehler zwischen dem prognostizierten und berechneten Wert minimal ist.

Baumann et al. [9] verwenden für die Systemidentifikation eines Wärmepumpenboilers das Einschicht-Modell des thermischen Speichers nach Kepplinger et al. [12]. Zur Ermittlung der Systemparameter wird dabei der mittlere quadratische Fehler zwischen der approximierten mittleren Speichertemperatur und der gemessenen Temperatur für einen gegebenen Satz an historischen Daten minimiert. Die Zeitpunkte, welche für die Ermittlung der Systemparameter UA und COP verwendet werden, sind während den Heiz- und anschließenden Auskühlperioden, da dort ein uniformer Temperaturverlauf im Speicher vorherrscht. Die thermische Kapazität des Speichers wird anhand der bekannten physikalischen Eigenschaften (Wassermasse, Temperaturspreizung und spezifische Wärmekapazität des Wassers) berechnet. Mit der Verwendung des MPC-Ansatzes wird aufgezeigt, dass eine Lastverschiebung und Kosteneinsparung unter Wahrung des Benutzerkomforts funktioniert. In einem perfekt vorhersagbaren Szenario konnten die elektrische Energie um 19,5% und die spezifischen Kosten um 17,2% verringert werden. Im realistischen Szenario ohne perfekte Vorhersage konnte eine Verringerung um 11,4 und 14,2% der Energie bzw. spezifischen Kosten erreicht werden.

Im Rahmen dieser Arbeit wird für den TES das uniforme Einschicht-Modell von Kepplinger et al. [12] verwendet, da die anderen Ansätze aufgrund der fehlenden Sensordaten nicht anwendbar sind. Die Prognose der Energiekosten wird in einem perfekten Szenario wie durch Baumann et al. [9] durchgeführt. Zusätzlich zum Modell des thermischen Speichers und der Speichertemperatur wird ein Modell für die Raumtemperatur des Gebäudes erstellt. Rao und Ukil [13] befassen sich mit der Modellierung der Raumtemperaturdynamik. In ihrer Arbeit wird ein Grey-Box-Modell verwendet, um die Temperaturdynamik eines Raumes zu bestimmen. Die Parameter des Modells werden auf der Grundlage der numerisch simulierten Temperaturdaten geschätzt, die durch Lösung der Navier-Stokes-Gleichungen gewonnen wurden. Ein Gebäude mit drei Räumen und einer Klimaanlage wird in der Software *FloVENT* modelliert. Mit Hilfe von CFD-Simulationen werden die Navier-Stokes-Gleichungen für unterschiedliche Zustände gelöst. Die Koeffizienten des Modells werden durch eine Minimierung

des Fehlers zwischen der Modell- und der CFD-basierten Temperatur bestimmt. Es wird gezeigt, dass das vorgeschlagene Modell dritter Ordnung mit nichtlinearen transienten Koeffizienten in der Lage ist, eine gute Vorhersage für die zeitliche Entwicklung der Temperatur zu erstellen.

Ein weiterer Ansatz zur Modellierung der Raumtemperatur wird in der Publikation von Xing et al. [14] gegeben. Die Untersuchung beschäftigt sich mit der Entwicklung einer Methode zur Identifizierung von Modellen, welche die Raumtemperaturdynamik in Systemen mit variablem Luftvolumenstrom abbilden. Die Methode basiert auf einer analytischen Lösung zur Bestimmung der Raumtemperatur in Abhängigkeit von der Wärmeerzeugung im Raum und den Energiemengen der Zuluft- und Abluftvolumenströme. Anschließend wird die Regelung der Lüftungsanlagenlage berücksichtigt und eine Differentialgleichung für die dynamische Entwicklung der Raumtemperatur erstellt. Weiters werden experimentelle Untersuchungen und Simulationen mit *Simulink* durchgeführt, um das Modell zu validieren.

Die Betrachtung der Raumtemperaturdynamik wie nach Rao und Ukil [13] oder Xing et al. [14] wird in dieser Arbeit nicht durchgeführt. Aufgrund fehlender Sensordaten in den einzelnen Räumen und unbekannter Gegebenheiten im Lüftungssystem wird für die Entwicklung der Raumtemperatur ein Einschicht-Modell für das gesamte Gebäude verwendet.

Im Anschluss an die Systemidentifikation wird eine Optimierungssimulation durchgeführt. Deren Ziel ist eine Erhöhung des Autarkiegrades und eine Verringerung der Bezugskosten für die elektrische Energie. Baumann et. al [9] verwenden zur Optimierung der Strombezugskosten von Wärmepumpenboilern den MPC-Ansatz. Weiters wird der modellprädiktive Regelungsansatz von Afram und Janabi-Sharifi [15] für HLK-Systeme betrachtet und mit anderen Steuerungsstrategien verglichen. Die Steuerung nach dem MPC-Ansatz verwendet ein Systemmodell, um die zukünftigen Zustände des Systems vorherzusehen und generiert einen Regelvektor. Dabei wird eine bestimmte Kostenfunktion über den Vorhersagehorizont unter Berücksichtigung von Störungen und Nebenbedingungen minimiert. Es konnte gezeigt werden, dass bei der Steuerung nach dem MPC-Ansatz im Vergleich zu konventionellen Steuerungen ohne Vorhersagealgorithmus Kosten eingespart werden können. Die Steuerung nach dem MPC-Ansatz wird daher in dieser Arbeit als Grundlage für die Optimierung des Systems verwendet.

Eine Methode zur Erreichung eines hohen Photovoltaik Eigenverbrauchs bei Systemen mit Wärmepumpen und Photovoltaikanlagen wird durch Kemmler und Thomas [16] gegeben. Dies wird durch einen Regelalgorithmus erreicht, welcher durch die Nutzung der Flexibilität des TES die Betriebszeiten der Wärmepumpe auf Zeiten mit hoher PV-Stromproduktion verlagert. Dadurch kann

ein großer Anteil der verfügbaren PV-Leistung direkt von der Wärmepumpe genutzt werden. Die Ergebnisse zeigen, dass zwischen 25,3% bei Einfamilienhäusern und 41% bei Mehrfamilienhäusern des Stromverbrauchs der Gebäude einschließlich der Wärmepumpe direkt aus der PV-Anlage gedeckt werden können. Einen ähnlichen Ansatz verfolgen Toradmal et al. [17]. Sie optimieren den Anteils an lokal genutztem PV-Strom zur Erwärmung des Trinkwassers und zur Gebäudebeheizung. Anhand von realen Messdaten eines Einfamilienhauses wird durch Variation der verschiedenen Komponenten des Energiesystems der Einfluss dieser auf den Eigenverbrauchsanteil des PV-Stroms ermittelt. Bei Nutzung einer Photovoltaikanlage mit vier Kilowatt Leistung, einem Trinkwasserspeicher mit 500 Liter und einer Luft-Wasser-Wärmepumpe kann ein Eigenverbrauchsanteil von bis zu 49,5% erreicht werden. Dabei wird eine Variation der Raumtemperatur von ± 2 K erlaubt. Generell zeigt sich eine Steigerung der PV-Stromnutzung vor Ort um 15 bis 25%, wenn die erlaubte Bandbreite der Raumtemperatur von $\pm 0,5$ K auf ± 2 K erhöht wird. Im Rahmen dieser Arbeit wird die Bandbreite für die Raumtemperatur auf Basis des Behaglichkeitsdiagrammes [18] festgelegt. Somit kann eine Bandbreite von fünf Kelvin erreicht werden.

Von Schmid und Behrendt [19] wird gezeigt, dass durch die richtige Planung Systeme komplett autark betrieben werden können. Sie betrachteten dabei Energiesysteme in Wohnbereichen, die auf der Nutzung mehrerer Energieträger (Strom, Wärme, Gas) basieren. Dabei wird ein netzgekoppeltes und auf erneuerbaren Energien basierendes System als eine mögliche Lösung zur Erreichung der Energieautarkie von Prosumern analysiert. Das System besteht aus einer Photovoltaikanlage, einer Batterie als Kurzzeitspeicher und Wasserstoff als Langzeitspeicher sowie einer reversiblen Wärmepumpe mit thermischem Speicher. Die Optimierung erfolgt nach den Systemkosten unter Erreichung der Autarkie. Die geringste Steigerung der Systemkosten für die Erreichung eines absolut autarken Systems gegenüber einem vergleichbaren Referenzsystem wird bei Niedrigenergiehäusern in einer Klimazone mit geringer saisonaler Änderung (subtropisches Klima) erreicht. Die Systemkosten erhöhen sich dabei um den Faktor 1,7.

Der aktuelle Forschungsstand zeigt, dass es bestehende Modelle für die Optimierung von thermischen Systemen hinsichtlich Energiekosteneinsparung sowie Autarkie- und Eigenverbrauchsanteil gibt. Zudem gibt es für die Systemidentifikation und Modelldefinition des thermische Speicher als auch für die restlichen Komponenten des Energiesystems bestehende Ansätze. Eine Optimierung des Regelsystem zur Erreichung einer Verringerung der Strombezugskosten bei gleichzeitiger Erhöhung des Autarkiegrades bei einem Energiesystem

mit Abluft-Wärmepumpe und der Systemidentifikation anhand von Realdaten wurde jedoch bisher nicht durchgeführt. Um diesen Bereich abzubilden, wird im Rahmen der Arbeit folgende Forschungsfrage bearbeitet:

Wie wirkt sich eine Änderung der Regelstrategie auf den Autarkiegrad und die Kosten für die elektrische Energie eines Einfamilienhauses mit Abluft-Wärmepumpe und Photovoltaikanlage am Beispiel einer realen Anlage aus?

In dieser Arbeit wird ein in Lauterach, Vorarlberg befindliches Niedrigenergiehaus betrachtet, welches aufgrund der verbauten Mess- und Steuereinrichtungen als Referenzgebäude dient. Die bestehenden Messdaten der realen Anlage werden mitgeloggt, sind online zugänglich und aufgrund der Vielzahl an Messwerten und der hohen zeitlichen Auflösung als Datenquelle für die Arbeit geeignet. Das Energiesystem des Gebäudes umfasst eine Inverter Luft-Wasser-Wärmepumpe sowie eine Photovoltaikanlage mit einer Peak-Leistung von 6,8 kWp. Die Wärmepumpe ist eine Abluft-Wärmepumpe mit einem thermischen Speicher für das Trinkwasser und einer Lüftungsanlage für die kontrollierte Be- und Entlüftung des Wohnraumes [20]. Zu Beginn werden die Modelle des thermischen Energiespeichers, der Wärmepumpeneinheit und des Einfamilienhauses mittels Energiebilanzen erstellt. Diese abgeleiteten Differentialgleichungen dienen als Basis für die Definition eines Optimierungsproblems. Dessen Ziel ist die Verringerung der Strombezugskosten und die Erhöhung des Autarkiegrades unter Einhaltung des Benutzerkomforts. Der Benutzerkomfort wird erreicht, indem die Auslasstemperatur des Trinkwasserspeichers die vorgegebene Mindesttemperatur nicht unterschreitet und sich die Raumtemperatur in einem vorgegebenen Bandbereich bewegt. Anhand des realen Systems wird exemplarisch aufgezeigt, welche Kosteneinsparung und welcher Autarkiegrad bei dieser Systemkonfiguration erreichbar ist.

2 Methodik

Alle Berechnungen werden in der Programmiersprache *Python* [21] durchgeführt. Für die Minimierung der Prognoseabweichung bei der Identifikation der Systemparameter wird die Funktion *optimize.leastsq* der Bibliothek *SciPy* [22] verwendet. Für die Optimierung wird in *Python* der Solver des Herstellers *Gurobi* [23] über die Bibliothek *gurobipy* eingebunden.

2.1 Vorgehensweise und Datengrundlage

Im ersten Schritt werden das Einfamilienhaus und das Energiesystem in die drei Kontrollvolumina Trinkwasserspeicher (Subsystem 1), Wärmepumpeneinheit (Subsystem 2) und Gebäude (Subsystem 3) unterteilt, welche durch Energiebilanzen beschrieben werden. Aufgrund der zahlreichen Parameter und der hohen zeitlichen Auflösung der Messdaten wird im zweiten Schritt eine Systemidentifikation anhand von Realdaten durchgeführt. Als letzter Schritt werden aufbauend auf der Systemidentifikation die Betriebsmodi und -zeiten der Wärmepumpe unter Nutzung des thermischen Speichers und der vorgegebenen Temperaturbandbreite optimiert, um einen möglichst hohen Autarkiegrad und daraus resultierende Kosteneinsparung zu erreichen.

2.1.1 Systemaufbau

Als Referenzgebäude für diese Arbeit wird ein Niedrigenergiehaus in Lauterach, Vorarlberg betrachtet. Es handelt sich dabei um einen Vierpersonenhaushalt. Das Energiesystem des Gebäudes umfasst eine Inverter Luft-Wasser-Wärmepumpe (Stiebel Eltron LWZ 504) [20], sowie eine Photovoltaikanlage mit einer Peak-Leistung von 6,8 kWp. Die Wärmepumpe ist eine Abluft-Wärmepumpe (siehe Abbildung 2.1) mit einem thermischen Speicher (TES) für das Trinkwasser und einer Lüftungsanlage für die kontrollierte Be- und Entlüftung des Gebäudes. Der Verdampfer der Wärmepumpe befindet sich im Abluft-Luftstrom der Lüftungsanlage. Bei gleichzeitigem Heizbedarf (Trinkwasser oder Raumheizung) und Abluftbetrieb der Lüftungsanlage wird die Abluft als Wärmequelle genutzt. Ansonsten dient die Außenluft als Wärmequelle.

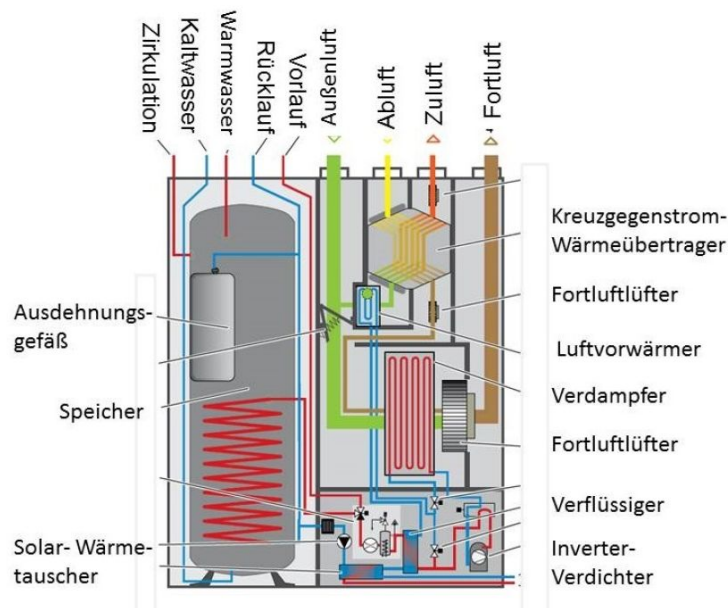


Abbildung 2.1: Schema der LWZ 504 Quelle: [24]

2.1.2 Datengrundlage

Die Aufzeichnung der Messdaten erfolgt über eine externe Datenakquisitionseinheit, welche an die Modbusschnittstelle der Wärmepumpe angebunden ist, die Messdaten ausliest und diese an eine Cloud-Plattform sendet. Die Messdaten werden in Echtzeit protokolliert, sind online zugänglich und aufgrund ihrer Vielfalt und hohen zeitlichen Auflösung eine geeignete Datenquelle für diese Arbeit. Die Daten werden für die Systemidentifikation in minütlicher Auflösung verwendet, die Optimierung erfolgt in 15 Minuten-Schritten. Die Daten für die globale horizontale Einstrahlung der Sonne werden für den Standort des Gebäudes mittels *Solcast* [25] bestimmt. Die Daten der Globalstrahlung stehen in viertelstündlicher Auflösung zur Verfügung.

