

**Prädiktive Optimierung von Energieflüssen in Wohngebäuden mit
Photovoltaik-Eigenstromerzeugung unter Berücksichtigung von
Power-To-Heat (Wärmepumpe), Power-To-Power (Stromspeicher)
und Vehicle-To-Building (bidirektionales Laden von
Elektrofahrzeugen)**

vom Fachbereich Bauingenieurwesen der
Rheinland-Pfälzischen Technischen Universität Kaiserslautern-Landau
zur Verleihung des akademischen Grades

Doktor-Ingenieur (Dr.-Ing.)

genehmigte

Dissertation

Vorgelegt von

M. Eng. Daniel Schmidt

Dekan:	Prof. Dr.-Ing. Karsten Körkemeyer
Tag der mündlichen Prüfung:	17.10.2024
1. Berichterstatterin:	Prof. Dr.-Ing. Sabine Hoffmann
2. Berichterstatter:	Prof. Dr. Steven Liu
Vorsitzender:	Prof. Dr.-Ing. Wilko Manz

Kaiserslautern 2024

(D 386)

Vorwort

Die vorliegende Dissertation entstand während meiner Tätigkeit an der Rheinland-Pfälzischen Technischen Universität Kaiserslautern-Landau (vormals TU Kaiserslautern). In den Jahren der Bearbeitung gab es verschiedene Personen, ohne die ein erfolgreicher Abschluss der Arbeit nicht möglich gewesen wäre und denen ich nachfolgend gerne meinen Dank aussprechen möchte.

An erster Stelle möchte ich Prof. Dr.-Ing. Sabine Hoffmann für die Zusammenarbeit im Fachgebiet und die Betreuung der Arbeit danken. Gerade die vielen Besprechungen während der Bearbeitungszeit waren unheimlich wichtig für den erfolgreichen Abschluss der Arbeit. Die Möglichkeit, die Dissertation in einem Arbeitsumfeld anfertigen zu können, das stets positiv und fördernd war, wurde von mir immer sehr geschätzt und nie als selbstverständlich angesehen. Dafür möchte ich mich herzlich bedanken.

Ein weiterer Dank geht an Dr. Steven Liu für die Betreuung der Arbeit und dabei v.a. für die fachlichen Anregungen, die sehr hilfreich für die Weiterentwicklung und die Fertigstellung waren. Prof. Dr.-Ing. Wilko Manz danke ich für die Übernahme des Prüfungsvorsitzes bei der Disputation.

Weiterhin geht ein großes Dankeschön an alle Kolleginnen und Kollegen, die mich in den Jahren der Bearbeitung begleitet und unterstützt haben. Besonders danken möchte ich Christoph Degel für seine wertvollen Vorarbeiten im Bereich der solaren Strahlungsmodellierung und Stefan Spies für die praktischen Anmerkungen und das Lesen der Arbeit. Wichtig war darüber hinaus auch die Unterstützung von Hamza im Automatisierungsprozess, ohne die sowohl das Simulieren, als auch das Auswerten der Ergebnisse deutlich länger gedauert hätten. Weiterhin möchte ich auch unserer Sekretärin Christiane Köhler meinen Dank für ihre unermüdliche Unterstützung im Arbeitsalltag aussprechen. Für das Lektorat bedanke ich mich herzlich bei Walter Willems.

Abschließend möchte ich den größten und herzlichsten Dank an meine Familie und an Rita richten, mit deren bedingungsloser Unterstützung und Liebe in allen Phasen der Dissertation und des Lebens ich diesen Weg erfolgreich bestreiten konnte.

Saarbrücken im Oktober 2024

Daniel Schmidt

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	VI
Abkürzungsverzeichnis	VII
Abstract	IX
Abstract in English	X
1. Einleitung.....	1
1.1. Problemstellung	1
1.2. Herangehensweise	5
2. Stand der Technik.....	9
2.1. Photovoltaik	9
2.2. Wärmepumpe	10
2.3. Batterien.....	13
2.4. Vehicle-to-Grid/Vehicle-to-Building	14
3. Stand der Wissenschaft	16
3.1. (Modell-)Prädiktive Regelungssysteme.....	16
3.2. Wärmepumpe	17
3.3. E-Mobilität	19
3.4. Haushaltsstromspeicher.....	20
3.5. Thermische Speicher	20
3.6. Kombination	21
3.7. Co-Simulations-Software	23
4. Betrachtetes Gebäude.....	26
4.1. Wärmebereitstellung im betrachteten Gebäude.....	30
4.2. Stromerzeugung im betrachteten Gebäude	32
5. Thermisches Gebäudemodell.....	33
5.1. Wärmelehre.....	33
5.2. Differentialgleichungssystem	35
5.3. Randbedingungen	45
5.4. Validierung	55
6. Optimierungsstrategie.....	67
6.1. Prädiktive Optimierung der Energieflüsse	67
6.2. Benötigte Modelle.....	69
6.2.1. Heizwärmebedarf	71
6.2.2. Thermischer Speicher.....	72
6.2.3. Photovoltaik	73

6.2.4.	Batterie	74
6.2.5.	E-Mobilität	75
6.2.6.	Stromprofil	76
6.2.7.	Wärmepumpe	77
6.2.8.	Thermostat	80
6.3.	Aufbau der prädiktiven Optimierung	80
6.4.	Konventionelle Regelung.....	85
7.	Ergebnisse ausgewählter Szenarien	87
7.1.	Definition Szenarien	87
7.2.	Ergebnisse Szenarien.....	88
7.3.	Einfluss der Prognosequalität.....	99
8.	Sensitivitätsanalyse	103
8.1.	Beschreibung des untersuchten Parameterfeldes	103
8.2.	Auswertung Sensitivitätsanalyse.....	105
9.	Diskussion.....	117
9.1.	Potenziale der Optimierung	117
9.2.	Limitationen	118
9.3.	Übertragbarkeit auf andere Gebäude.....	120
10.	Fazit und Ausblick.....	123
	Literatur.....	126
	Anhang	135

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Strommix in Deutschland im Jahr 2023 [13]	1
Abbildung 2: Stromerzeugung und -verbrauch zwischen dem 07.03.2024 und 09.03.2024 in Deutschland [17]	2
Abbildung 3: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2023 nach Strom, Wärme und Verkehr [18]...	3
Abbildung 4: Schematischer Aufbau der Arbeit	6
Abbildung 5: Aufbau und Vorgänge in einer Solarzelle [31]	9
Abbildung 6: Funktionsprinzip Wärmepumpe [34]	10
Abbildung 7: Absatzzahlen für Heizungs-Wärmepumpen in Deutschland von 2017 bis 2023. Braun: Erdgekoppelte Wärmepumpen; blau: Luft-Wasser-Wärmepumpen [35]	11
Abbildung 8: Aufbau von Lithium-Ionen-Akkus [39]	13
Abbildung 9: Ausgangszustand des Gebäudekomplexes [87]	26
Abbildung 10: Gebäudekomplex nach erfolgreicher Umsetzung der Ferienwohnungen und Erweiterung der PV-Anlage [88]	27
Abbildung 11: Modell zur Veranschaulichung der Ferienwohnungen, Süd-Ost-Ansicht	27
Abbildung 12: Modell zur Veranschaulichung der Ferienwohnungen, Nord-West-Ansicht	28
Abbildung 13: Draufsicht auf die 4 Ferienwohnungen mit Angabe der beheizten Fläche.	28
Abbildung 14: Aufteilung der Heizkreise in Ferienwohnung A [90]	31
Abbildung 15: Schematische Darstellung der Einflussgrößen auf die DGLs zur Bestimmung von T_{RL} , T_B und T_R	44
Abbildung 16: Winkelbezeichnungen [97]	47
Abbildung 17: Relevante Größen zur Berechnung des Sonneneinfallswinkels auf die geneigte Fläche [98]	48
Abbildung 18: Schematischer Aufbau des Fußbodens mit den benötigten Wärmeübergangskoeffizienten U_{FB} und U_{FBH}	52
Abbildung 19: Vergleich der Lüftungswärmeverluste zwischen Berechnung und Simulation für 100 h	56
Abbildung 20: Vergleich der solaren Gewinne zwischen Berechnung und Simulation für 100 h	57
Abbildung 21: Vergleich der Transmissionswärmeverluste zwischen Berechnung und Simulation für 100 h	58
Abbildung 22: Vergleich des Heizwärmebedarfs zwischen Berechnung und Simulation für 100 h	60
Abbildung 23: Vergleich des Heizwärmebedarfs für 12h-Intervalle zwischen Berechnung und Simulation für 300 h	61
Abbildung 24: Verlauf der Außentemperatur am Standort KL-Erfenbach zwischen dem 16.02. und dem 01.04.	63
Abbildung 25: Verlauf der Globalstrahlung am Standort KL-Erfenbach zwischen dem 16.02. und dem 01.04.	63
Abbildung 26: Verlauf der Innentemperatur in den Ferienwohnungen A, B, C und D zwischen dem 16.02. und dem 01.04.	64
Abbildung 27: Vergleich des Wärmebedarfs aus der Messung und der Berechnung im Betrachtungszeitraum in 12h-Intervallen	65
Abbildung 28: Schematischer Aufbau der Optimierung mit allen benötigten Modellen und dem entsprechenden Austausch von Variable	70
Abbildung 29: Schematischer Schedule des E-Autos	75
Abbildung 30: Haushaltsstromprofil für die Ferienwohnungen in Minutenwerten	77
Abbildung 31: COP der Wärmepumpe in Abhängigkeit der Drehzahl und der Vorlauftemperatur bei einer Außentemperatur von 7 °C	78