Für die Systemidentifikation und die Optimierung wird der Zeitraum vom 13. März bis zum 19. März 2023 betrachtet. Dieser Zeitabschnitt liegt in der Übergangszeit vom Winter zum Frühling und ist dafür gut geeignet, da in diesem Zeitraum das Gebäude beheizt wird und gleichzeitig im Verhältnis zu den Wintermonaten ausreichend PV-Überschussleistung vorhanden ist. Somit kann eine Optimierung der Raumheizung und Trinkwassererwärmung in Abhängigkeit der verfügbaren PV-Überschussleistung durchgeführt werden.

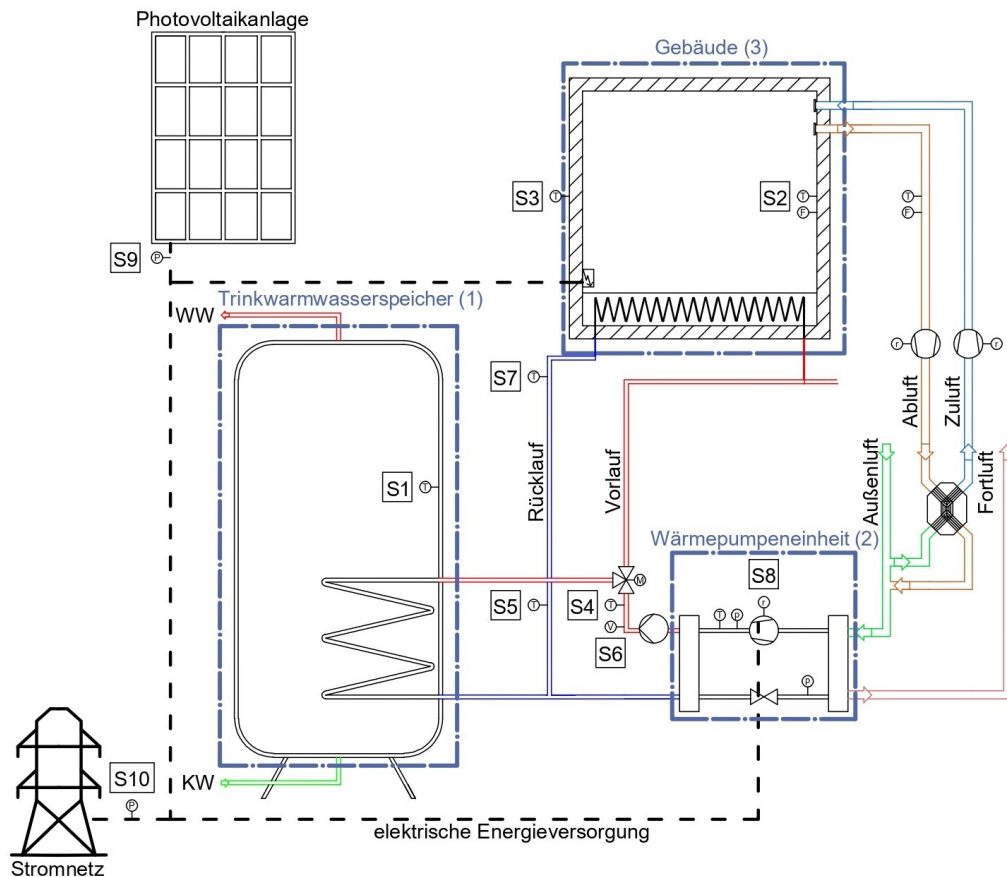


Abbildung 2.2: Systemschema mit Subsystemen Trinkwasserspeicher (1), Kältekreis (2), Lüftungsanlage und Gebäudemodell (3).

Die verfügbaren Daten der Sensoren und Aktoren der Wärmepumpeneinheit sind in dem Schema 2.2 zur Veranschaulichung abgebildet. Es steht eine umfangreiche Datenquelle zur Verfügung. Jedoch werden einzelne Sensoren, welche für eine detaillierte Systemidentifikation benötigt werden, nicht aufgezeichnet. Die drei Subsysteme, die in der Systemidentifikation betrachtet werden, sind in der Grafik in blau dargestellt.

Die Datenerfassung begann Mitte Januar 2023, weshalb für diese Arbeit keine vollständigen Jahresdaten zur Verfügung stehen und die Auswirkungen der Optimierung nicht auf Jahresbasis beurteilt werden können. Die Wärmepumpe verfügt über eine Kühlfunktion, bei der die Zuluft über den Verdampfer gekühlt wird. Da zum Zeitpunkt dieser Arbeit nur Messdaten bis Ende Juni 2023 vorliegen und keine detaillierten Informationen zum Kühlbetrieb bekannt sind (siehe Kapitel 2.1.3), konzentrieren sich die Systemidentifikation und Optimierung ausschließlich auf die Trinkwassererwärmung und die Raumheizung.

Tabelle 2.1: Verwendete Sensoren und deren Bezeichnung im Systemschema.

Sensorname	Beschreibung	Symbol
S1	Speichertemperatur	T_T
S2	Raumtemperatur	T_R
S3	Außentemperatur	T_{ENV}
S4	Vorlauftemperatur	T_{SUP}
S5	Rücklauftemperatur	T_{RET}
S6	Volumenstrom	\dot{V}_{SUP}
S7	Temperatur Heizkreis	T_{CIR}
S8	Kompressordrehzahl	r_C
S9	Leistung Photovoltaikanlage	P_{PV}
S10	Leistung am Stromzähler	P_{EM}

2.1.3 Vorgehensweise

Zur Modellierung der Komponenten des Energiesystems werden Grey-Box-Modelle verwendet, die auf den vorhandenen Messdaten und dem Wissen um die physikalischen Gegebenheiten des Gebäudes und der einzelnen Komponenten aufbauen. Durch die Modellierung der einzelnen Subsysteme werden die Einflussgrößen und Systemparameter bestimmt. In weiterer Folge wird der Betrieb der Wärmepumpe optimiert. Der Einfluss der Optimierung auf das System wird in den veränderten Temperaturen des Speichers und des Raumes ersichtlich sowie in den unterschiedlichen Betriebszeiten und -modi der Wärmepumpe.

Zu Beginn erfolgt die Systemidentifikation des thermischen Speichers (TES) (Subsystem 1). Dabei werden die Systemparameter ($U_T \cdot A_T$) für die Auskühlverluste des TES bestimmt. Zusätzlich werden die Zeiträume, an denen der Speicher erwärmt wird, ermittelt. Diese wiederum dienen als Grundlage für die Systemidentifikation der Wärmepumpeneinheit (Subsystem 2). Der thermische Speicher ist im Gehäuse der Wärmepumpeneinheit enthalten und wird über einen in den Speicher integrierten Wärmetauscher durch die Wärmepumpe erwärmt. Die zur Identifikation notwendigen Messdaten sind begrenzt, es gibt keine Aufzeichnung des Volumenstroms des zugeführten Kaltwassers oder des entnommenen Trinkwassers. Somit sind die Zeitpunkte, an denen eine Trinkwasserentnahme stattfindet, nicht bekannt. Außerdem werden keine Messdaten zur Speichereintrittstemperatur des Kaltwassers und der Speicheraustrittstemperatur des Warmwassers aufgezeichnet. Die entnommene Energie kann nicht bestimmt werden. Aus diesen Gründen wird im Rahmen der Arbeit das Einschicht-Modell mit uniformer Temperaturverteilung nach Kepplinger et al. [12] verwendet und der Trinkwasserbedarf über die Änderung der Speichertemperatur ermittelt. Methoden mit geringeren Prognoseabweichungen der Spei-

chertemperatur können aufgrund fehlender Messdaten nicht verwendet werden. Dazu gehören beispielsweise die Modellierung des Speichers mit linearer Temperaturverteilung nach Kepplinger et al. [12] und die Bestimmung des Trinkwasserbedarfs nach Afram und Janabi-Sharifi [11].

Anschließend wird ein Modell der Wärmepumpeneinheit (Subsystem 2) erstellt, um die Heizleistungen und die elektrischen Leistungen des Verdichters zu bestimmen. Es sind keine Informationen über die Komponenten des Kältekreislaufes wie den Verdichter und die Kältemittelfüllmenge vorhanden. Die aufgezeichneten Messdaten enthalten auch keine Informationen über die verdampferseitigen Temperaturen und den luftseitigen Volumenstrom. Eine komponentenbasierte Modellierung des Kältekreislaufes wie von Afram und Janabi-Sharifi [11] vorgeschlagen, ist aufgrund der unzureichenden Datengrundlage nicht möglich. Beim Wärmepumpenmodell werden daher nur der COP und die Leistungen betrachtet. Es werden die täglichen Energiemengen des Kondensators und Kompressors aufgezeichnet, mit welchen ein durchschnittlicher COP für die Erwärmung des Trinkwassers und die Raumheizung berechnet wird. Die Leistungen des Kondensators können über die wasserseitigen Temperaturen und den Volumenstrom bestimmt werden. Aus den Messdaten ist ersichtlich zu welchen Zeitpunkten die Wärmepumpe aktiv ist. Weiters ist durch die Identifikation des TES bekannt, an welchen Zeitpunkten der TES erwärmt wird. Eine Unterscheidung der Betriebszustände kann somit durchgeführt werden.

Das Gebäude (Subsystem 3) wird wie der Speicher als ein Einschicht-Modell betrachtet. Eine separate Betrachtung der unterschiedlichen Räume und deren Temperaturentwicklungen wie nach Rao und Ukil [13] wird nicht durchgeführt. Ausschlaggebend dafür sind das unbekannte Benutzerverhalten und die fehlenden Messdaten zu den Temperaturen in den einzelnen Räumen. Darüber hinaus sind die Zeiträume, in denen Belüftung und Entlüftung stattfindet, unbekannt. Die Energieeintragung und -verluste über die Lüftungsanlage werden vernachlässigt. Zu den Nutzungsgewohnheiten der Bewohner liegen keine Informationen vor. Daher können Einflüsse auf die Raumtemperatur wie das Kochen oder die manuelle Fensterlüftung nicht ermittelt werden. Die betrachteten Einflüsse, die auf das Gebäude einwirken, sind die Heizleistung, die Auskühlleistung des Speichers, die solare Einstrahlung und die Auskühlverluste an die Umgebung.

2.2 Modellbeschreibung und Systemidentifikation

Bei der Identifikation der drei Subsysteme werden zuerst die Modelle bestimmt, anschließend erfolgt über eine Prädiktionsfehler-Methode die Identifikation der einzelnen Systemparameter.

2.2.1 Trinkwasserspeicher

Für die Identifikation der Systemparameter wird eine Energiebilanz für den Trinkwasserspeicher erstellt. Zur Bestimmung der Leistungen, die in der Energiebilanz enthalten sind, muss der Zustand des Speichers bestimmt werden. Dafür werden zu Beginn die Warmwasser-Heizphasen ermittelt. Der Status der Trinkwassererwärmung $S_{\text{DHW,H}}$ wird über die Änderung der gemessenen Speichertemperatur T_{T} in Abhängigkeit von folgenden Parametern bestimmt:

- Solltemperatur Trinkwasser $T_{\text{T,SET}}$
- Vorlauftemperatur T_{SUP}
- Rücklauftemperatur T_{RET}
- Solltemperatur Heizkreis $T_{\text{CIR,SET}}$
- Isttemperatur Heizkreis T_{CIR}
- Verdichterdrehzahl r_{C}

Dabei gibt der Status für die Trinkwassererwärmung $S_{\text{DHW,H}}$ an, ob der Speicher gerade erwärmt wird ($S_{\text{DHW,H}} = 1$) oder keine Erwärmung stattfindet ($S_{\text{DHW,H}} = 0$):

$$S_{\text{DHW,H}}(t) = \begin{cases} 1 & \text{if } r_{\text{C}}(t) > 0 \wedge T_{\text{SUP}} > T_{\text{T}} \wedge \\ & T_{\text{SUP}} > T_{\text{CIR,SET}} \wedge T_{\text{T,SET}} > 45^{\circ}\text{C} \\ \\ 1 & \text{if } r_{\text{C}} > 0 \wedge T_{\text{SUP}} > T_{\text{T}} \wedge \\ & T_{\text{SUP}} > T_{\text{CIR,SET}} \wedge T_{\text{T,SET}} > T_{\text{CIR,SET}} \wedge \\ & T_{\text{CIR}} > T_{\text{T,SET}} \wedge T_{\text{CIR}} > T_{\text{CIR,SET}} \\ \\ 1 & \text{if } r_{\text{C}} > 0 \wedge T_{\text{SUP}}(t) > T_{\text{SUP}}(t-1) \wedge \\ & T_{\text{T,SET}} > T_{\text{T}} \wedge T_{\text{T,SET}} > T_{\text{CIR,SET}} \wedge \\ & T_{\text{T,SET}} - T_{\text{T}} > 1 \wedge T_{\text{CIR}} - T_{\text{CIR,SET}} > 2\text{K} \\ \\ 0 & \text{else.} \end{cases} \quad (2.1)$$

Alle Zeiträume, in denen die Temperatur des Speichers aufgrund einer Trinkwasser-Heizphase ansteigt, werden identifiziert ($S_{\text{DHW,H}} = 1$). In der Grafik 2.3 werden die identifizierten Zeiträume (rot markiert) beispielhaft für einen Zeitraum über zwei Tagen dargestellt.

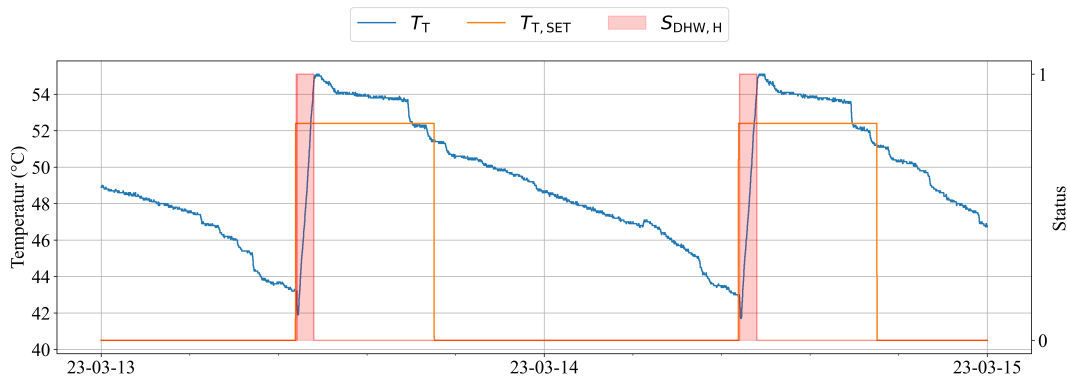


Abbildung 2.3: Identifizierte Zeitpunkte (rot) der Trinkerwärmung.

Durch die Identifizierung der Warmwasser-Heizperioden kann die zugeführte Wärmeleistung $\dot{Q}_{\text{T,H}}$ zu jedem Zeitpunkt t_i während eben dieser Phasen ermittelt werden. Dabei ist die Speicherkapazität des Speichers C_{T} die Summe aus der Masse des Wassers im Speicher m_{T} (kg) und der spezifischen Wärmekapazität eben dieses Wassers. Die Aufheizleistung $\dot{Q}_{\text{T,H}}$ wird über die Speicherkapazität

des Speichers C_T und die Temperaturdifferenz der Speichertemperatur T_T berechnet:

$$\dot{Q}_{T,H}(t_i) = \frac{C_T \cdot (T_T(t_i) - T_T(t_{i-1}))}{t_i - t_{i-1}}. \quad (2.2)$$

Die Bestimmung der Wärmeverluste zum Zeitpunkt t_i des Speichers an die Umgebung $\dot{Q}_{T,LOSS}$ erfolgt über die Oberfläche des Speichers A_T , den U-Wert U_T des Speichers und die Temperaturdifferenz der Speichertemperatur T_T zur Raumtemperatur T_R :

$$\dot{Q}_{T,LOSS}(t_i) = A_T \cdot U_T \cdot (T_T(t_i) - T_R(t_i)). \quad (2.3)$$

Unter Berücksichtigung dieser Formeln kann die Energiebilanz für den Trinkwasserspeicher erstellt werden. Die Energiebilanz setzt sich aus den Auskühlverlusten $\dot{Q}_{T,LOSS}$ an den Raum, dem Bedarf $\dot{Q}_{DEM,DHW}$ und der zugeführte Heizleistung $\dot{Q}_{T,H}$ zusammen. Da sich die Temperaturen im optimierten Betrieb verändern, muss die Auskühlleistung in Abhängigkeit von der Temperaturdifferenz zwischen der Speichertemperatur T_T und der Raumtemperatur T_R ($^{\circ}\text{C}$) bestimmt werden. Dafür wird die Identifikation der Auskühlparameter des TES U_T und A_T benötigt. Für die Identifikation wird der mittlere quadratische Fehler zwischen der prognostizierten und der gemessenen Speichertemperatur minimiert (siehe Kapitel: 2.2.1.1). Die Energiebilanz sieht wie folgt aus:

$$\frac{dE_T}{dt} = \dot{Q}_{T,H}(t) - \dot{Q}_{T,LOSS}(t) - \dot{Q}_{DEM,DHW}(t), \quad (2.4)$$

$$\begin{aligned} \frac{dE_T}{dt} = & \dot{Q}_{T,H}(t) - A_T \cdot U_T \cdot (T_T(t) \\ & - T_R(t)) - \dot{Q}_{DEM,DHW}(t). \end{aligned} \quad (2.5)$$

Die Energiebilanz ist eine inhomogene Differentialgleichung erster Ordnung und kann über die Variation der Konstanten gelöst werden. Dann ergibt sich die Speichertemperatur T_T zu jedem Zeitpunkt t_i :

$$\begin{aligned}
T_{\text{T}}(t_i) = & T_{\text{T}}(t_{i-1}) \cdot e^{-\frac{U_{\text{T}} \cdot A_{\text{T}}}{C_{\text{T}}} \cdot (t_i - t_{i-1})} \\
& + (1 - e^{-\frac{U_{\text{T}} \cdot A_{\text{T}}}{C_{\text{T}}} \cdot (t_i - t_{i-1})}) \cdot \\
& \left(\frac{S_{\text{DHW}}(t_i) \cdot \bar{Q}_{\text{DHW}} - \dot{Q}_{\text{DEM,DHW}}(t_i)}{U_{\text{T}} \cdot A_{\text{T}}} + T_{\text{R}}(t_i) \right).
\end{aligned} \tag{2.6}$$

Die benötigten Leistungen werden wie folgt bestimmt:

Es wird angenommen, dass eine Entnahme nur zu Zeitpunkten stattfindet, an denen kein Trinkwasser erwärmt wird. Für die Entnahmeleistungen $\dot{Q}_{\text{DEM,DHW}}$ zwischen den Aufheizphasen werden stündliche Mittelwerte gebildet. Die Entnahmeleistung $\dot{Q}_{\text{DEM,DHW}}$ während einer Auskühlphase kann zu jeder Stunde t_i über die Veränderung der Speichertemperatur T_{T} und Summe der Auskühlverluste berechnet werden:

$$\begin{aligned}
\dot{Q}_{\text{DEM,DHW}}(t_i) = & \frac{C_{\text{T}} \cdot (T_{\text{T}}(t_i) - T_{\text{T}}(t_{i-1}))}{t_i - t_{i-1}} \\
& - \frac{\sum_{j=0}^i (A_{\text{T}} \cdot U_{\text{T}} \cdot (T_{\text{T}}(t_j) - T_{\text{R}}(t_j)))}{t_i - t_{i-1}}.
\end{aligned} \tag{2.7}$$

Die zugeführte Wärmeleistung $\dot{Q}_{\text{T,H}}$ zu jedem Zeitpunkt t_i ist gleich der Wärmeleistung der Wärmepumpe \dot{Q}_{DHW} . Diese ist das Produkt der durchschnittlichen Kondensatorleistung für die Trinkwassererwärmung \bar{Q}_{DHW} und dem Status S_{DHW} . Dieser gibt an, ob die Wärmepumpe gerade Trinkwasser bereitet ($S_{\text{DHW}} = 1$) oder in einem anderen Betriebsmodus ist ($S_{\text{DHW}} = 0$):

$$\dot{Q}_{\text{T,H}}(t_i) = \dot{Q}_{\text{DHW}}(t_i) = S_{\text{DHW}} \cdot \bar{Q}_{\text{DHW}}(t_i). \tag{2.8}$$

2.2.1.1 Bestimmung Auskühlparameter

Zur Ermittlung der Systemparameter $U_{\text{T}} \cdot A_{\text{T}}$ soll der mittlere quadratische Fehler (RMSE) zwischen der approximierten durchschnittlichen Speichertemperatur $T_{\text{T,EST}}$ und der gemessenen Speichertemperatur T_{T} für einen gegebenen Satz von historischen Daten minimiert werden. Dazu wird der Ansatz von

Kepplinger et al. [12] verwendet. Es wird ein Satz an historischen Zeitpunkten $t \in \mathcal{T}_T$ während einer Auskühlphase als Grundlage genommen. Zu diesen Zeitpunkten ist die gemessene Speichertemperatur T_T ein guter Schätzwert für die durchschnittliche Speichertemperatur, da die einzige Einflussgröße auf die Speichertemperatur die Auskühlverluste sind. Die Minimierung definiert sich wie folgt:

$$U_T \cdot A_T = \min_{U_T \cdot A_T} \sqrt{\frac{\sum_{t \in \mathcal{T}_T} (\bar{T}_T(t) - T_{T,EST}(t))^2}{|\mathcal{T}_T|}}. \quad (2.9)$$

Die Berechnung ergibt die Parameter $U_T \cdot A_T = 0,9984 \text{ W/K}$. Der RMSE beträgt $2,069 \text{ K}$. Bei einer vorgegebenen Temperaturspreizung von 45 K (Messung nach DIN EN 12897 [26]) betragen die Auskühlverluste des Speichers $44,93 \text{ W}$. Dies entspricht nach der Verordnung 812/2013 der europäischen Kommission [27] der Energieeffizienzklasse A.

Der Vergleich der prognostizierten Speichertemperatur $T_{T,EST}$ und der gemessenen Speichertemperatur T_T ist in der Abbildung 2.4 ersichtlich. Die Abweichungen gegen Ende des betrachteten Zeitraumes sind auf den ungleichmäßigen Bedarf und die daraus resultierende Abweichung des Modells zurückzuführen.

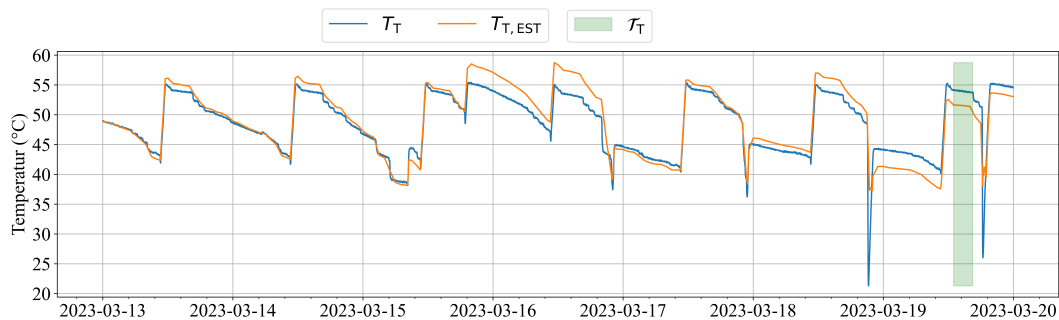


Abbildung 2.4: Vergleich prognostizierte mittlere Speichertemperatur und gemessene Speichertemperatur, Zeitraum \mathcal{T}_T (grün) zur Bestimmung der Systemparameter.

Durch den geringen Fehler bei der Temperaturprognose und der Einstufung der Verluste in die Energieeffizienzklasse A des Speichers werden die identifizierten Systemparameter als plausibel angesehen.

2.2.2 Wärmepumpeneinheit

Für die Systemidentifikation der Wärmepumpe werden die Zeitpunkte, zu denen die Wärmepumpe aktiv ist, anhand der Kompressordrehzahl r_C bestimmt. Der Status der Wärmepumpe wird unterteilt in die Erwärmung des Trinkwassers S_{DHW} und die Raumheizung S_{SH} , wobei die Zeitpunkte, an denen die Trinkwasser Erwärmung stattfindet, bereits bei der Systemidentifikation des TES ermittelt wurden (Status $S_{\text{DHW,H}}$). Der Status der Wärmepumpe kann zu jedem Zeitpunkt t_i bestimmt werden:

$$S_{\text{DHW}}(t_i) = \begin{cases} 1 & \text{if } r_C(t_i) > 0 \quad \wedge \quad S_{\text{DHW,H}}(t_i) = 1 \\ 0 & \text{else,} \end{cases} \quad (2.10)$$

$$S_{\text{SH}}(t_i) = \begin{cases} 1 & \text{if } r_C(t_i) > 0 \quad \wedge \quad S_{\text{DHW,H}}(t_i) \neq 1 \\ 0 & \text{else.} \end{cases} \quad (2.11)$$

Die Leistung des Kondensators $\dot{Q}_{\text{COND}}(t_i)$ kann über die Temperaturdifferenz ($T_{\text{SUP}}(t_i) - T_{\text{RET}}(t_i)$), dem Volumenstrom $\dot{V}_{\text{SUP}}(t_i)$ und der Dichte des Mediums $\rho_W(t_i)$ auf der wasserführenden Seite berechnet werden:

$$\dot{Q}_{\text{COND}}(t_i) = \dot{V}_{\text{SUP}}(t_i) \cdot \rho_W(t_i) \cdot (T_{\text{SUP}}(t_i) - T_{\text{RET}}(t_i)). \quad (2.12)$$

Die Leistungen der Wärmepumpe ($\dot{Q}_{\text{DHW}}(t_i)$ und $\dot{Q}_{\text{SH}}(t_i)$) und des Verdichters ($P_{\text{DHW}}(t_i)$ und $P_{\text{SH}}(t_i)$) können zu jedem Zeitpunkt t_i berechnet werden. Dabei findet eine Unterscheidung je nach Betriebsmodus der Wärmepumpe statt:

$$\dot{Q}_{\text{DHW}}(t_i) = \begin{cases} \dot{Q}_{\text{COND}}(t_i) & \text{if } r_C(t_i) > 0 \quad \wedge \quad S_{\text{DHW}}(t_i) = 1 \\ 0 & \text{else,} \end{cases} \quad (2.13)$$

$$\dot{Q}_{\text{SH}}(t_i) = \begin{cases} \dot{Q}_{\text{COND}}(t_i) & \text{if } r_C(t_i) > 0 \quad \wedge \quad S_{\text{SH}}(t_i) = 1 \\ 0 & \text{else,} \end{cases} \quad (2.14)$$

$$P_{\text{DHW}}(t_i) = \begin{cases} \frac{\dot{Q}_{\text{COND}}(t_i)}{\text{COP}_{\text{SH}}(t_i)} & \text{if } r_{\text{C}}(t_i) > 0 \quad \wedge \quad S_{\text{DHW}}(t_i) = 1 \\ 0 & \text{else,} \end{cases} \quad (2.15)$$

$$P_{\text{SH}}(t_i) = \begin{cases} \frac{\dot{Q}_{\text{COND}}(t_i)}{\text{COP}_{\text{SH}}(t_i)} & \text{if } r_{\text{C}}(t_i) > 0 \quad \wedge \quad S_{\text{SH}}(t_i) = 1 \\ 0 & \text{else.} \end{cases} \quad (2.16)$$

Über die Summen pro Tag j der erzeugten Wärmeenergie (Q_{DHW} und Q_{SH}) sowie der benötigten elektrischen Energie ($W_{\text{C,DHW}}$ und $W_{\text{C,SH}}$) für die Erwärmung des Trinkwassers und die Raumheizung wird der durchschnittliche COP je nach Betriebsmodus berechnet:

$$\overline{\text{COP}}_{\text{DHW}} = \frac{\sum_{j=1}^n Q_{\text{DHW}}}{\sum_{j=1}^n W_{\text{C,DHW}}}, \quad (2.17)$$

$$\overline{\text{COP}}_{\text{SH}} = \frac{\sum_{j=1}^n Q_{\text{SH}}}{\sum_{j=1}^n W_{\text{C,SH}}}. \quad (2.18)$$

Der durchschnittliche COP für die Trinkwassererwärmung $\overline{\text{COP}}_{\text{DHW}}$ und die Raumheizung $\overline{\text{COP}}_{\text{SH}}$ beträgt 3,24 bzw. 5,06.

Die durchschnittliche Kondensatorleistung der Wärmepumpe je nach Betriebsmodus (\bar{Q}_{DHW} und \bar{Q}_{SH}) wird berechnet. Dabei werden alle Zeitpunkte an denen die Leistung größer null ist betrachtet:

$$\bar{Q}_{\text{DHW}} = \frac{\sum_{t_i: Q_{\text{DHW}} > 0} \dot{Q}_{\text{DHW}}(t_i)}{\sum_{t_i: Q_{\text{DHW}} > 0} t_i}, \quad (2.19)$$

$$\bar{Q}_{\text{SH}} = \frac{\sum_{t_i: Q_{\text{SH}} > 0} \dot{Q}_{\text{SH}}(t_i)}{\sum_{t_i: Q_{\text{SH}} > 0} t_i}. \quad (2.20)$$

Die durchschnittliche Kondensatorleistung der Wärmepumpe für die Trinkwassererwärmung \bar{Q}_{DHW} beträgt 4550,14 Watt, für die Raumheizung liegt die Leistung \bar{Q}_{SH} bei 2644,02 Watt.

Die Durchschnittswerte für die Leistungen und den COP dienen als Grundlage für die Optimierung.