Abbildung 32: Schema der prädiktiven Optimierung.....	82
Abbildung 33: Globalstrahlung (gelb) und Umgebungstemperatur (blau) für die Analyse der 9 Tage im März.....	92
Abbildung 34: Ergebnisse der Referenzbetrachtung in Szenario 1 mit drehzahlvariabler WP.....	93
Abbildung 35: Ergebnisse der Optimierung in Szenario 1 mit drehzahlvariabler WP.....	94
Abbildung 36: Ergebnisse der Referenzbetrachtung in Szenario 2 mit drehzahlvariabler WP.....	95
Abbildung 37: Ergebnisse der Optimierung in Szenario 2 mit drehzahlvariabler WP.....	95
Abbildung 38: Ergebnisse der Referenzbetrachtung in Szenario 3 mit drehzahlvariabler WP.....	96
Abbildung 39: Ergebnisse der Optimierung in Szenario 3 mit drehzahlvariabler WP.....	97
Abbildung 40: Temperaturverlauf in Ferienwohnung 4 für Referenz und Optimierung im Betrachtungszeitraum von Szenario 3	99
Abbildung 41: Schematischer Aufbau der Sensitivitätsanalyse	103
Abbildung 42: Absolute Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh	105
Abbildung 43: Prozentuale Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz.....	106
Abbildung 44: Absolute Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche thermische Speichervolumen.....	108
Abbildung 45:Boxplot-Diagramm zur absoluten Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche thermische Speichergrößen zwischen 800 l und 2000 l.....	109
Abbildung 46: Absolute Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Speicherkapazitäten des Haushaltsstromspeichers	110
Abbildung 47: Prozentuale Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz - bezogen auf unterschiedliche Speicherkapazitäten des Haushaltsstromspeichers	111
Abbildung 48: Boxplot-Diagramm zur absoluten Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Speicherkapazitäten des Haushaltsstromspeichers.....	112
Abbildung 49: Boxplot-Diagramm zur prozentualen Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Speicherkapazitäten des Haushaltsstromspeichers.....	112
Abbildung 50: Absolute Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Speicherkapazitäten der E-Mobilität.....	113
Abbildung 51: Prozentuale Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz - bezogen auf unterschiedliche Speicherkapazitäten der E-Batterie.....	114
Abbildung 52: Boxplot-Diagramm zur prozentualen Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz - bezogen auf unterschiedliche Speicherkapazitäten der E-Batterie	115
Abbildung 53: A1 - Prozentuale Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche thermische Speichervolumen.....	135
Abbildung 54: A2 - Boxplot-Diagramm zur prozentualen Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche thermische Speichergrößen zwischen 800 l und 2000 l.....	135
Abbildung 55: A3 - Boxplot-Diagramm zur absoluten Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz - bezogen auf unterschiedliche Speicherkapazitäten der E-Batterie	136

Abbildung 56: A4 - Absolute Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Größen der PV-Anlage.....	136
Abbildung 57: A5 - Prozentuale Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Größen der PV-Anlage.....	137
Abbildung 58: A6 - Boxplot-Diagramm zur absoluten Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Größen der PV-Anlage	137
Abbildung 59: A7 - Boxplot-Diagramm zur prozentualen Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Größen der PV-Anlage	138
Abbildung 60: A8 - Absolute Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Innentemperaturen in den Ferienwohnungen	138
Abbildung 61: A9 - Prozentuale Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Innentemperaturen in den Ferienwohnungen	139
Abbildung 62: A10 - Boxplot-Diagramm zur absoluten Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Innentemperaturen in den Ferienwohnungen	139
Abbildung 63: A11 - Boxplot-Diagramm zur prozentualen Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Innentemperaturen in den Ferienwohnungen	140

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Thermischer Ausgangszustand der Ferienwohnungen	29
Tabelle 2: Randbedingungen bei der Simulation "Energieausweis"	29
Tabelle 3: Ergebnisse der Simulation "Energieausweis"	30
Tabelle 4: Konstanten zur Bestimmung von F1 und F2 in Abhängigkeit von ϵ [102].....	51
Tabelle 5: Vergleich der Lüftungswärmeverluste zwischen Berechnung und Simulation über die gesamte Heizperiode.....	57
Tabelle 6: Vergleich der solaren Gewinne zwischen Berechnung und Simulation über die gesamte Heizperiode	57
Tabelle 7: Vergleich der Transmissionswärmeverluste zwischen Berechnung und Simulation über die gesamte Heizperiode.....	59
Tabelle 8: Vergleich des Heizwärmebedarfs zwischen Berechnung und Simulation über die gesamte Heizperiode	60
Tabelle 9: Vergleich des Wärmebedarfs aus der Messung und der Berechnung im Betrachtungszeitraum.....	65
Tabelle 10: Drehzahlregelung der WP in der entwickelten Optimierung anhand des prädierten Wärmebedarfs für einen thermischen Speicher mit 2000 l.....	79
Tabelle 11: Drehzahlregelung der WP in der Referenzvariante.....	86
Tabelle 12: Ergebnisse Szenario 1 mit Fix-Speed-WP	88
Tabelle 13: Ergebnisse Szenario 1 mit drehzahlvariabler WP	89
Tabelle 14: Ergebnisse Szenario 2 mit Fix-Speed-WP	90
Tabelle 15: Ergebnisse Szenario 2 mit drehzahlvariabler WP	90
Tabelle 16: Ergebnisse Szenario 3 mit Fix-Speed-WP	91
Tabelle 17: Ergebnisse Szenario 3 mit drehzahlvariabler WP	91
Tabelle 18: Ergebnisse Szenario 3 mit drehzahlvariabler WP für die Standard-Variante (ohne Prognose-Abweichung) und einer Abweichung im HWB von +20 % und -20 %	100

Abkürzungsverzeichnis

BAFA:	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BHKW:	Blockheizkraftwerk
COP:	Coefficient of Performance
DGL:	Differentialgleichung
DMC:	Dynamic Matrix Control
EE:	Erneuerbare Energien
EG:	Erdgeschoss
EMS:	Energiemanagementsystem
EU:	Europäische Union
EVU:	Energieversorgungsunternehmen
FBH:	Fußbodenheizung
FW:	Ferienwohnung
GEG:	Gebäudeenergiegesetz
HEMS:	Home Energy Management System
HK:	Heizkreis
HVAC:	Heating, Ventilation and Air Conditioning
HWB:	Heizwärmebedarf
JAZ:	Jahresarbeitszahl
KfW:	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KI:	Künstliche Intelligenz
LWV:	Lüftungswärmeverluste
MAC:	Model Algorithmic Control
MEZ:	Mitteuropäische Zeit
MOZ:	Mittlere Ortszeit
MPC:	Model Predictive Control
ODE:	Ordinary Differential Equation
OG:	Obergeschoss
PFC:	Predictive Functional Control
PKW:	Personenkraftwagen
PV:	Photovoltaik
RBC:	Rule-Based Control
SG:	Solare Gewinne
STC:	Standard Test Conditions
TWV:	Transmissionswärmeverluste

TWW:	Trinkwarmwasser
V2B:	Vehicle-to-Building
V2G:	Vehicle-to-Grid
V2H:	Vehicle-to-Home
VLT:	Vorlauftemperatur
WDVS:	Wärmedämmverbundsystem
WLG:	Wärmeleitgruppe
WOZ:	Wahre Ortszeit
WP:	Wärmepumpe
WVS:	Wärmeverteilsystem

Abstract

Der Klimawandel und seine potenziellen Auswirkungen stellen eine ernstzunehmende Bedrohung für die Umwelt dar. Um diesem entgegenzuwirken, haben sich sowohl die Europäische Union als auch die Bundesrepublik Deutschland zu Maßnahmen verpflichtet, die u.a. zu einer zunehmenden Abkehr der Nutzung von fossilen Brennstoffen führen sollen. Die Maßnahmen beziehen sich hierbei auch auf den großflächigen Ausbau der Erneuerbaren Energien. Diese bringen zwar den großen Vorteil einer CO₂-freien Energieerzeugung mit sich, unterliegen dafür aber einer starken Fluktuation, die sich an Wetterbedingungen orientiert und dabei v.a. von Solarstrahlung und Windgeschwindigkeit abhängig ist. Daher werden Speichermöglichkeiten in Zukunft stark an Relevanz gewinnen, zusätzlich sollten aber auf Verbraucherebene auch Flexibilitäten identifiziert werden, die auf die Volatilität in der Energieerzeugung reagieren können.

Gerade der Gebäudesektor stellt dabei eine zentrale Herausforderung für das Gelingen der Energiewende dar, da er für etwa 50 % des Endenergiebedarfs in Deutschland zuständig ist. Ein Großteil davon entfällt auf das Beheizen der Gebäude. Die Wärmepumpe ist dabei eine der wichtigsten Technologien für eine nachhaltige Wärmebereitstellung, da sie (zunehmend erneuerbaren) Strom mit einer guten Effizienz in thermische Energie umwandeln kann. Da die Wärmeerzeugung in der Regel mit einem thermischen Speicher verknüpft ist, stellt gerade der Betrieb von Wärmepumpen eine Flexibilitätsoption dar, die mit Hilfe eines intelligenten Regelungssystems in optimale Zeiträume verschoben werden kann.

In dieser Arbeit wird unter diesem Hintergrund ein prädiktives Optimierungssystem entwickelt, das regelbasierte Entscheidungen trifft und somit Stromflüsse im Gebäude gezielt regeln soll. Standardmäßig wird in der Optimierung dafür eine Photovoltaik-Anlage zu Eigenstromerzeugung, eine Wärmepumpe als Wärmeerzeuger und ein Wassertank als Wärmespeicher benötigt. Zudem können ein Haushaltsstromspeicher und ein E-Auto, das bidirektional geladen werden kann, modular hinzugefügt werden. Die Modelle des thermischen Speichers, der PV-Anlage, des Stromspeichers und der E-Batterie sind zudem in ihrer Dimensionierung variabel und der Einfluss unterschiedlicher Größen wird ebenso analysiert wie verschiedene Innentemperaturen. Die Betrachtung wird anhand eines realen Gebäudes, das vier Ferienwohnungen umfasst, durchgeführt. Die Optimierung ist dabei so ausgelegt, dass sie v.a. den Netzbezug des Gebäudes reduzieren und somit zur Netzentlastung beitragen soll.

Die Ergebnisse der Arbeit zeigen, dass die entwickelte Optimierung auf Simulationsebene im Vergleich zu einer Referenzbetrachtung in über 1000 untersuchten Szenarien immer zu einer Reduzierung des Netzbezugs führt. Die maximalen Einsparungen liegen bei über 1000 kWh bzw. 35 %, im Mittel kann der Netzbezug um ca. 560 kWh bzw. 16 % reduziert werden. Somit kann die prädiktive Optimierung dafür eingesetzt werden, Flexibilität auf Gebäudeebene gezielt auszunutzen, um den Netzbezug zu reduzieren und somit potenziell einen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten.

Abstract in English

Climate change and its consequences pose a catastrophic threat to the environment. To counteract this, the European Union and the Federal Republic of Germany have committed themselves to measures that should lead to an increasing departure from the use of fossil fuels. The measures also include large-scale expansion of renewable energies. Although the latter have a great advantage in terms of CO₂-free energy generation, they are subject to strong fluctuations based on weather conditions such as solar radiation and wind speed. Storage options will therefore become increasingly relevant in the future. Additionally, flexibility that can react to the volatility in energy generation must be detected at the consumer level.

The building sector represents a key challenge for the success of the energy transition, as it is responsible for around 50 % of the final energy demand in Germany. A large proportion of the energy demand is used to heat buildings. The heat pump is one of the most important technologies for sustainable heat supply, as it can convert (increasingly renewable) electricity into thermal energy with good efficiency. Since heat generation is usually linked to a thermal storage system, the operation of heat pumps represents a flexible option that can be shifted to optimal periods with the help of an intelligent control system.

This thesis develops a predictive optimization system that makes rule-based decisions and thus regulates electricity flows in the building in a systematic approach. By default, the optimization requires a photovoltaic system to generate its own electricity, a heat pump as a heat generator and a water tank as a heat storage unit. Furthermore, a household electricity storage unit and an electric car with bidirectional charging can be added on a modular basis. The models of the thermal storage unit, the PV system, the electricity storage unit and the e-battery are variable in their dimensioning. This work analyses the influence of different sizes and indoor temperatures. The analysis is carried out using a real building containing four vacation apartments. The optimization is aimed at reducing the grid consumption of the building, thereby contributing to grid relief.

The results of the simulation show that the developed optimization leads to a reduction in grid consumption in over 1000 examined scenarios in comparison to a reference model. The maximum savings are over 1000 kWh or 35 %. On average, grid consumption can be reduced by approximately 560 kWh or 16 %. The predictive optimization can therefore be used to make systematic use of flexibility at building level to reduce grid consumption and potentially contribute to the success of the energy transition.

1. Einleitung

1.1. Problemstellung

Über viele Jahrzehnte hinweg wurde Energie in Deutschland vor allem über fossile Energieträger erzeugt. [1] Diese waren in Folge ihrer häufigen Verfügbarkeit preisgünstig und somit ein entscheidender Faktor für die Industrialisierung. In den letzten Jahren steigt allerdings nicht nur das Bewusstsein für die Endlichkeit der fossilen Brennstoffe, auch der Einfluss der CO₂-Emissionen auf den Klimawandel und seine potenziell existenzbedrohlichen Folgen wird heutzutage kaum noch in Zweifel gezogen. [2–5] Zusätzlich führen weltweite Krisen dazu, dass die Bundesrepublik Deutschland ihre Abhängigkeit von Importgütern wie Gas zunehmend reduzieren sollte.