2.2.3 Gebäude

Für die Systemidentifikation wird eine Energiebilanz erstellt, welche das komplette Gebäude beinhaltet. Dafür wird das Gebäude als ein Raum mit einer Temperatur betrachtet. Die externen Einflüsse auf das Gebäude sind die globale Einstrahlung der Sonne \dot{Q}_{IRR} (W/m^2) und die Auskühlverluste an die Umgebung. Die internen Gewinne sind die Auskühlverluste des Speichers an die Raumtemperatur und die zugeführte Heizleistung der Wärmepumpe. Weitere Einflüsse wie das Benutzerverhalten oder der Energieeintrag der Wohnraumlüftung werden aufgrund fehlender Sensorinformationen vernachlässigt. Die Energiebilanz des Gebäudes sieht daher wie folgt aus:

$$\begin{aligned} \frac{dE_{\text{R}}}{dt} = & f_{\dot{Q}_{\text{SH}}} \cdot S_{\text{SH}} \cdot \dot{Q}_{\text{SH}}(t) + f_{\dot{Q}_{\text{IRR}}} \cdot \dot{Q}_{\text{IRR}}(t) \\ & - A_{\text{R}} \cdot U_{\text{R}} \cdot (T_{\text{R}}(t) - T_{\text{ENV}}(t)) \\ & + A_{\text{T}} \cdot U_{\text{T}} \cdot (T_{\text{T}}(t) - T_{\text{R}}(t)). \end{aligned} \quad (2.21)$$

Die solare Einstrahlung wird mit einem Faktor $f_{\dot{Q}_{\text{IRR}}}$ angegeben, welcher zur Bestimmung der bestrahlten Fläche dient. Der Faktor $f_{\dot{Q}_{\text{SH}}}$ gibt an, mit welchem Einfluss die Heizleistung der Wärmepumpe auf den Raum einwirkt. Die Oberfläche des Gebäudes A_{R} und der durchschnittliche U-Wert des Gebäudes U_{R} werden aus dem Energieausweis entnommen:

- Gebäudeoberfläche $A_{\text{R}} = 425,96 \text{ m}^2$,
- Mittlerer U-Wert $U_{\text{R}} = 0,22 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$.

Die Energiebilanz wird über die Variation der Konstanten gelöst. Damit kann die Raumtemperatur T_{R} zu jedem Zeitpunkt t_i bestimmt werden. Diese Gleichung dient als Grundlage zur Bestimmung der Systemparameter. Dabei wird der Fehler zwischen der vorhergesagten $T_{\text{R,EST}}$ und der tatsächlich gemessenen Raumtemperatur T_{R} minimiert, indem der mittlere quadratische Fehler reduziert wird. Die Lösung ergibt folgende Gleichung für die Raumtemperatur T_{R} :

$$\begin{aligned} T_{\text{R}}(t_i) = & T_{\text{R}}(t_{i-1}) \cdot e^{-\frac{U_{\text{T}} \cdot A_{\text{T}} + U_{\text{R}} \cdot A_{\text{R}}}{C_{\text{R}}} \cdot (t_i - t_{i-1})} \\ & + (1 - e^{-\frac{U_{\text{T}} \cdot A_{\text{T}} + U_{\text{R}} \cdot A_{\text{R}}}{C_{\text{R}}} \cdot (t_i - t_{i-1})}) \cdot \\ & \left(\frac{f_{\dot{Q}_{\text{SH}}} \cdot S_{\text{SH}} \cdot \bar{\dot{Q}}_{\text{SH}}(t_i) + f_{\dot{Q}_{\text{IRR}}} \cdot \dot{Q}_{\text{IRR}}(t_i)}{U_{\text{R}} \cdot A_{\text{R}} + U_{\text{T}} \cdot A_{\text{T}}} \right. \\ & \left. + \frac{T_{\text{T}}(t_i)}{U_{\text{R}} \cdot A_{\text{R}}} + \frac{T_{\text{ENV}}(t_i)}{U_{\text{T}} \cdot A_{\text{T}}} \right). \end{aligned} \quad (2.22)$$

2.2.3.1 Bestimmung Systemparameter des Gebäudes

Zur Ermittlung des Systemparameters C_R wird der mittlere quadratische Fehler (RMSE) zwischen der approximierten durchschnittlichen Raumtemperatur $T_{R,EST}$ und der gemessenen Raumtemperatur T_R minimiert. Dabei wird ein historischer Datensatz $t \in \mathcal{T}_R$ verwendet, in dem keine Beheizung des Raumes stattfindet, um sicherzustellen, dass die einzigen Einflussgrößen auf die Raumtemperatur die Auskühlverluste und die Globalstrahlung sind:

$$C_R, \widetilde{f_{\dot{Q}_{IRR}}}, f_{\dot{Q}_{SH}} = \min_{C_R, f_{\dot{Q}_{IRR}}, f_{\dot{Q}_{SH}}} \sqrt{\frac{\sum_{t \in \mathcal{T}} (\overline{T}_R(t) - T_{R,EST}(t))^2}{|\mathcal{T}_R|}}. \quad (2.23)$$

Die Identifikation ergab die Parameter $C_R = 35826031,414 \text{ J/K}$, $f_{\dot{Q}_{IRR}} = 4,193 \text{ m}^2$ und $f_{\dot{Q}_{SH}} = 1,01$. Der RMSE beträgt $0,268 \text{ K}$ und wird als sehr gut eingestuft.

Der Vergleich der prognostizierten Raumtemperatur $T_{R,EST}$ und der gemessenen Raumtemperatur T_R ist in der Abbildung 2.5 ersichtlich.

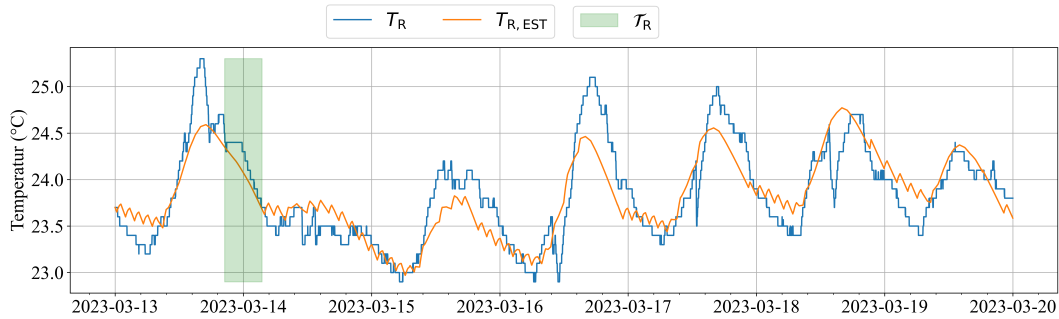


Abbildung 2.5: Vergleich prognostizierte mittlere Raumtemperatur und gemessene Raumtemperatur, Zeitraum \mathcal{T}_R (grün) zur Bestimmung der Systemparameter.

2.2.4 Strombedarf Gebäude und Energiesystem im Referenzszenario

Der Strombedarf des Gebäudes (exklusive der Wärmepumpe) $P_{U,B}$ kann über die verfügbare PV-Leistung P_{PV} , die Leistungen der Wärmepumpe (P_{DHW} und P_{SH}) und die Leistung am Stromzähler P_G zu jedem Zeitpunkt t_i bestimmt werden. Bei der Optimierung werden die Betriebszeiten und folglich auch die benötigte elektrische Leistung der Wärmepumpe optimiert. Die Grundlast in Form des Gebäudeverbrauches $P_{U,B}$ bleibt bestehen und verändert sich nicht. Daher muss die Bestimmung dieser Grundlast vor der Optimierung durchgeführt werden, die Leistung berechnet sich wie folgt:

$$P_{U,B}(t_i) = P_G(t_i) - P_{DHW}(t_i) - P_{SH}(t_i) + P_{PV}(t_i). \quad (2.24)$$

Die benötigte Leistung des Gebäudes $P_{U,B}$ (grau) zu jedem Zeitpunkt t_i ist in der Grafik 2.6 im Subplot 1 ersichtlich. Die Leistungen der Wärmepumpe P_{DHW} (gelb) und P_{SH} (blau) sind ebenfalls in diesem Plot ersichtlich. Die benötigte Leistung des Gesamtsystems (rot) ist im zweiten Plot ersichtlich und setzt sich aus dem Leistungsbedarf des Gebäudes $P_{B,U}$ und den Leistungen der Wärmepumpe zusammen. Zu Zeitpunkten, an denen die Leistung der PV-Anlage P_{PV} (Subplot 3) den gesamten benötigten Bedarf übersteigt, wird die überschüssige Leistung in das Stromnetz eingespeist ($P_{G,F}$). Bei zu geringer PV-Leistung wird elektrische Leistung aus dem Stromnetz bezogen ($P_{G,U}$). Die Leistung P_G , die am Stromzähler anliegt (blau) und die Zeitpunkte an denen eingespeist (grün) bzw. bezogen (rot) wird, sind im Subplot 4 ersichtlich.

Auffallend ist die große Anzahl an Zeitpunkten, in denen die Wärmepumpe im Betriebsmodus Raumheizung ist. Durch die hysteresebasierte Regelung wird keine Optimierung der Betriebszeiten durchgeführt. Dies führt dazu, dass diese Zeitpunkte nur teilweise tagsüber stattfinden und die vorhandene PV-Leistung nicht genutzt wird.

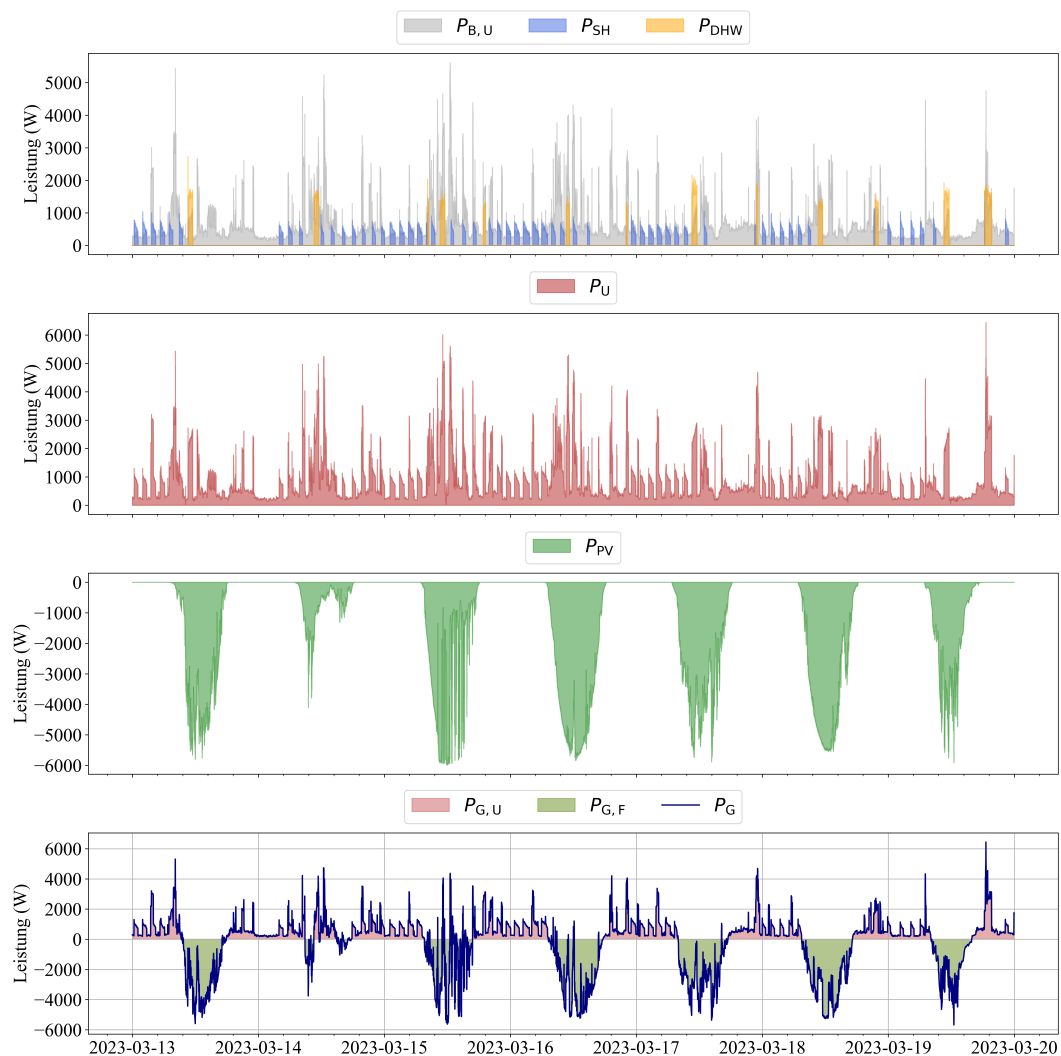


Abbildung 2.6: Referenzszenario 1: Vergleich Strombedarf des Gebäudes und Leistungen der Wärmepumpe (Subplot 1). Summierter Bedarf des Gebäudes und der Wärmepumpe (Subplot 2). Verfügbare PV-Leistung (Subplot 3). Leistung Stromzähler und Darstellung eingespeiste und bezogene Leistung (Subplot 4).

2.3 Optimierungssimulation

Nach der Modellierung und Identifikation des Systems wird ein Optimierungsansatz angewendet, um den Autarkiegrad zu erhöhen und die Betriebskosten des Gebäudes im Hinblick auf die elektrische Energie zu senken. Das Ziel ist die Minimierung der Kosten für die zugekaufte elektrische Energie des Gebäudes.

des. Als Input dienen die zuvor definierten Bilanzen. Dabei stehen als variable Größen die Betriebsmodi der Wärmepumpe (S_{DHW} und S_{HP}) und deren Betriebszeiten zur Verfügung. Als Flexibilitäten dienen die thermische Kapazität des Speichers und die thermische Masse des Gebäudes.

2.3.1 Optimierungsproblem

Um das Optimierungsproblem zu lösen, ist es erforderlich, die gekoppelten Differentialgleichungen für die Speichertemperatur T_{T} und die Raumtemperatur T_{R} in ein System gewöhnlicher Differentialgleichungen zu überführen. Dieser Ansatz wurde auch von Wohlgenannt et al. [28] verwendet. Die Umwandlung wird wie folgt durchgeführt:

$$C_{\text{T}} \cdot \dot{T}_{\text{T}} = \bar{Q}_{\text{DHW}} \cdot S_{\text{DHW}} + U_{\text{T}} \cdot A_{\text{T}} \cdot (T_{\text{R}} - T_{\text{T}}) - \dot{Q}_{\text{DEM,DHW}}, \quad (2.25)$$

$$C_{\text{R}} \cdot \dot{T}_{\text{R}} = f_{\dot{Q}_{\text{SH}}} \cdot \bar{Q}_{\text{SH}} \cdot S_{\text{SH}} + U_{\text{R}} \cdot A_{\text{R}} \cdot (T_{\text{ENV}} - T_{\text{R}}) + U_{\text{T}} \cdot A_{\text{T}} \cdot (T_{\text{T}} - T_{\text{R}}) - f_{\dot{Q}_{\text{IRR}}} \cdot \dot{Q}_{\text{IRR}}, \quad (2.26)$$

$$\begin{pmatrix} \dot{T}_{\text{T}} \\ \dot{T}_{\text{R}} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -\frac{U_{\text{T}} \cdot A_{\text{T}}}{C_{\text{T}}} & \frac{U_{\text{T}} \cdot A_{\text{T}}}{C_{\text{T}}} \\ \frac{U_{\text{T}} \cdot A_{\text{T}}}{C_{\text{T}}} & -\frac{U_{\text{T}} \cdot A_{\text{T}} + U_{\text{R}} \cdot A_{\text{R}}}{C_{\text{R}}} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} T_{\text{T}} \\ T_{\text{R}} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -\frac{\dot{Q}_{\text{DEM,DHW}}}{C_{\text{T}}} \\ \frac{U_{\text{R}} \cdot A_{\text{R}} \cdot T_{\text{ENV}} + f_{\dot{Q}_{\text{IRR}}} \cdot \dot{Q}_{\text{IRR}}}{C_{\text{R}}} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \frac{\bar{Q}_{\text{DHW}} \cdot S_{\text{DHW}}}{C_{\text{T}}} \\ \frac{f_{\dot{Q}_{\text{SH}}} \cdot \bar{Q}_{\text{SH}} \cdot S_{\text{SH}}}{C_{\text{R}}} \end{pmatrix}. \quad (2.27)$$

Das Ziel der Optimierung ist die Minimierung der Gesamtenergiekosten c_{E} des Systems. Der Preis für den Strombezug p_{U} und der Einspeisetarif p_{F} werden in der Kostenfunktion berücksichtigt.