Die politischen Entscheidungen der letzten 10 Jahre in Deutschland, aber auch in der Europäischen Union (EU), zielen eindeutig auf eine Abkehr von den fossilen Brennstoffen hin und zu einem großflächigen Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE). Dies belegen auch die formulierten Zielstellungen bzgl. Klimaneutralität und Reduktionen im CO₂-Ausstoß. [6–11] Die Bundesrepublik Deutschland hat sich demnach im Zuge des Klimaschutzgesetzes verpflichtet, bis 2045 klimaneutral zu sein. Mit dem European Green Deal wurde von der EU zudem ein Förderungspaket ins Leben gerufen, das den Ausbau der entsprechenden Technologien beschleunigen soll. [12]

Die EE sind dabei einerseits CO₂-frei im Betrieb und können andererseits aber auch direkt vor Ort erzeugt werden und reduzieren somit die Abhängigkeit von Importen. Bezogen auf die Bundesrepublik Deutschland liegen die Potenziale vor allem in der Erzeugung von Strom über Photovoltaik (PV) und über Windkraftanlagen. Die folgende Grafik verdeutlicht die Stromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern für das Jahr 2023.

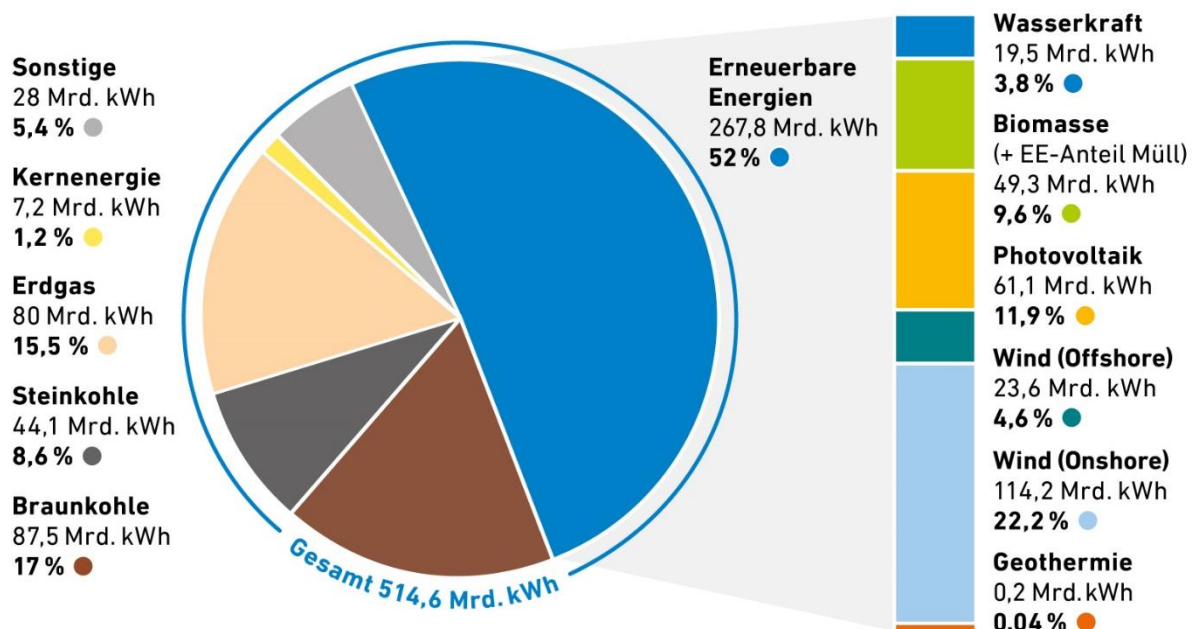


Abbildung 1: Strommix in Deutschland im Jahr 2023 [13]

Es zeigt sich, dass im Jahr 2023 etwa 50 % der Stromerzeugung aus EE gewonnen wurde. Im Vergleich zum Vorjahr entspricht dies einer Steigerung von etwa 8 %, die sich allerdings auch davon ableiten lässt, dass 2022 insgesamt etwas weniger Strom erzeugt bzw. benötigt wurde. Interessant sind

weiterhin die Anteile am erneuerbaren Strommix. So macht die Wasserkraft in Deutschland etwa 3,8 % der Stromerzeugung aus. Relevant hierbei ist die Tatsache, dass dieses Potenzial in Deutschland größtenteils erschöpft ist und ein weiterer Ausbau dieser Anlagen kaum möglich ist. [14] Auch die Biomasse, die aktuell etwa 9,6 % ausmacht, ist in ihren Möglichkeiten begrenzt. Dabei findet in der Regel eine Unterteilung in Anbaubiomasse und Energie aus Abfall- und Reststoffen statt. Bei ersterem gibt es eine direkte Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion und somit nur begrenzte Flächen. Auch bei der direkten Nutzung von Holz muss sich, im Zuge einer nachhaltigen Forstwirtschaft, die entnommene Menge stets daran orientieren, was jährlich nachwächst. [15] Die Verwertung von Abfall- und Reststoffen ist absolut sinnvoll, in ihrer Menge allerdings ebenfalls begrenzt. Biomasse wird auch zukünftig einen wichtigen Anteil an der erneuerbaren Energieerzeugung einnehmen, für eine Deckung des Großteils des Energiebedarfs fehlen in Deutschland allerdings die Flächen. [16] Somit bleiben die beiden angesprochenen Potenziale aus PV und Windkraft. Beide können und müssen großflächig ausgebaut werden, um den zukünftigen Energiebedarf aus EE decken zu können.

Während EE-Erzeugungsanlagen den wichtigen und zentralen Vorteil haben, im Betrieb kein CO₂ auszustoßen, liegt der Nachteil in ihrer fluktuierenden Erzeugung. Diese ist sowohl jahreszeitlichen Schwankungen unterlegen (v.a. Solarenergie), ist aber auch in der Betrachtung des Tagesverlaufs nicht konstant. Die folgende Abbildung verdeutlicht beispielhaft die Stromerzeugung und den Bedarf in Deutschland für zwei Tage im März 2024.

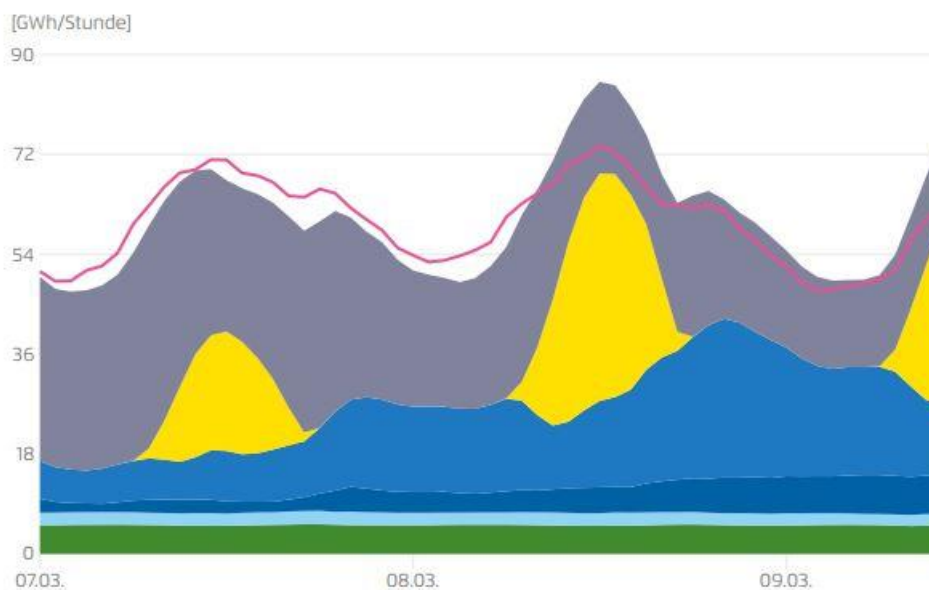


Abbildung 2: Stromerzeugung und -verbrauch zwischen dem 07.03.2024 und 09.03.2024 in Deutschland [17]

Die Abbildung zeigt die verschiedenen Einflussgrößen zur Stromgewinnung. Einerseits Biomasse (grün) und Wasserkraft (hell-blau), die in ihrem Verlauf relativ konstant, allerdings auch bzgl. ihres Potenzials eingeschränkt sind. Der deutlich größere Anteil des erneuerbaren Stroms kommt von Windkraft (On- und Offshore; dunkelblau) und Photovoltaik (gelb). Hier zeigen sich an den zwei dargestellten Tagen sowohl die Chancen als auch die Herausforderungen der Energiewende. An sonnigen Tagen mit hohem Anteil an PV-Strom kann der Bedarf bereits nahezu gedeckt werden. An weniger sonnigen Tagen und/oder zu Nachtzeiten ist der Anteil an konventionellen Stromerzeugern allerdings immer noch sehr hoch.

Die zukünftige Stromerzeugung aus EE darf allerdings nicht nur vom Wetter abhängig sein, sondern muss den Bedarf zu jeder Zeit decken können. Hierfür werden innovative Technologien, aber auch intelligente Regelungssysteme benötigt, die einerseits entsprechende Speichermöglichkeiten

bereitstellen, aber andererseits auch in der Lage sind, den Bedarf so gut wie möglich an die Erzeugung anzupassen.

Die aktuellen 50 % Anteil der EE am Strommix führen allerdings auch schnell zu einer Unterschätzung des tatsächlichen Problems innerhalb der gesamten Energiewende. Der Strombedarf ist in Deutschland aktuell nur für etwa 24 % des gesamten Endenergiebedarfs zuständig. Dies verdeutlicht auch die folgende Abbildung zum gesamten Endenergiebedarf in Deutschland.



Abbildung 3: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2023 nach Strom, Wärme und Verkehr [18]

Anhand der Abbildung verdeutlicht sich, dass die Herausforderung in Deutschland v.a. in der Wärmewende liegt, also in der Transformation des Wärmesektors. Dieser ist, inklusive eines eher kleinen Anteils an Kälte, für etwa 50 % des gesamten Endenergiebedarfs zuständig – der Anteil an EE lag dort im Jahr 2023 etwa bei 19 %. [19]

Dementsprechend stellt sich v.a. in diesem Bereich die Frage nach Optionen, um die aktuell ca. 81 % fossilen Brennstoffe zunehmend zu substituieren. Der größte Anteil der EE liegt hier momentan bei der Biomasse, die von den 19 % alleine für knapp 75 % verantwortlich ist. Analog zur Stromerzeugung ist allerdings auch hier das Potenzial begrenzt.

Weiteren Anteil hat die Solarthermie. Hier liegt das große Problem in der antizyklischen Erzeugung im Vergleich zum Bedarf. Der Großteil des Wärmebedarfs entfällt auf das Beheizen unserer Wohngebäude und somit auf die Heizperiode in den Wintermonaten. Genau in dieser Jahreszeit ist die Solarstrahlung allerdings deutlich begrenzt. Solarthermie eignet sich hervorragend zur Warmwasser-Erwärmung im Sommer und als bivalenter Wärmeerzeuger in den Übergangsphasen, ist jedoch für die allermeisten Gebäude keine Alternative als monovalente Option.

Eine weitere Möglichkeit liegt in der Geothermie. Diese unterteilt sich in oberflächennahe und tiefe Geothermie. Für letztere sind teilweise aufwendige Genehmigungsverfahren notwendig und hohe Installationskosten zu erwarten. [20] Erstere braucht aufgrund der geringeren Tiefe meist recht große Flächen. Somit ergibt sich, dass auch diese Technologien nicht für einen Großteil der Gebäude in Frage kommen werden.

Aktuell häufig diskutiert wird die Nutzung von grünem Wasserstoff, also solchem, der mit EE hergestellt wird. Diese Lösung birgt den Charme, dass vorhandene Infrastruktur genutzt und die Speicherung von Wasserstoff recht gut umgesetzt werden kann. Dem entgegen stehen eher geringe

Wirkungsgrade in der Transformationskette (Erzeugung, Transport, Verfeuerung) und aktuell noch hohe Kosten. Die Kosten werden vermutlich bei einer weiteren Ausreifung der Technologie sinken, dennoch wird in der Industrie und auch im Verkehrssektor zukünftig ein so hoher Bedarf an Wasserstoff bestehen, dass es fragwürdig erscheint, inwieweit diese Alternative in den nächsten 20 Jahren im Gebäudebereich wirklich wirtschaftlich sein kann.

Weit vielversprechender wirkt hier die Wärmepumpe. Diese nutzt Strom, der zunehmend erneuerbar wird und erzeugt Wärme. Im Vergleich zum klassischen Heizstab, der Strom im Verhältnis 1:1 in Wärme wandelt, allerdings mit einer Effizienz zwischen 2,5 und 4,5. Da die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowieso großflächig ausgebaut werden muss, bietet es sich an, diesen grünen Strom auch zur Wärmeerzeugung zu nutzen. Entsprechend gibt es auch klare politische Tendenzen zu einem geplanten großflächigen Ausbau der WP als primäre Technologie zur nachhaltigen Wärmeerzeugung der Zukunft. [21]

In Abbildung 3 zeigt sich allerdings auch, dass der Verkehrssektor zusätzlich für etwa ein Viertel des Endenergiebedarfs verantwortlich ist. Auch in diesem Sektor scheint die primäre Lösung in der Elektrifizierung zu liegen. [22] Zusätzlich gibt es aktuelle Entscheidungen der EU bzgl. eines Verbots der Neuzulassung von PKWs mit Verbrennungsmotor ab 2035, welche die E-Mobilität zusätzlich fördern werden. [23] In Kombination mit der Wärmepumpe als vielversprechendste Alternative im Wärmebereich zeigt sich also, wie stark der Strombedarf in den nächsten Jahren in Deutschland steigen wird - laut einer Studie des Fraunhofer ISE in den Jahren bis zur Klimaneutralität von aktuell etwa 500 TWh auf ca. 1200 bis 1400 TWh. [24]

Der in Deutschland stark ausgeprägte Individualverkehr, der sich auch anhand der Zahl von ca. 50 Mio zugelassenen PkWs zeigt [25], kann jedoch auch ein wichtiges Bauteil der Energiewende werden. Wenn diese PkWs zunehmend elektrisch werden und somit mit einem Batteriespeicher ausgestattet sind, ergibt sich alleine durch die Anzahl an Autos bereits eine beträchtliche Speicherkapazität. Geht man, basierend auf den politischen Rahmenbedingungen, beispielsweise von der Annahme aus, dass 2045 etwa 40mio E-Fahrzeuge in Deutschland zugelassen wären und diese im Schnitt über 55 kWh Batteriekapazität verfügen, ergäbe sich daraus eine Speicherkapazität von 2200 GWh, die auf den Straßen unterwegs ist. Betrachtet man dann noch die aktuelle Studie des BMVI [26], nach der unsere Autos im Schnitt etwa 22 Stunden/Tag parken und lediglich eine mittlere tägliche Fahrstrecke von 30 km aufweisen, verdeutlicht sich, dass diese Kapazität häufig verfügbar sein wird und somit unbedingt genutzt werden sollte.

In diesen Kontext passt die Thematik des Vehicle-to-Grid-Ansatzes, der darauf abzielt, dass Autos zukünftig nicht nur gezielt be-, sondern auch entladen werden sollen (bidirektionales Laden). Diese Technologie ist bisher noch nicht in vielen auf dem Markt erhältlichen E-Autos umgesetzt, kann jedoch grundsätzlich nachgerüstet werden. Zudem fehlen bisher die politischen Rahmenbedingungen für eine großflächige Umsetzung. Entsprechende Ansätze sind allerdings vom Bundesrat auf den Weg gebracht, mit dem Ziel, möglichst schnell technische, rechtliche, wirtschaftliche und steuerliche Rahmenbedingungen für die Umsetzung zu schaffen. [27]

Politische Förderprogramme (vgl. KfW [28], BAFA [29]) und Gesetze (vgl. GEG [30]) beziehen sich aktuell vor allem auf die thermische Sanierung bzw. energieeffizientes Bauen und den Austausch der Bestandsheizsysteme, die größtenteils noch auf Öl und Gas basieren. Für die Technologien PV, Haushaltsstromspeicher und Wallboxen sind aktuell (Stand 03.2024) keine Förderungen vorhanden. Gerade bei diesen Technologien zeigt sich aber ein starker Trend zu sinkenden Investitionskosten. Dennoch werden insgesamt weitere und spezifische Förderungen notwendig sein, um die Zielstellungen mit Bezug zur Energiewende zu schaffen. Gerade im Bereich der Wärmewende können wirtschaftliche Anreize meist nur durch Zuschüsse geschaffen werden.