Dabei werden die aktuellen Tarife des lokalen Stromanbieters für die Berechnung herangezogen, um eine möglichst realitätsnahe Abschätzung zu erreichen:

- Bezugstarif p_U : 0,2244 €/kWh [29],
- Einspeisetarif p_F : 0,07 €/kWh [30].

Zur Bestimmung der elektrischen Leistung, die in das Netz eingespeist bzw. aus dem Netz bezogen wird, wird die Variable P_G definiert, um die Energiekosten zu berechnen.

Mit den Entscheidungsvariablen wird der Betriebsmodus der Wärmepumpe für jeden Zeitpunkt definiert. Dabei ist S_{DHW} der Status der Wärmepumpe für die Trinkwassererwärmung und S_{SH} der Status für den Betriebsmodus Raumheizung. Beide Variablen sind als binäre Variablen definiert und dürfen nicht gleichzeitig aktiv sein, da sich die Wärmepumpe immer nur in einem Betriebsmodus befinden kann:

- Status Wärmepumpe Brauchwasserbereitung $S_{DHW} \in \{0, 1\}$,
- Status Wärmepumpe Raumheizung $S_{SH} \in \{0, 1\}$.

Um die Vergleichbarkeit mit dem bestehenden System sicherzustellen wird der gleiche Energieinhalt für die Start- und Endzeitpunkte wie in den Messdaten angenommen. Dafür werden für die Start- und Endtemperaturen des Speichers T_T und des Raumes T_R die gleichen Werte wie in den Messdaten vorausgesetzt:

- Starttemperaturen: $T_{T,0} = 48,88 \text{ °C}$, $T_{R,0} = 23,70 \text{ °C}$,
- Endtemperaturen: $T_{T,N} = 54,59 \text{ °C}$, $T_{R,N} = 23,80 \text{ °C}$.

Die mittlere Luftfeuchte im Raum liegt während des Tages bei rund 35%, die Grenzen für die Behaglichkeit bei einer relativen Raumluftfeuchte von 40% werden im Behaglichkeitsdiagramm [18] mit 19 - 24 °C angegeben. Dies ist daher auch der erlaubte Temperaturbereich, in dem sich die Raumtemperatur T_R bewegen darf. Für die Speichertemperatur T_T wird die untere Temperaturgrenze auf 40 °C festgelegt. Damit ist gewährleistet, dass am Austritt des Speichers immer warmes Wasser zur Verfügung steht. Die Berechnung des durchschnittlichen COP (\overline{COP}_{DHW} und \overline{COP}_{SH}) für die Trinkwassererwärmung und die Raumheizung erfolgte aus den Realdaten und ist daher bei Verwendung des gleichen Temperaturniveaus aussagekräftig. Als Obergrenze für die Speichertemperatur T_T werden daher 55 °C vorgegeben, dies ist im Realbetrieb die

maximale Speichertemperatur.

Für die Optimierung (Szenario 1) wird der gleiche Zeitraum wie bei der Systemidentifikation betrachtet, die zeitlichen Auflösung Δt liegt bei 15 Minuten. Das Optimierungsproblem mit den zuvor bestimmten Nebenbedingungen kann wie folgt formuliert werden:

$$((S_{\text{DHW},0}, S_{\text{SH},0})^*, \dots, (S_{\text{DHW},N}, S_{\text{SH},N})^*) = \min_{S_{\text{DHW},i}, S_{\text{SH},i}} \sum_{i=0}^N c_{\text{E},i}, \quad (2.28)$$

$$\text{s.t. } \forall i \in \{1, \dots, N\} :$$

$$P_{\text{G},i} + P_{\text{PV},i} - \frac{\bar{Q}_{\text{DHW}}}{\text{COP}_{\text{DHW}}} \cdot S_{\text{DHW},i} - \frac{\bar{Q}_{\text{SH}}}{\text{COP}_{\text{SH}}} \cdot S_{\text{SH},i} - P_{\text{B,U},i} = 0, \quad (2.29)$$

$$p_{\text{U}} \cdot P_{\text{G},i} \cdot \Delta t \leq c_{\text{E},i}, \quad (2.30)$$

$$p_{\text{F}} \cdot P_{\text{G},i} \cdot \Delta t \leq c_{\text{E},i}, \quad (2.31)$$

$$S_{\text{DHW},i} + S_{\text{SH},i} \leq 1, \quad (2.32)$$

$$-A \cdot T_{\text{SS},i} = b + u, \quad (2.33)$$

$$T_{\text{SS},i+1} = \exp(A \cdot \Delta t) \cdot T_i - \exp(A \cdot \Delta t) \cdot T_{\text{SS},i} + T_{\text{SS},i}, \quad (2.34)$$

$$T_0 = \begin{pmatrix} T_{\text{T},0} \\ T_{\text{R},0} \end{pmatrix}, \quad (2.35)$$

$$T_N = \begin{pmatrix} T_{\text{T},N} \\ T_{\text{R},N} \end{pmatrix}. \quad (2.36)$$

Der Einfluss der Optimierung wird in zwei weiteren Szenarien betrachtet. Im Szenario 2 wird der gleiche Zeitraum wie bei der Systemidentifikation verwendet. Jedoch wird im Gegensatz zum Szenario 1 eine maximale Speichertemperatur von 65 °C erlaubt. Im dritten Szenario werden die saisonalen Unterschiede betrachtet. Dafür wird eine Woche in der Winter- und eine Woche in der Sommersaison optimiert.

3 Ergebnisse und Diskussion

Die Ergebnisse beziehen sich auf die Gegenüberstellung der Standard-Regelstrategie mit der im Kapitel 2.3 vorgestellten Optimierungssimulation. Dabei wird im ersten Szenario die Simulation für denselben Zeitraum wie auch in der Systemidentifikation durchgeführt. Das erste Szenario unterscheidet sich vom zweiten Szenario durch die Vorgabe einer erhöhten maximal erlaubten Speichertemperatur. Im dritten Szenario erfolgt die saisonale Betrachtung. Die Unterscheidung zwischen dem Referenzfall und dem optimierten Betrieb der Leistungen, Temperaturen etc. erfolgt in den Grafiken über die Indizes:

- optimierte Werte: Index opt,
- Werte im Referenzfall: Index real.

3.1 Szenario 1: Optimierung Referenzfall (Proof of Concept)

Im Szenario 1 wird der Betrieb für den Zeitraum, welcher in der Systemidentifikation betrachtet wird, durchgeführt. Dabei orientieren sich die Temperaturgrenzen für den Speicher und den Raum an den Temperaturen des Referenzfalles.

3.1.1 Betriebsmodi und Temperaturverläufe

Die optimierten Betriebszustände der Wärmepumpe werden in der Grafik 3.1 im Vergleich zu den Betriebszuständen im Referenzfall abgebildet. Als Grundlage für den Referenzfall dienen die Messdaten und die identifizierten Zustände im Kapitel 2.2.

Die Betriebszeiten der Wärmepumpe im Modus Trinkwassererwärmung (Status S_{DHW}) werden im Subplot 1 der Grafik 3.1 dargestellt. Die Anzahl der Erwärmungsperioden hat sich im optimierten Betrieb (gelb) im Gegensatz zum Referenzbetrieb (orange) um 92% erhöht. Die Betriebszeiten für den Modus Raumheizung sind im Subplot 2 ersichtlich. Hier ergibt sich eine Verringerung von 69% im optimierten Betrieb (blau) im Verhältnis zum Referenzbetrieb (violett). Zusätzlich verringern sich die Verdichterlaufzeiten um 33 bzw.

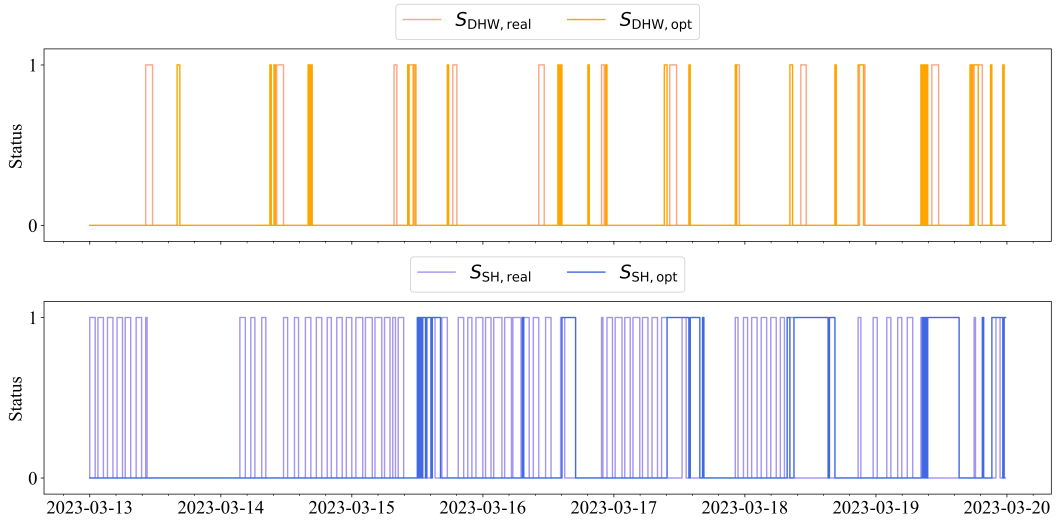


Abbildung 3.1: Vergleich Betriebszustände der Wärmepumpe Referenzbetrieb und Szenario 1. Vergleich der Trinkwasser-Heizperioden in Subplot 1, Perioden Raumheizung in Subplot 2.

49% für die Trinkwassererwärmung ($t_{C,DHW}$) und die Raumheizung ($t_{C,SH}$). Die Gesamtanzahl der Verdichterstarts n_C hat sich von 74 auf 44 im optimierten Betrieb verringert, was einer Verringerung von 41% entspricht. Jeder Startvorgang der Wärmepumpe führt zu mechanischem Verschleiß, vor allem an beweglichen Komponenten, sowie zu einer erhöhten elektrischen und thermischen Belastung. Dadurch wirkt sich die Reduzierung der Verdichterstarts positiv auf die Lebensdauer der Wärmepumpe aus.

Der Temperaturverlauf der Speichertemperatur $T_{T,opt}$ (gelb) und der Raumtemperatur $T_{R,opt}$ (blau) liegt im optimierten Szenario während dem betrachteten Zeitraum innerhalb des zulässigen Bereiches (Abbildung 3.2, Subplot 3). Somit wird der Komfort während des gesamten Zeitraumes gewährleistet. Im Vergleich dazu werden im Referenzszenario die Komfortgrenzen teilweise verletzt, so sinkt die Speichertemperatur $T_{T,real}$ (orange) vier mal unter 40 °C . Dabei sind zwei Zeitpunkte kritisch, da an diesen der Komfort nicht gewährleistet wird. Auch steigt die Raumtemperatur im Referenzfall $T_{R,real}$ (violett) teilweise auf bis zu 25 °C und liegt damit außerhalb des Behaglichkeitsbereichs. Im optimierten Betrieb kann daher eine Verbesserung des Benutzerkomforts erreicht werden. Die Vorgabe, dass die Start- und Endtemperaturen gleich wie die Temperaturen im Referenzfall sind, wird ebenfalls erreicht.

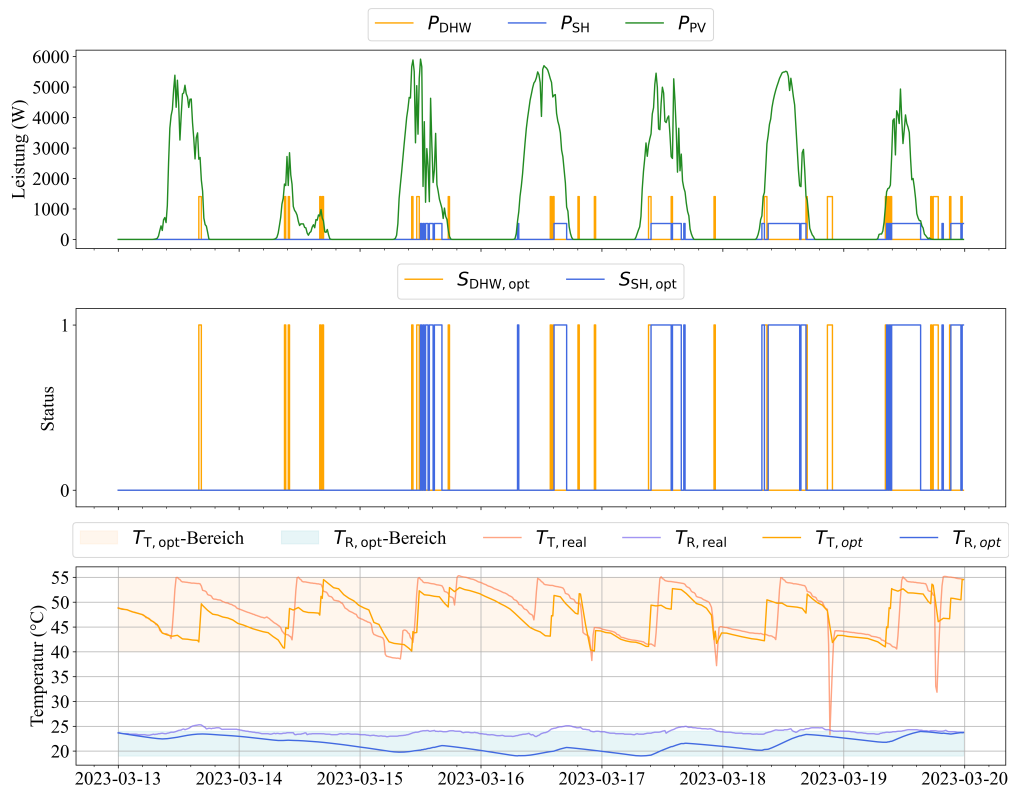


Abbildung 3.2: Subplot 1: Leistungen der Wärmepumpe und verfügbare PV-Leistung im Szenario 1. Subplot 2: optimierte Betriebsmodi der Wärmepumpe. Subplot 3: Vergleich Speicher- und Raumtemperatur zwischen Referenzbetrieb und Szenario 1.

Die Temperaturunterschiede zwischen dem Referenzbetrieb und dem optimierten Betrieb können derselben Grafik entnommen werden. Die Speichertemperatur im optimierten Betrieb (gelb) liegt zu den meisten Zeitpunkten unter der Temperatur im Realbetrieb (orange). Dies kann auf die Verschiebung der Betriebszeiten zurückgeführt werden. Durch das niedrigere Temperaturniveau ergeben sich als weiterer Vorteil verringerte Auskühlverluste des Speichers. Die Raumtemperatur T_R liegt im optimierten Betrieb meist unter der Temperatur des Referenzfalles, jedoch immer innerhalb des erlaubten Temperaturbandes und somit im Behaglichkeitsbereich. Durch die verringerte Temperatur werden im Vergleich zum Realfall geringere Verluste des Gebäudes an die Umgebungsluft erreicht. Dies wiederum hat einen geringeren Bedarf an zugeführter Heizenergie zur Folge. Lediglich am Ende des betrachteten Zeitraumes wird die Raumtemperatur erhöht, um das gleiche Temperaturniveau wie im Referenz-

szenario zu erreichen.

Bei der Speichertemperatur wird im optimierten Betrieb die mittlere Speichertemperatur $T_{T,opt}$ angegeben, beim Referenzfall entspricht die Speichertemperatur $T_{T,real}$ der gemessenen Temperatur des Speicherfühlers. Dieser Messwert entspricht an Zeitpunkten, an denen der Speicher gleichmäßig durchmischt ist, der mittleren Speichertemperatur. Während Zeitpunkten, in denen der Speicher nicht durchmischt ist, entspricht der Messwert nicht der mittleren Speichertemperatur [9]. Beim Vergleich der Raumtemperatur wird im optimierten Betrieb die durchschnittliche Temperatur des gesamten Gebäudes und im Referenzbetrieb die gemessene Sensortemperatur in einem Raum betrachtet. Der direkte Vergleich ist daher mit Unsicherheit behaftet.

Die Betriebszeiten der Wärmepumpe im optimierten Betrieb (siehe Subplot 1 und 2) finden größtenteils zu Zeiten statt, an denen Leistung der Photovoltaikanlage zur Verfügung steht. Der Einfluss auf die Kosten und den Autarkiegrad wird im Kapitel 3.1.2 diskutiert.

3.1.2 Leistungen und Kostenbetrachtung

Die elektrische Leistung des Gebäudes $P_{B,U}$ umfasst alle Stromverbraucher im Gebäude mit Ausnahme der Wärmepumpenanlage. Der Verbrauch verändert sich daher zwischen dem Referenz- und dem optimierten Betrieb nicht. Die verfügbare Leistung der Photovoltaikanlage P_{PV} , der Bedarf an Trinkwasser $Q_{DEM,DHW}$ und die solare Einstrahlung \dot{Q}_{IRR} bleiben ebenso konstant. Die Verteilung dieser Leistungen sind im Plot 3.3 ersichtlich.

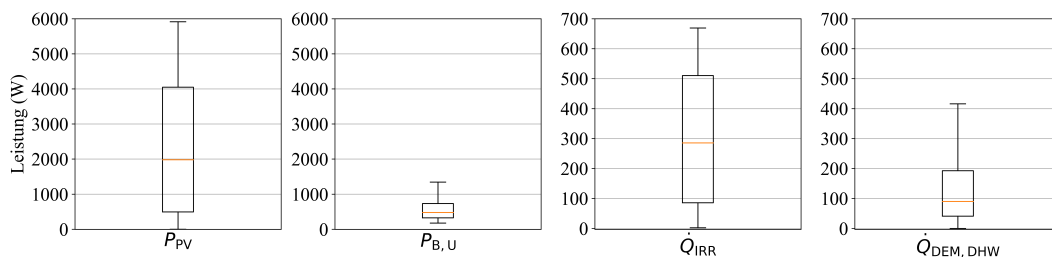


Abbildung 3.3: Verteilung der PV-Leistung (Subplot 1), des Gebäudebedarfs (Subplot 2), der solaren Einstrahlung (Subplot 3) und des Trinkwasserbedarfs (Subplot 4).

Die Lastverlagerung erfolgt durch die Optimierung der Betriebszeiten der Wärmepumpe. Die Leistungen der Wärmepumpe und folglich die Betriebszeiten sind im Subplot 1 der Abbildung 3.4 ersichtlich. Die Leistungen für die

Trinkwassererwärmung P_{DHW} ist in gelb und die Leistung für die Raumheizung P_{SH} in blau dargestellt. Der Gesamtbedarf an elektrischer Leistung P_{U} (rot) ist in Subplot 2 ersichtlich und setzt sich aus den Leistungen der Wärmepumpe und dem Bedarf des Gebäudes $P_{\text{B,U}}$ zusammen (Subplot 1, grau). Die Optimierung wird in einem Viertelstunden-Intervall durchgeführt, wodurch der Status der Wärmepumpe höchstens in diesem Intervall geändert wird. Daher wird die Mindestlaufzeit der Wärmepumpe im optimierten Szenario ebenfalls berücksichtigt. Andere Verhaltensweisen der Wärmepumpe, wie beispielsweise der erhöhte Energiebedarf beim Start des Verdichters oder der Abtauvorgang, werden nicht in Betracht gezogen. Diese Effekte und die Zeiten, an denen sie stattfinden, können aus den vorhandenen Messdaten nicht bestimmt werden. Da jedoch die Durchschnittswerte für den COP und die Leistungen verwendet werden, sind die Auswirkungen dieser Prozesse bereits in den berechneten Durchschnittswerten berücksichtigt.

Aufgrund der Kostenstruktur wie in Kapitel 2.3 beschrieben ist die Deckung des Bedarfs durch die verfügbare PV-Leistung P_{PV} kosteneffizienter als die Einspeisung der PV-Leistung. Daher werden durch den Optimierungsansatz die Betriebszeiten und -modi der Wärmepumpe so angepasst, dass diese mit der verfügbaren PV-Leistung P_{PV} (Subplot 3, grün) korrelieren. Im Referenzfall finden die Betriebszeiten der Wärmepumpe bereits teilweise während der Zeiten mit verfügbarer PV-Leistung statt (siehe Abbildung 3.4 im Kapitel 2.2.4), jedoch überschneiden sich diese nicht aktiv wie in der Optimierung. Durch diese Optimierung kann die bezogene Leistung aus dem Stromnetz $P_{\text{G,U}}$ verringert werden. Die eingespeiste Leistung $P_{\text{G,F}}$ wird ebenfalls verringert. Die eingespeiste und netzbezogene Leistung ergeben die Leistung am Stromzähler P_{G} . Die Leistungen sind im Subplot 3 ersichtlich.

Die Einspeisung tritt vorwiegend zur Mittagszeit auf, da hier die meiste PV-Leistung bereitsteht. Die maximal verfügbare PV-Leistung beträgt etwa 5,5 kW, wovon teilweise über 4 kW an elektrischer Leistung direkt ins Stromnetz eingespeist werden.

Abbildung 3.5 ermöglicht einen Vergleich der Zeitpunkte zwischen dem Referenz- und dem optimierten Betrieb, an denen elektrische Leistung bezogen oder eingespeist wird. Der elektrische Energiebedarf der Wärmepumpe konnte im optimierten Betrieb im Vergleich zum Referenzfall in den verschiedenen Betriebsmodi wie folgt verringert werden: 1) -23% bei Gesamtlaufzeit (W_{HP}), 2) -11% bei Trinkwassererwärmung (W_{DHW}) und 3) -31% bei Raumheizung (W_{SH}). Durch den insgesamt verringerten Energiebedarf und die Lastverschiebung verändern sich die eingespeisten und netzbezogenen Energiemengen ($W_{\text{G,F}}$ und $W_{\text{G,U}}$). Die eingespeiste elektrische Energie $W_{\text{G,F}}$ verringert sich im optimierten Betrieb um 6%, die netzbezogene elektrische Energie $W_{\text{G,U}}$ um 19%. Dies führt zu einer Re-

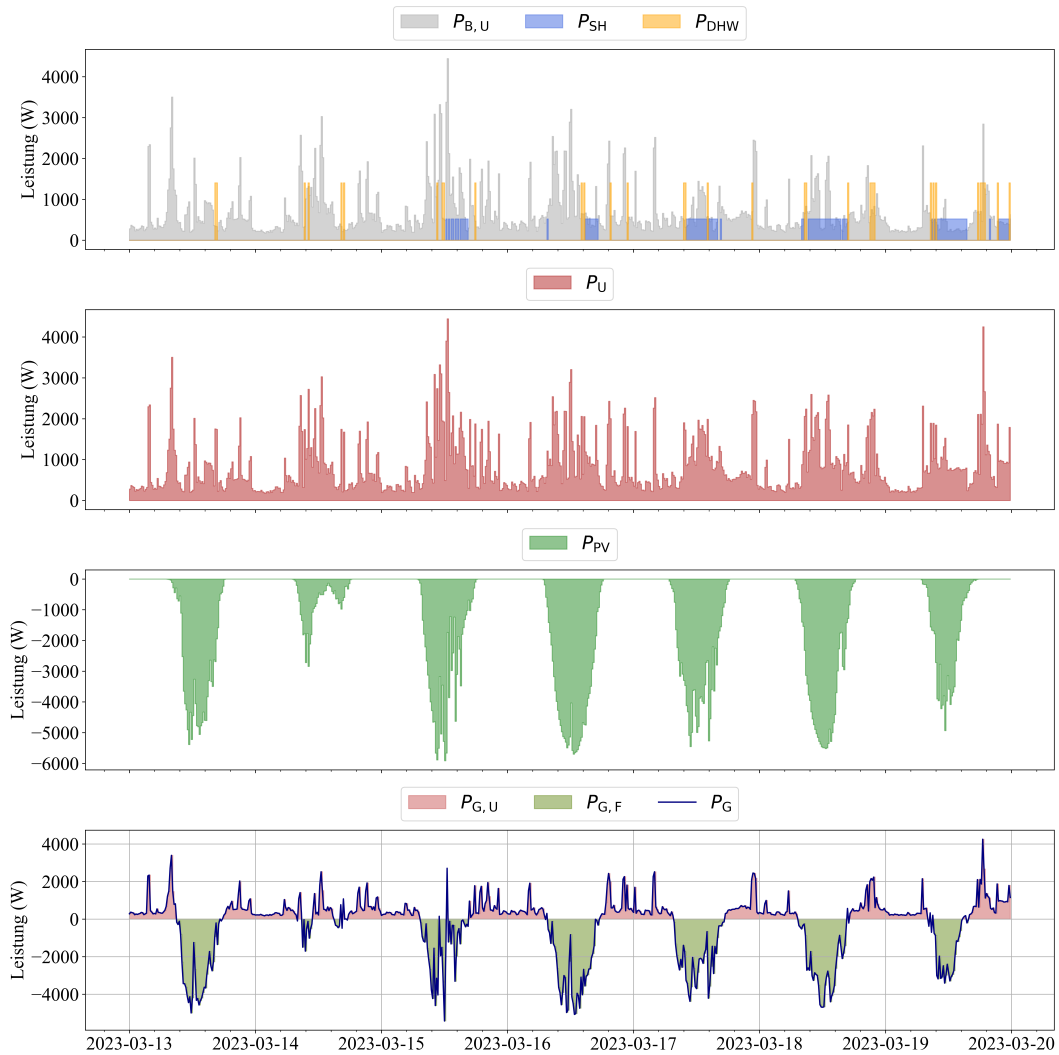


Abbildung 3.4: Szenario 1: Vergleich Strombedarf des Gebäudes und Leistungen der Wärmepumpe (Subplot 1). Summierter Bedarf des Gebäudes und der Wärmepumpe (Subplot 2). Verfügbare PV-Leistung (Subplot 3). Leistung Stromzähler und Darstellung eingespeiste und bezogene Leistung (Subplot 4).

duktion der Gesamtkosten $c_{E,U}$ von 10,11 € auf 7,04 €, was einer Verringerung von 30% für den betrachteten Zeitraum von einer Woche entspricht. Der Ertrag für die eingespeiste elektrische Energie $c_{E,F}$ verringert sich um 6%, die Kosten für die netzbezogene elektrische Energie reduziert sich um 19%.

Die spezifischen Kosten $c_{E,S}$ ändern sich um 9% von 0,28 €/kWh im Referenzfall zu 0,26 €/kWh im optimierten Betrieb. Der Autarkiegrad α im Referenzfall

beträgt 43%. Durch die Optimierung ergibt sich ein Autarkiegrad von 51%, es können 8% der erzeugten PV-Energie zusätzlich genutzt werden.

Eine Übersicht der Veränderungen ist in der Tabelle 3.1 ersichtlich.

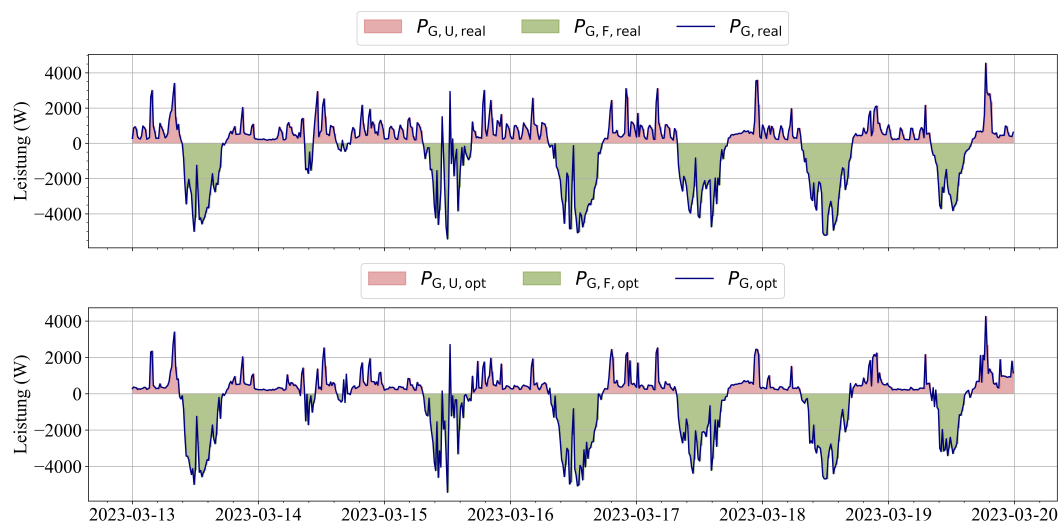


Abbildung 3.5: Vergleich eingespeiste und bezogene Leistung im Referenzfall (Subplot 1) und im Szenario 1 (Subplot 2).

Tabelle 3.1: Vergleich Referenzbetrieb mit optimiertem Betrieb im Szenario 1.

	Einheit	Referenz- betrieb	Optimierter Betrieb	Differenz (%)
Autarkiegrad α	%	43	51	8
Spezifische Kosten				
el. Energie $c_{E,S}$	€/kWh	0,28	0,26	-9
Gesamtkosten el.				
Energie c_E	€	10,11	7,04	-30
Kosten el.				
Energiebezug $c_{E,U}$	€	19,20	15,59	-19
Einspeisekosten el.				
Energie $c_{E,F}$	€	-9,09	-8,55	-6
El. Energie Stromnetz W_G	kWh	-44,30	-52,62	19
El. Energiebezug $W_{G,U}$	kWh	85,55	69,47	-19
El. Energieeinspeisung $W_{G,F}$	kWh	-129,84	-122,09	-6
Energiebedarf HP W_{HP}	kWh	35,50	27,18	-23
Energiebedarf HP				
DHW W_{DHW}	kWh	13,88	12,30	-11
Energiebedarf				
HP SH W_{SH}	kWh	21,62	14,89	-31
Erzeugte el. Energie				
Photovoltaikanlage W_{PV}	kWh	194,25	194,25	-
El. Energiebedarf				
Gebäude $W_{U,B}$	kWh	114,45	114,45	-
Energiebedarf				
DHW $Q_{DEM,DHW}$	kWh	33,97	33,97	-
Energie				
Sonneneinstrahlung Q_{IRR}	kWh	106,05	106,05	-
Starts HP n_C	-	74	44	-41
Starts HP DHW $n_{C,DHW}$	-	13	25	92
Starts HP SH $n_{C,SH}$	-	61	19	-69
Laufzeit HP t_C	h	68,50	37,25	-46
Laufzeit HP DHW $t_{C,DHW}$	h	13,00	8,75	-33
Laufzeit HP SH $t_{C,SH}$	h	55,50	28,50	-49

3.2 Szenario 2: Optimierung Referenzfall bei erhöhter Speichertemperatur

Die Wärmepumpe ist in der Lage eine maximale Trinkwassertemperatur von 65 °C zu erzeugen. Im Rahmen der Optimierungssimulation wird ein zusätzliches Szenario betrachtet, in welchem die maximal zulässige Speichertemperatur T_T auf 65 °C erhöht wird. Der Antragsgrad α konnte damit auf 53% gesteigert werden, die Differenz zum optimierten Betrieb in Szenario 1 (siehe 3.1) beträgt 2%. Die Ausnutzung dieses erweiterten Temperaturbandes resultiert in einer Verringerung der spezifischen Kosten $c_{E,S}$ von 14% gegenüber dem Referenzbetrieb. Somit können die spezifischen Kosten um zusätzliche 5% verringert werden. Bei Betrachtung der Gesamtkosten c_E ergibt sich eine Verringerung von 6,67 Euro. Dies entspricht einer Kosteneinsparung von 34% im Vergleich zum Referenzbetrieb. Die Anzahl der Verdichterstarts n_C hat sich im Gegensatz zum Referenzszenario um 30% verringert, jedoch im Verhältnis zum Szenario 1 um 11% erhöht. Die detaillierten Ergebnisse sind im Anhang in der Tabelle 4.1 ersichtlich.