Die Flächen, um eine solch hohe Menge an Strom, wie in der Studie prognostiziert, in Deutschland größtenteils über Wind und Solarstrahlung zu decken, sind grundsätzlich vorhanden. Die größere Herausforderung liegt allerdings in der zeitlichen Verfügbarkeit. Die Energieinfrastruktur und auch die Stromnetze waren über Jahrzehnte hinweg auf zentrale und konventionelle Kraftwerke ausgelegt, deren Leistung relativ gut gesteuert werden konnte. Die Entwicklung geht jedoch zunehmend zu vielen dezentralen Anlagen, deren Einspeisung zudem von den Wetterbedingungen abhängt.

Um dieses Problem lösen zu können, müssen die Stromnetze deutlich ausgebaut werden. Einerseits, um die mit der E-Mobilität und Wärmepumpen steigenden Lasten auf Quartiersebene ausgleichen zu können. Andererseits aber auch, um den Strom vom (wind-)ertragsreichen Norden in die Ballungsgebiete im Süden transportieren zu können. Weiterhin werden Speichermöglichkeiten benötigt, um Überschussstrom zukünftig besser speichern zu können. Zusammenfassend werden also große Herausforderungen auf das Stromnetz und v.a. auch seine Betreiber zukommen – große Volatilität auf Seiten der Einspeisung, zusätzlich aber auch potenziell extrem hohe Lasten durch das Laden von E-Autos und den Betrieb von Wärmepumpen.

Hierfür werden Regelungssysteme notwendig werden. E-Autos müssen nicht zwingend genau dann geladen werden, wenn sie an die Wallbox angeschlossen werden. Vielmehr kann abgefragt werden, wann der Nutzer das Auto braucht und ein Ladeplan erstellt werden, der genau dann Strom bezieht, wenn dieser beispielsweise selbst erzeugt wird oder wenn das Netz Abnehmer brauchen kann. Weiterhin ist das Thema Vehicle-to-Grid in Bezug auf E-Mobilität aktuell Inhalt vieler Forschungsprojekte. Wenn ein Großteil der deutschen Privat-PKWs zukünftig mit einer Batterie ausgestattet sein wird, bietet es sich an, diese immense Kapazität nicht nur zum Laden zu nutzen, sondern auch gezielt zur Entladung, um damit beispielsweise den Haushaltsstrom decken zu können, wenn das Stromnetz gerade weniger Strom aus EE-Anlagen zur Verfügung hat.

Eben dieses Potenzial zeigt sich auch deutlich bei Wärmepumpen. Nahezu alle deutschen Wohngebäude verfügen über einen thermischen Speicher. Die Wärme, die wir in unseren Gebäuden benötigen, muss also nicht zwingend dann hergestellt werden, wenn sie benötigt wird, sondern kann über Regelungssysteme gezielt in entsprechende Zeiträume verschoben werden.

Für ebenjene Problemstellung wird in dieser Arbeit eine prädiktive Optimierung entwickelt, die Energieflüsse in einem Wohngebäude regeln soll, um unter anderem die Interaktion mit dem Stromnetz zu verringern und zu einer potenziellen Entlastung der Netze beizutragen. Hierfür wird ein reales Gebäude mit Photovoltaik, Wärmepumpe, thermischem Speicher und Fußbodenheizung untersucht. Ebenso wird der Einfluss eines E-Autos sowie eines zusätzlichen Batteriespeichers analysiert.

1.2. Herangehensweise

Die Herangehensweise innerhalb der Arbeit wird über die unterschiedlichen Kapitel erläutert. Der Aufbau der Arbeit beschreibt hierbei die Vorgehensweise bei der Entwicklung und der Bearbeitung des Themas. Die nachfolgende Abbildung soll darüber hinaus aber den Aufbau der Arbeit auch schematisch darstellen.

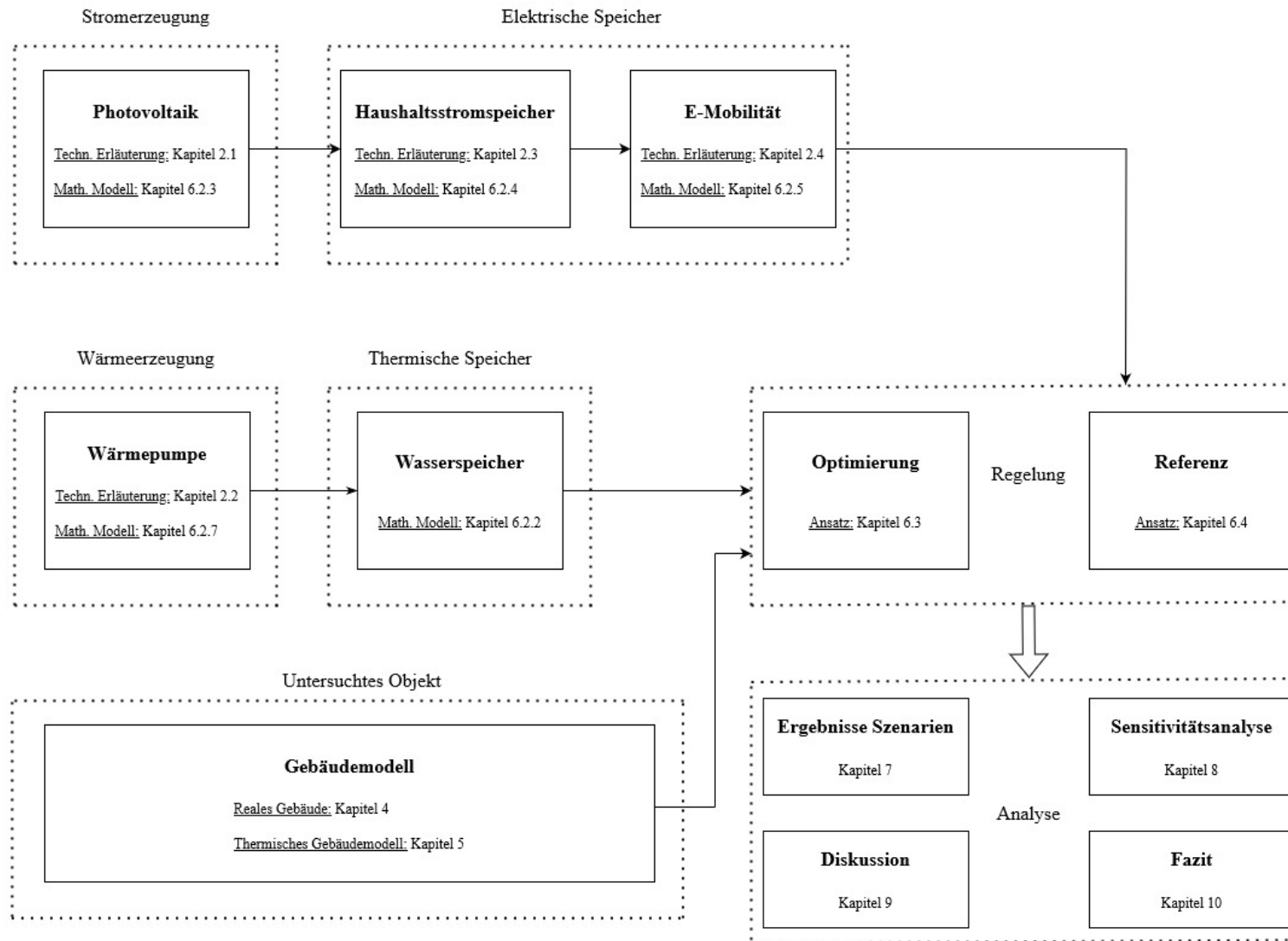


Abbildung 4: Schematischer Aufbau der Arbeit

Nachfolgend werden die einzelnen Kapitel und die jeweiligen Inhalte auch einzeln nochmal vorgestellt:

- Stand der Technik:

Im Kapitel „Stand der Technik“ werden die unterschiedlichen Technologien vorgestellt, die innerhalb der Arbeit betrachtet wurden und zu denen auch mathematische oder thermische Modelle erstellt bzw. genutzt wurden. Die Technologien umfassen die Wärmepumpe, Photovoltaik, Batteriespeicher und das Thema Vehicle-to-Grid/Vehicle-to-Building. Dabei soll ein grundsätzliches Verständnis für die verschiedenen Themen geschaffen werden. Alle vorgestellten Punkte sind hierbei ein wichtiger Bestandteil der entwickelten Optimierung und ihre Umsetzung darin wird im entsprechenden Kapitel erläutert.