Durch die teils erhöhte Kondensationstemperatur ergibt sich eine Verringerung der durchschnittlichen Leistungszahl \overline{COP}_{DHW} während der Trinkwassererwärmung. Obwohl geringe zusätzliche Kosteneinsparungen (bei Kalkulation mit gleicher Leistungszahl wie im Szenario 1) erreicht werden können, ist aufgrund der zusätzlichen Verdichterstarts n_C bei einer Umsetzung an der realen Anlage das Szenario 1 zu präferieren.

3.3 Szenario 3: Saisonale Unterschiede im optimierten Betrieb

Zur Identifikation des Lastverschiebungspotentials wird der Einfluss der Optimierung zusätzlich während anderer saisonaler Gegebenheiten betrachtet. Dabei werden im Rahmen der Arbeit zwei weitere Wochen evaluiert. Die Optimierungssimulation wird für eine Woche im Winter vom 16.01.2023 bis zum 22.01.2023 und eine Woche im Sommer (19.06.2023 bis 25.06.2023) durchgeführt. Als Referenz für die Evaluierung des optimierten Betriebes, dient der Normalbetrieb in eben diesen Zeiträumen.

Die Speichertemperatur $T_{T,opt}$ (gelb) und die Raumtemperatur $T_{R,opt}$ (blau) bewegen sich während der Wintersaison im zulässigen Bereich. Der Benutzerkomfort ist sichergestellt (siehe Abbildung 3.6, Subplot 1). In der Wintersaison ist die Leistung der Photovoltaikanlage P_{PV} gering, während der Bedarf an thermischer Energie für die Raumheizung hoch ist. Durch die Optimierung

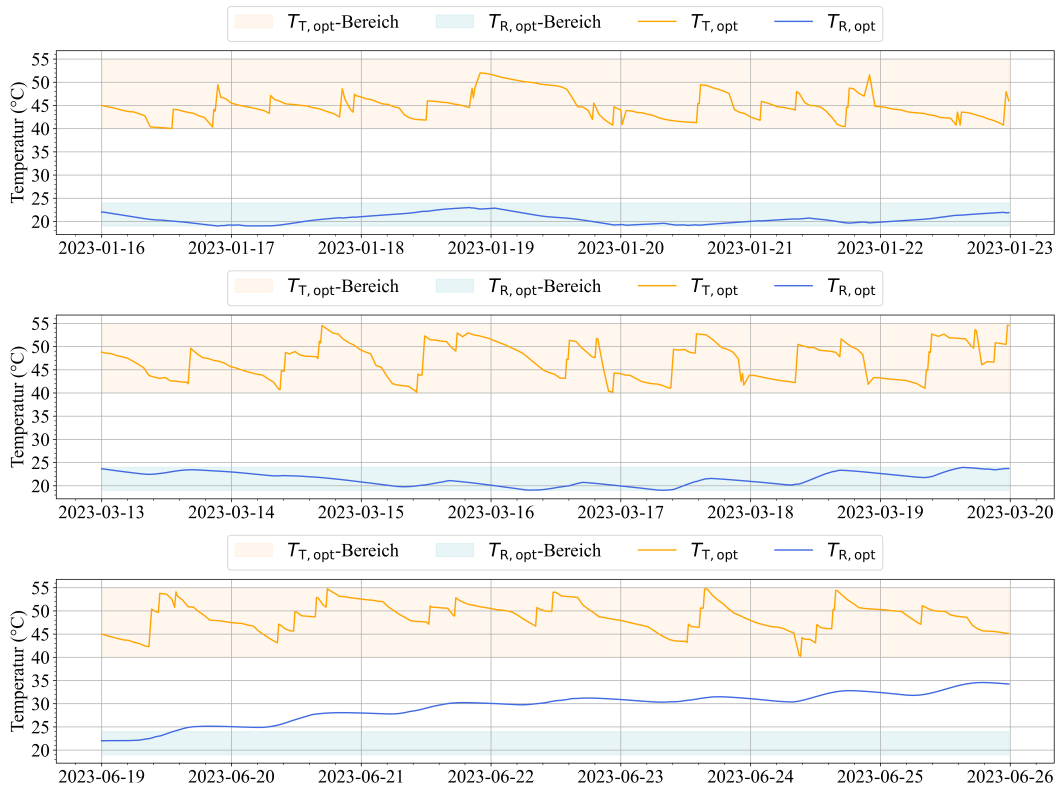


Abbildung 3.6: Vergleich der Speicher- und Raumtemperaturen in der Übergangszeit (Sublot 2) mit den Temperaturen in der Wintersaison (Sublot 1) und der Sommersaison (Sublot 3).

konnte daher nur ein geringes Lastverschiebungspotential ermittelt werden. Es wird eine Steigerung des Autarkiegrad von 1% im optimierten Betrieb ($\alpha = 16\%$) gegenüber dem Referenzbetrieb ($\alpha = 15\%$) erreicht. Jedoch erhöhen sich die spezifischen Kosten $c_{E,S}$ von 0,51 €/kWh auf 0,61 €/kWh, um insgesamt 18%. Dies ist auf den verringerten Energiebedarf der Wärmepumpe W_{HP} von 23% zurückzuführen, während die Gesamtkosten c_E lediglich um 10% gesenkt werden. Die Verdichterlaufzeit wird im optimierten Betrieb um insgesamt 20% verringert. Es finden weniger dafür längere Raumheizphasen statt, während die Anzahl der Trinkwasser-Heizphasen zunimmt. Die Anzahl der Verdichterstarts erhöht sich im Modus Trinkwassererwärmung ($n_{C,DHW}$) um 57% und verringert sich im Betrieb Raumheizung ($n_{C,SH}$) um 33%. Gesamthaft betrachtet ergibt sich daher eine Verringerung der Verdichterstarts n_C von 15%.

Durch die Optimierung der Wärmepumpe ist in der Wintersaison ein Lastverschiebungspotential gegeben. Eine Erhöhung des Autarkiegrades ist nur marginal möglich, die Gesamtkosten können jedoch reduziert werden. Dabei wird

der betrachtete Zeitraum als guter Referenzwert für den Winterbetrieb angenommen, da die durchschnittliche gemessene Außentemperatur T_{ENV} der durchschnittlichen Temperatur [31] von rund 1 °C im Januar entspricht. Außerdem handelt es sich um eine normale Woche außerhalb der Ferienzeit, wodurch das Benutzerverhalten als üblich eingestuft wird. Eine Übersicht aller Werte ist im Anhang 4.2 ersichtlich.

In den Sommermonaten steht aufgrund der günstigen Wetterbedingungen eine höhere Leistung der Photovoltaikanlage P_{PV} zur Verfügung, während der thermische Bedarf abnimmt, da keine Raumheizung erforderlich ist. Auch der Kühlbetrieb der Wärmepumpe, welcher in dieser Arbeit nicht betrachtet wird (siehe Kapitel 2.1.2), würde diesen Effekt nur geringfügig beeinflussen. Die Kühlung der Zuluft über den Verdampfer führt lediglich zur Abgabe von Wärmeenergie an den Trinkwasserspeicher, sodass bei einem voll geladenen TES keine Kühlung möglich ist. Im Rahmen dieser Optimierungssimulation konnte eine Erhöhung des Autarkiegrades α um 2% und eine Verringerung der spezifischen Kosten $c_{E,S}$ von 42% erreicht werden. Die Anzahl der Wärmepumpenstarts n_C nimmt um 73% zu, während sich die Laufzeit t_C um 41% verringert. Während dieses Zeitraums steht kein Raumheizbedarf an, weshalb nur eine Optimierung der Trinkwasser-Heizphasen erfolgt. Die Temperatur im TES T_T befindet sich während des betrachteten Zeitraums im erlaubten Temperaturbereich, während die Raumtemperatur T_R außerhalb des Bereichs liegt (siehe Abbildung 3.6, Subplot 3). Dies lässt sich darauf zurückführen, dass während des betrachteten Zeitraumes die Wärmeeinträge in den Raum großteils einen positiven Einfluss auf die Raumtemperatur T_R haben. Da die Fensterlüftung und die kontrollierte Be- und Entlüftung des Wohnraums nicht berücksichtigt wurden, traten nur während der Nachtzeit Auskühlverluste auf. Das Gebäude überhitzte sich daher in der Optimierungssimulation. Unter realen Bedingungen wird das Gebäude jedoch gekühlt, wodurch die berechnete Überhitzung im optimierten Betrieb vernachlässigbar ist.

Somit kann gezeigt werden, dass auch in Zeiträumen ohne thermischen Bedarf des Gebäudes eine Reduzierung der spezifischen Kosten $c_{E,S}$ durch die Optimierung der Betriebszeiten der Wärmepumpe möglich ist. Der Autarkiegrad α liegt bereits im Referenzbetrieb bei 58% und kann daher in der Optimierung nur geringfügig gesteigert werden, da nur geringe Flexibilitäten vorhanden sind. Der betrachtete Zeitraum kann, wie die Wintersaison, als plausible Beispielwoche betrachtet werden. Die während dieses Zeitraums gemessene durchschnittliche Außentemperatur T_{ENV} beträgt 25,2 °C und übersteigt damit den Mittelwert für den Monat Juni [31]. Angesichts des vorherrschenden globalen Klimawandels ist es dennoch anzunehmen, dass solch hohe Temperaturen in zukünftigen Szenarien durchaus realistisch sind. Da der Zeitraum noch vor den

Sommerferien liegt, muss jedoch berücksichtigt werden, dass sich der Bedarf und die Nutzung des Gebäudes während der Schulferien ändern können. Dennoch kann gezeigt werden, dass auch in dieser Saison durch die Optimierung der Betriebszeiten der Wärmepumpe Kosten eingespart werden können. Die einzelnen Werte können dem Anhang 4.3 entnommen werden.

Werden die elektrischen Leistungen der drei Zeiträume miteinander vergli-

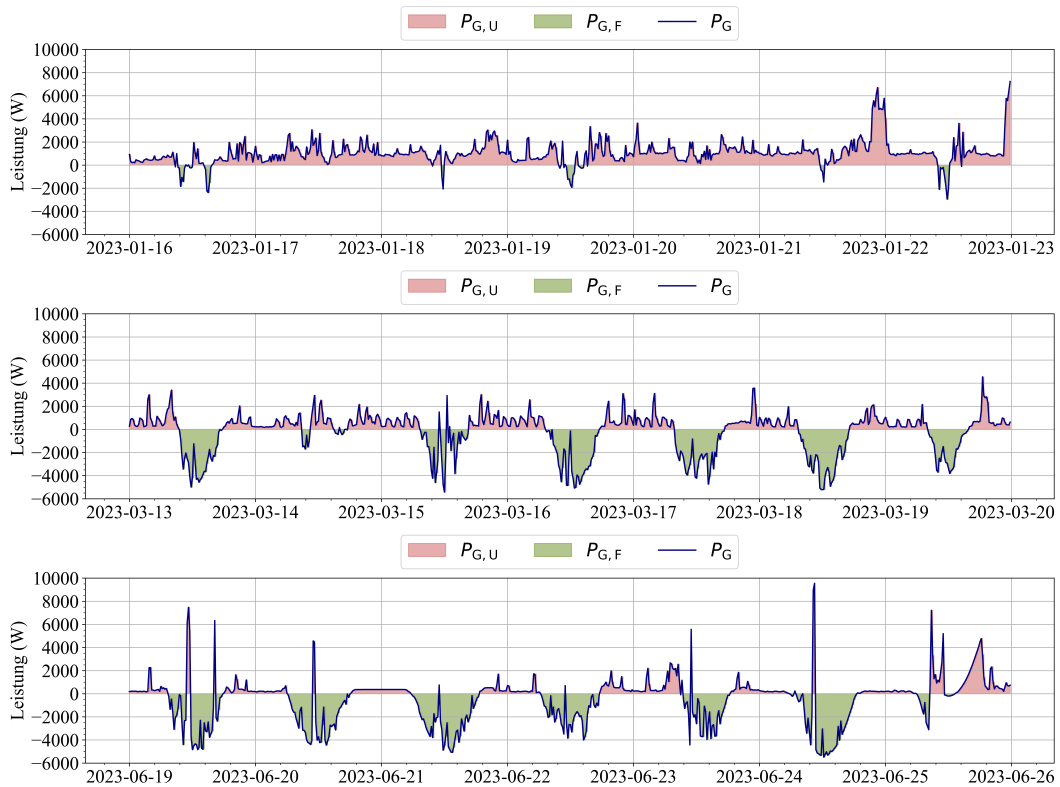


Abbildung 3.7: Vergleich eingespeiste und bezogene Leistung in der Übergangszeit (Sublot 2) mit den Leistungen in der Wintersaison (Sublot 1) und der Sommersaison (Sublot 3).

chen (siehe Abbildung 3.7), ist erkennbar, dass die eingespeiste Energie $W_{G,F}$ im Winter (Subplot 1) den geringsten Anteil hat. Dies ist auf die reduzierte PV-Leistung P_{PV} zurückzuführen. Im Winter werden durch die PV-Anlage in einer Woche 43,57 kWh an elektrischer Energie W_{PV} zur Verfügung gestellt, im Sommer sind es 262,26 kWh. Dies entspricht einer Steigerung von 602%. Der elektrische Gesamtenergiebedarf und die netzbezogene Energiemenge $W_{G,U}$ sind jedoch in den Wintermonaten am höchsten. Der Autrakiegrad α nimmt daher vom Winter zum Sommer stetig zu. Die höchsten Gesamtenergiekosten c_E mit 39,92 € sind während der Wintersaison (Subplot 1) gegeben. Die geringsten

Gesamtkosten für die elektrische Energie treten während der Sommermonate (Subplot 3) auf, die geringsten spezifischen Kosten für elektrische Energie während der Übergangszeit (Subplot 2).

4 Fazit und Ausblick

Im Rahmen dieser Arbeit erfolgt die Modellierung, Systemidentifikation und Optimierung des Energiesystems eines realen Gebäudes. Ziel der Optimierung ist die Minimierung der elektrischen Energiekosten und die Erhöhung des Autarkiegrades. Die Ergebnisse (Szenario 1) zeigen, dass durch die optimierte Betriebsweise der Wärmepumpe eine Erhöhung des Autarkiegrades um 8%, eine Gesamtkosteneinsparungen von 30% und eine Verringerung der spezifischen Kosten von 9% möglich ist. Diese Ergebnisse verdeutlichen das hohe Potential der Lastverschiebung. Es werden dabei nicht nur Kosten eingespart, sondern gleichzeitig wird durch die optimierte Nutzung des PV-Stromes der Autarkiegrad α erhöht.

Durch die saisonale Betrachtung (Szenario 3) konnte gezeigt werden, dass das Lastverschiebungspotential jederzeit gegeben ist. Das Potential variiert je nach vorhandener Photovoltaikleistung und anstehendem thermischen Bedarf. Der Autarkiegrad α kann je nach Saison bis zu 10% erhöht und die spezifischen Kosten $c_{E,S}$ um bis zu 42% verringert werden.

Für die Evaluierung sollten weitere Studien durchgeführt werden, welche das simulativ ermittelte Potenzial der Lastverschiebung durch Implementierung in der realen Anlage untersuchen. Hierbei muss beachtet werden, dass in der Simulation alle Parameter als perfekt vorhersagbar angenommen wurden. Für die Optimierung der realen Anlage wird eine Prognose für den Trinkwasserverbrauch, die solare Einstrahlung und die Außentemperatur benötigt. Für die Vorhersage des Trinkwasserbedarfs können die Vergangenheitswerte als Grundlage dienen, für die Wetterdaten ist eine externe Quelle für die Prognose erforderlich. In der Praxis ergibt sich somit keine perfekte Vorhersage, aber es kann attestiert werden, dass das Potential der Lastverschiebung gegeben ist, wenn auch (möglicherweise) abgeschwächt.

Literatur

- [1] BMWK-Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, *Abkommen von Paris*, de, Nov. 2022. Adresse: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-abkommen-von-paris.html> (besucht am 09.01.2023).
- [2] European Commission, *Consequences of climate change*, de, 2022. Adresse: https://climate.ec.europa.eu/climate-change/consequences-climate-change_en (besucht am 09.01.2023).
- [3] C. Kemfert, „Klimawandel kostet die deutsche Volkswirtschaft Milliarden,“ *Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW)*, Nr. 74. Jahrgang, S. 165–169, März 2007, ISSN: ISSN 1860-8787. Adresse: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_02.c.248613.de/07-11.pdf (besucht am 09.01.2023).
- [4] International Energy Agency, „Global Energy Review 2021 - Assessing the effects of economic recoveries on global energy demand and CO2 emissions in 2021,“ en-GB, Techn. Ber., Apr. 2021. Adresse: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021> (besucht am 09.01.2023).
- [5] M. Anderl, S. Haider, M. Purzner u. a., „Nahzeitprognose der österreichischen Treibhausgas-Emissionen für 2021,“ Umweltbundesamt GmbH, Wien, Techn. Ber., 2022. Adresse: <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0819.pdf> (besucht am 09.01.2023).
- [6] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, *"raus aus Öl und Gas"2021/2022*, de, Sep. 2022. Adresse: https://www.oesterreich.gv.at/themen/bauen_wohnen_und_umwelt/energie_sparen/1/raus_aus_oel.html (besucht am 09.01.2023).
- [7] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), „Energie in Österreich - Zahlen, Daten, Fakten,“ Wien, Techn. Ber., 2022. Adresse: <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0819.pdf> (besucht am 09.01.2023).

- [8] D. Fischer, J. Bernhardt, H. Madani und C. Wittwer, „Comparison of control approaches for variable speed air source heat pumps considering time variable electricity prices and PV,“ en, *Applied Energy*, Jg. 204, S. 93–105, Okt. 2017, ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.06.110. Adresse: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917308607> (besucht am 09.01.2023).
- [9] C. Baumann, G. Huber, J. Alavanja, M. Preißinger und P. Kepplinger, „Experimental validation of a state-of-the-art model predictive control approach for demand side management with a hot water heat pump,“ en, *Energy and Buildings*, Jg. 285, S. 112923, Apr. 2023, ISSN: 0378-7788. DOI: 10.1016/j.enbuild.2023.112923. Adresse: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778823001536> (besucht am 04.07.2023).
- [10] B. Heithorst, F. Kiefer, J. Shen u. a., „Optimized Demand Side Management and Minimized Battery Storage for High Self-Consumption with PV-Driven Low-Part-Load Heat Pumps,“ Juni 2016.
- [11] A. Afram und F. Janabi-Sharifi, „Review of modeling methods for HVAC systems,“ en, *Applied Thermal Engineering*, Jg. 67, Nr. 1, S. 507–519, Juni 2014, ISSN: 1359-4311. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2014.03.055. Adresse: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1359431114002348> (besucht am 11.01.2023).
- [12] P. Kepplinger, G. Huber, M. Preißinger und J. Petrasch, „State estimation of resistive domestic hot water heaters in arbitrary operation modes for demand side management,“ en, *Thermal Science and Engineering Progress*, Jg. 9, S. 94–109, März 2019, ISSN: 2451-9049. DOI: 10.1016/j.tsep.2018.11.003. Adresse: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2451904918302518> (besucht am 03.11.2022).
- [13] D. M. K. K. V. Rao und A. Ukil, „Modeling of Room Temperature Dynamics for Efficient Building Energy Management,“ *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics: Systems*, Jg. 50, Nr. 2, S. 717–725, 2020. DOI: 10.1109/TSMC.2017.2758766.
- [14] T. Xing, X. Li und J. Zhang, „An identification method for room temperature dynamic model based on analytical solution in VAV system,“ *Energy and Buildings*, Jg. 174, S. 134–146, 2018, ISSN: 0378-7788. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.06.039>. Adresse: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378778817340860>.

- [15] A. Afram und F. Janabi-Sharifi, „Theory and applications of HVAC control systems – A review of model predictive control (MPC),“ en, *Building and Environment*, Jg. 72, S. 343–355, Feb. 2014, ISSN: 0360-1323. DOI: 10.1016/j.buildenv.2013.11.016. Adresse: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360132313003363> (besucht am 15.01.2023).
- [16] T. Kemmler und B. Thomas, „Design of Heat-Pump Systems for Single- and Multi-Family Houses using a Heuristic Scheduling for the Optimization of PV Self-Consumption,“ en, *Energies*, Jg. 13, Nr. 5, S. 1118, März 2020, ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en13051118. Adresse: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/5/1118> (besucht am 18.01.2023).
- [17] A. Toradmal, T. Kemmler und B. Thomas, „Boosting the share of onsite PV-electricity utilization by optimized scheduling of a heat pump using buildings thermal inertia,“ en, *Applied Thermal Engineering*, Jg. 137, S. 248–258, Juni 2018, ISSN: 1359-4311. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2018.03.052. Adresse: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1359431117359902> (besucht am 19.01.2023).
- [18] raumluft.org, *Raumklima & Behaglichkeit*. Adresse: <http://raumluft.org/gesunde-raumluft/raumklima-behaglichkeit/> (besucht am 04.07.2023).
- [19] F. Schmid und F. Behrendt, „Genetic sizing optimization of residential multi-carrier energy systems: The aim of energy autarky and its cost,“ en, *Energy*, Jg. 262, S. 125–142, Jan. 2023, ISSN: 0360-5442. DOI: 10.1016/j.energy.2022.125421. Adresse: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544222023039> (besucht am 15.01.2023).
- [20] STIEBEL ELTRON GmbH & Co. KG, *Zentrales Lüftungsgerät mit Wärmerückgewinnung: LWZ 504*, de. Adresse: https://www.stiebel-eltron.ch/content/dam/stelch/downloads/de/312029-39355-9147_LWZ_504_Installation_de.pdf (besucht am 18.01.2023).
- [21] Python Software Foundation, *Python.org*. Adresse: <https://www.python.org/> (besucht am 14.07.2023).
- [22] The SciPy community, *SciPy documentation*. Adresse: <https://docs.scipy.org/doc/scipy/index.html> (besucht am 14.07.2023).
- [23] GUROBI OPTIMIZATION, LLC, *Gurobi Optimization*. Adresse: <https://www.gurobi.com/> (besucht am 14.07.2023).

- [24] *Mit Haustechnikzentralen für die Zukunft gerüstet!* de. Adresse: https://www.heizungsjournal.de/mit-haustechnikzentralen-fuer-die-zukunft-geruestet_1945?p=2%E2%80%8B (besucht am 30.01.2023).
- [25] *Solcast | Solar Api and Solar Weather Forecasting Tool*, en. Adresse: <https://solcast.com.au> (besucht am 19.06.2023).
- [26] Deutsche Institut für Normung e.V., „DIN EN 12897:2020-05, Wasserversorgung_- Bestimmung für mittelbar beheizte, unbelüftete (geschlossene) Speicher-Wassererwärmer; Deutsche Fassung EN_12897:2016+A1:2020,“ Beuth Verlag GmbH, Techn. Ber., Mai 2020. DOI: 10.31030/3127558. Adresse: <https://www.beuth.de/de/-/-/316984932> (besucht am 30.06.2023).
- [27] Europäische Kommission, *Delegierte Verordnung (EU) Nr. 812/2013 der Kommission*, Apr. 2018. Adresse: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=CELEX%3A32013R0812> (besucht am 30.06.2023).
- [28] P. Wohlgenannt, G. Huber, K. Rheinberger, M. Kolhe und P. Kepplinger, „A method for demand side management in a food processing plant via model predictive control [Preprint],“ en, *Energy*, Juli 2023.
- [29] illwerke vkw AG, *Strom für Privatkunden in Vorarlberg*. Adresse: <https://www.vkw.at/strom> (besucht am 03.07.2023).
- [30] illwerke vkw AG, *PV-Einspeisetarif*. Adresse: <https://www.vkw.at/pv-einspeiseverguetung> (besucht am 03.07.2023).
- [31] Cedar Lake Ventures, Inc., *Klima für Lauterach, Wetter nach Monat, durchschnittliche Temperatur (Österreich)*, de. Adresse: <https://de.weatherspark.com/y/63549/Durchschnittswetter-in-Lauterach-%C3%96sterreich-das-ganze-Jahr-%C3%BCber> (besucht am 24.07.2023).

Anhang

Tabelle 4.1: Vergleich Referenzbetrieb mit optimiertem Betrieb im Szenario 2.

	Einheit	Referenz- betrieb	Optimierter Betrieb	Differenz (%)
Autarkiegrad α	%	43	53	10
Spezifische Kosten				
el. Energie $c_{E,S}$	€/kWh	0,28	0,25	-14
Gesamtkosten el.				
Energie c_E	€	10,11	6,67	-34
Kosten el.				
Energiebezug $c_{E,U}$	€	19,20	15,04	-22
Einspeisekosten el.				
Energie $c_{E,F}$	€	-9,09	-8,38	-8
El. Energie Stromnetz W_G	kWh	-52,66	-52,62	19
El. Energiebezug $W_{G,U}$	kWh	85,55	67,04	-22
El. Energieeinspeisung $W_{G,F}$	kWh	-129,84	-119,70	-8
Energiebedarf HP W_{HP}	kWh	35,50	27,14	-24
Energiebedarf HP				
DHW W_{DHW}	kWh	13,88	12,65	-9
Energiebedarf				
HP SH W_{SH}	kWh	21,62	14,49	-33
Erzeugte el. Energie				
Photovoltaikanlage W_{PV}	kWh	194,25	194,25	-
El. Energiebedarf				
Gebäude $W_{U,B}$	kWh	114,45	114,45	-
Energiebedarf				
DHW $Q_{DEM,DHW}$	kWh	33,97	33,97	-
Energie				
Sonneneinstrahlung Q_{IRR}	kWh	106,05	106,05	-
Starts HP n_C	-	74	52	-30
Starts HP DHW $n_{C,DHW}$	-	13	24	85
Starts HP SH $n_{C,SH}$	-	61	28	-54
Laufzeit HP t_C	h	68,50	36,75	-46
Laufzeit HP DHW $t_{C,DHW}$	h	13,00	9,00	-31
Laufzeit HP SH $t_{C,SH}$	h	55,50	27,75	-50

Tabelle 4.2: Vergleich Referenzbetrieb mit optimiertem Betrieb im Szenario 3, Saison Winter.

	Einheit	Referenz- betrieb	Optimierter Betrieb	Differenz (%)
Autarkiegrad α	%	15	16	1
Spezifische Kosten				
el. Energie $c_{E,S}$	€/kWh	0,51	0,61	18
Gesamtkosten el.				
Energie c_E	€	44,20	39,92	-10
Kosten el.				
Energiebezug $c_{E,U}$	€	44,76	40,60	-9
Einspeisekosten el.				
Energie $c_{E,F}$	€	-0,56	-0,67	20
El. Energie Stromnetz W_G	kWh	191,46	171,30	-11
El. Energiebezug $W_{G,U}$	kWh	199,45	180,91	-9
El. Energieeinspeisung $W_{G,F}$	kWh	-7,99	-9,61	20
Energiebedarf HP W_{HP}	kWh	85,88	65,72	-23
Energiebedarf HP				
DHW W_{DHW}	kWh	12,19	12,29	1
Energiebedarf				
HP SH W_{SH}	kWh	73,69	53,43	-28
Erzeugte el. Energie				
Photovoltaikanlage W_{PV}	kWh	43,57	43,57	-
El. Energiebedarf				
Gebäude $W_{U,B}$	kWh	149,15	149,15	-
Energiebedarf				
DHW $Q_{DEM,DHW}$	kWh	33,37	33,37	-
Energie				
Sonneneinstrahlung Q_{IRR}	kWh	25,72	27,22	-
Starts HP n_C	-	68	58	-15
Starts HP DHW $n_{C,DHW}$	-	14	22	57
Starts HP SH $n_{C,SH}$	-	54	36	-33
Laufzeit HP t_C	h	139,00	111,00	-20
Laufzeit HP DHW $t_{C,DHW}$	h	12,25	8,75	-29
Laufzeit HP SH $t_{C,SH}$	h	126,75	102,25	-19

Tabelle 4.3: Vergleich Referenzbetrieb mit optimiertem Betrieb im Szenario 3, Saison Sommer.

	Einheit	Referenz- betrieb	Optimierter Betrieb	Differenz (%)
Autarkiegrad α	%	58	60	2
Spezifische Kosten				
el. Energie $c_{E,S}$	€/kWh	1,15	0,66	-42
Gesamtkosten el.				
Energie c_E	€	4,65	4,65	0
Kosten el.				
Energiebezug $c_{E,U}$	€	16,04	15,74	-2
Einspeisekosten el.				
Energie $c_{E,F}$	€	-11,39	-11,09	-3
El. Energie Stromnetz W_G	kWh	-91,20	-88,21	-3
El. Energiebezug $W_{G,U}$	kWh	71,47	70,15	-2
El. Energieeinspeisung $W_{G,F}$	kWh	-162,67	-158,37	-3
Energiebedarf HP W_{HP}	kWh	4,04	7,02	74
Energiebedarf HP DHW W_{DHW}	kWh	4,04	7,02	74
Energiebedarf HP SH W_{SH}	kWh	0	0	-
Erzeugte el. Energie Photovoltaikanlage W_{PV}	kWh	262,26	262,26	-
El. Energiebedarf Gebäude $W_{U,B}$	kWh	167,02	167,02	-
Energiebedarf DHW $Q_{DEM,DHW}$	kWh	5,12	5,12	-
Energie Sonneneinstrahlung Q_{IRR}	kWh	183,06	183,06	-
Starts HP n_C	-	11	19	73
Starts HP DHW $n_{C,DHW}$	-	11	19	73
Starts HP SH $n_{C,SH}$	-	54	0	-
Laufzeit HP t_C	h	8,50	5,00	-41
Laufzeit HP DHW $t_{C,DHW}$	h	8,50	5,00	-41
Laufzeit HP SH $t_{C,SH}$	h	0	0	-

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit an Eides statt, dass ich die vorliegende Masterarbeit selbstständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Stellen sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit wurde bisher weder in gleicher noch in ähnlicher Form einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.

Dornbirn, am 02. August 2023

Jonathan Schallert