- Stand der Wissenschaft:

Im Kapitel „Stand der Wissenschaft“ wird vornehmlich auf bisher bereits durchgeführte Forschung im Bereich der einzelnen Schwerpunkte dieser Arbeit eingegangen. Das Kapitel unterteilt sich in eine Betrachtung der einzelnen Themen, fokussiert sich aber auch auf die Kombination aus diesen. Dabei soll einerseits ein Überblick über andere Forschungsarbeiten gegeben werden, andererseits aber auch dargestellt werden, wie sich diese Arbeit von früheren Veröffentlichungen abgrenzt. Weiterhin wird die genutzte Software vorgestellt.

- Betrachtetes Gebäude:

Die Arbeit befasst sich mit einem konkreten und real existierenden Gebäude, das im Zuge eines Forschungsprojektes untersucht wurde. Dieses Gebäude wird in dem Kapitel detailliert vorgestellt, da es die Grundlage des in dieser Arbeit entwickelten thermischen Gebäudemodells bildet. Unterteilt wird die Analyse in die zentralen Punkte der Wärme- und Stromerzeugung im Gebäude, die nachfolgend modelliert werden müssen.

- Thermisches Gebäudemodell:

Nachdem das konkrete Gebäude vorgestellt wurde, wird in diesem Kapitel das thermische Gebäudemodell vorgestellt. Dieses stellt einen wichtigen Bestandteil der Optimierung dar, da über das Gebäudemodell der Wärmebedarf präzisiert und somit die Betriebsplanung der Wärmepumpe optimiert werden soll. Dabei wird zuerst auf Grundsätze der Wärmelehre eingegangen und eben jene Wärmetransportvorgänge erläutert, die für das Modell benötigt werden. Anschließend wird auf die Differentialgleichungssysteme eingegangen, mit denen das thermische Verhalten des Gebäudes dargestellt werden kann. Weiterhin werden die Randbedingungen des Gebäudemodells erläutert und dabei v.a. dargestellt, wie sich die Solarstrahlung auf ausgerichtete Fensterflächen aus der klassischen Globalstrahlung, die gemessen werden kann, berechnen lässt. Solare Strahlung über transparente Flächen ist ein Bestandteil des Wärmebedarfs eines Gebäudes und wird dementsprechend separat behandelt. Abschließend werden die entwickelten Modelle anhand von Simulationen und Messungen validiert, um sicherzugehen, dass der berechnete Wärmebedarf die realen Gegebenheiten des Gebäudes abbilden kann.

- Optimierungsstrategie:

Das Kapitel „Optimierungsstrategie“ stellt einen zentralen Teil der Arbeit dar. Hier wird die prädiktive Optimierung, die in der Arbeit entworfen wurde, detailliert vorgestellt und dabei v.a. auch auf alle benötigten Modelle eingegangen, die hierfür entwickelt werden mussten. Weiterhin werden in einem Flow-Chart die verschiedenen Regelungsentscheidungen und –möglichkeiten dargestellt. Um den Einfluss und das Potenzial der Optimierung zu analysieren, wird diese im weiteren Verlauf der Arbeit mit einem konventionellen Regelungssystem, welches als Referenz dient, verglichen. Auch dieses wird im Kapitel vorgestellt.

- Ergebnisse der Szenarien:

Im Ergebnisteil der Arbeit werden ausgewählte Simulationen ausgewertet und die Ergebnisse dargestellt. Das Kapitel untersucht hierbei zuerst einige Szenarien, anhand derer die Optimierung konkret mit der Referenz verglichen wird. Anschließend wird der Einfluss der Prognosequalität, die für die Prädiktion des Wärmebedarfs wichtig ist, auf die Ergebnisse der Optimierung bewertet.

- Sensitivitätsanalyse:

Durch die unterschiedliche Dimensionierung der berücksichtigten Modelle in der Optimierung ergeben sich insgesamt 1024 verschiedene Kombinationen. Im Kapitel der Sensitivitätsanalyse werden die Varianten zuerst vorgestellt und anschließend ausgewertet. Hierbei soll v.a. dargestellt werden, wie der Einfluss der einzelnen Modelle und ihrer Dimensionierung auf die Effizienz der Optimierung ist.

- Diskussion:

In Kapitel 9 werden die vorher aufgeführten Ergebnisse diskutiert. Zuerst werden die Potenziale der Optimierung, die sich aus einem Vergleich mit der Referenz ergeben, aufgezeigt. Nachfolgend wird allerdings auch diskutiert, wo mögliche Limitationen liegen – v.a. auch in der praktischen Umsetzung. Abschließend wird die Übertragbarkeit auf andere Gebäude bewertet und dargestellt, welche Größen dabei konkret angepasst werden müssten.

- Fazit:

Im abschließenden 10. Kapitel der Arbeit wird ein Fazit gezogen, darüber hinaus aber auch auf mögliche zukünftige Änderungsmöglichkeiten der Optimierung eingegangen. Weiterhin wird auch der allgemeine Einfluss von zukünftigen Entwicklungen auf die Erkenntnisse der Arbeit bewertet.

2. Stand der Technik

Im Stand der Technik werden die innerhalb der Optimierung eingesetzten Technologien (wie Wärmepumpe oder PV) genauer beschrieben und deren Funktionsweise erläutert.

2.1. Photovoltaik

Photovoltaik (PV) beschreibt grundsätzlich die Technologie, bei der Solarstrahlung in Gleichstrom umgewandelt wird. Dieser wird über einen Wechselrichter in Wechselstrom transformiert, der wiederum im Haushalt genutzt werden kann.

Der Strom wird hierbei über Solarmodule erzeugt, die sich ihrerseits aus mehreren Solarzellen zusammensetzen. Die Solarzellen bestehen aus sogenannten Halbleitermaterialien, heutzutage v.a. Silizium. Halbleiter bedeutet, dass die elektrische Leitfähigkeit der entsprechenden Stoffe zwischen elektrischen Leitern (wie beispielsweise Eisen) und Nichtleitern (u.a. Kunststoffe) liegt. Der Stromerzeugung über Solarzellen liegt der innere photoelektrische Effekt zugrunde. Dieser besagt, dass bestimmte Materialien unter solarer Einstrahlung ihre elektrische Leitfähigkeit verbessern. Das benötigte Silizium kann hierbei aus Sand gewonnen werden, weswegen eine Ressourcenknappheit bei der Herstellung von PV-Anlagen zukünftig nicht zu erwarten ist.

Konkret werden in einer Solarzelle zwei Halbleitermaterialien miteinander verbunden. In die Halbleiter werden dabei aber Fremdatome integriert. Am Beispiel von Silizium sind dies in der Regel Bor (B) und Phosphor (P). Dabei wird jeweils P oder B in eine der beiden Halbleiterschichten eingesetzt. Silizium verfügt über 4 Elektronen, Phosphor über 5 und Bor über lediglich 3. Die Schicht, die mit Phosphor versetzt wurden, verfügt anschließend über mehr Elektronen als das ursprüngliche Silizium und ist somit negativ geladen (n-Gebiet). Konträr dazu verhält sich die Schicht mit Bor, der einige Elektronen fehlen (sogenannte Löcher) und die somit positiv geladen ist (p-Gebiet). Bringt man die beiden Schichten nun zusammen, entsteht eine Ladung zwischen ihnen, man spricht dabei von der Raumladungszone bzw. einer Grenzschicht. Hierbei kommt es zu einer Diffusion der überschüssigen Elektronen vom n-Gebiet in die Löcher im p-Gebiet. Die Raumladungszone stellt dabei eine neutrale Schicht dar, da hier alle vorhandenen Löcher mit Elektronen bestückt wurden. Umgeben wird die Raumladungszone weiterhin von den beiden geladenen Schichten. Dadurch entsteht ein elektrisches Feld.

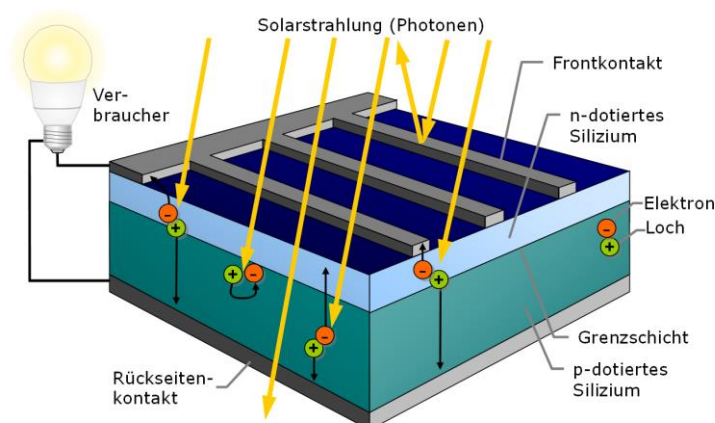


Abbildung 5: Aufbau und Vorgänge in einer Solarzelle [31]

Wenn in die Grenzschicht nun Solarstrahlung fällt, sorgt diese dafür, dass sich die Elektronen und die Löcher wieder voneinander lösen. Dies geschieht durch den inneren photoelektrischen Effekt, bei dem die Elektronen die Photonenenergie der Solarstrahlung absorbieren. Durch das elektrische Feld, also die vorherrschende Spannung, werden die Elektronen und die Löcher entsprechend des Ladungsgefälles weitergeleitet. Schließt man die beiden äußeren Schichten nun an einen leitenden Front- bzw. Rückseitenkontakt an, kann Strom fließen.

Der Wirkungsgrad von Solarzellen ist dabei unterschiedlich, gute Solarzellen erreichen inzwischen aber 20-25 %. [32] Einzelne Solarmodule sind hierbei häufig zwischen 1,5 m² und 2 m² groß und eignen sich auch zur Eigenstromerzeugung auf Dach- oder Freiflächen. Gerade die Weiterentwicklung von PV-Modulen zeigt dabei in den letzten Jahren einen rasanten Trend zu größeren Leistungsbereichen und deutlich sinkenden Kosten. So haben sich die Gesamtkosten (inklusive Installation) von Außendachanlagen beispielsweise in den letzten 10 Jahren nahezu halbiert. [33] Dies macht PV-Anlagen in der Regel zu einer Investition mit guter Amortisationszeit.

2.2. Wärmepumpe

Wärmepumpen nutzen grundsätzlich Umweltenergie und bringen diese mit einem Kältemittelkreislauf und unter dem Einsatz einer Antriebsenergie auf ein höheres Temperatur- und Energieniveau. Als Antriebsenergie wird hier überwiegend Strom eingesetzt, auf dem Markt existieren allerdings auch gasbetriebene WPs, die in dieser Arbeit nicht betrachtet werden, da sie sich nicht unter dem Hintergrund der Netzstabilisierung betrachten lassen.

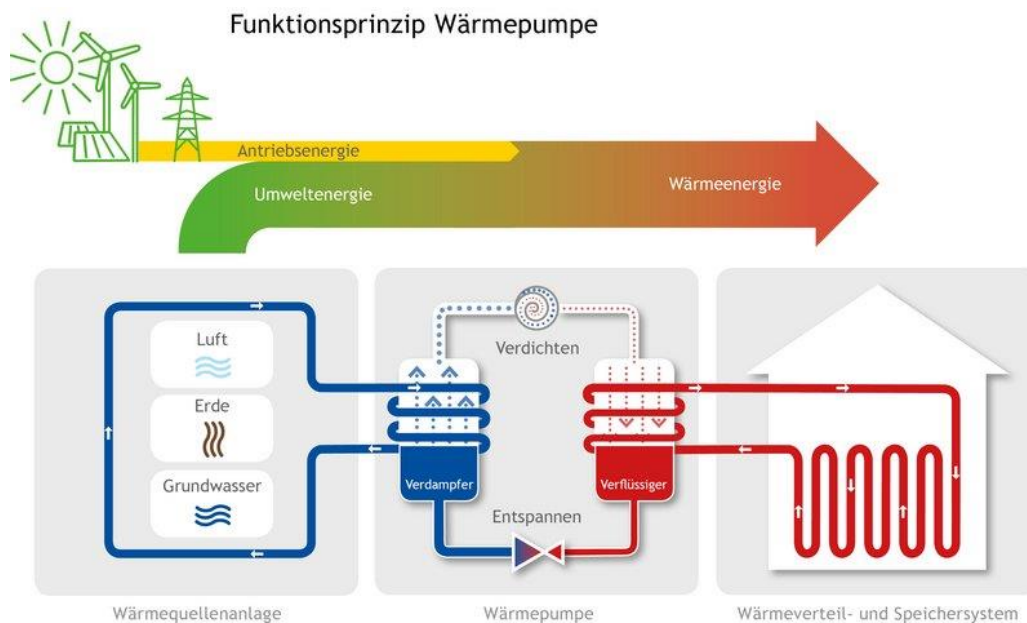


Abbildung 6: Funktionsprinzip Wärmepumpe [34]

Die Funktionsweise der Wärmepumpe teilt sich in drei unterschiedliche Bereiche auf: Die Wärmequelle, den Kältemittelkreislauf und die Wärmesenke bzw. das Wärmeverteils- und Speichersystem.

Bei der Wärmequelle gibt es grundsätzlich drei verschiedene Möglichkeiten: Luft, Wasser und Erdwärme. Alle drei haben verschiedene Vor- und Nachteile. Eine Luft-Wärmepumpe nutzt die Energie der Außenluft. Dementsprechend unterliegt die Wärmequelle großen Temperaturschwankungen im

Jahresverlauf, was zu einer geringeren Effizienz führt. Der große Vorteil liegt hingegen in der Verfügbarkeit und folglich geringen Kosten bei der Erschließung.

Grundwasser hingegen hat im Jahresverlauf eine relativ konstante und durchschnittlich recht hohe Temperatur im Bereich von 8 bis 12 °C, die somit deutlich über der Außenlufttemperatur im Winter liegt. Allerdings ist Grundwasser nicht überall verfügbar und der Eingriff in jenes ist mit komplexen Genehmigungsverfahren verbunden.

Das Temperaturniveau der Erdwärme hängt von der Tiefe der Bohrung ab. Geringe Tiefen von etwa 1,5 m können mit Kollektoren über eine große Fläche genutzt werden und bieten über das Jahr Temperaturen von etwa 7 °C. Erdsonden können hingegen in Tiefen von 100 m oder mehr eingebracht werden, um somit Temperaturen im Bereich von 11 bis 12 °C erschließen zu können. Für diese Art der Wärmequelle müssen entweder entsprechende Gartenflächen zur Verfügung stehen (Kollektor), die nicht versiegelt werden dürfen, oder es ist bei Erdsonden mit hohen Installationskosten zu rechnen.

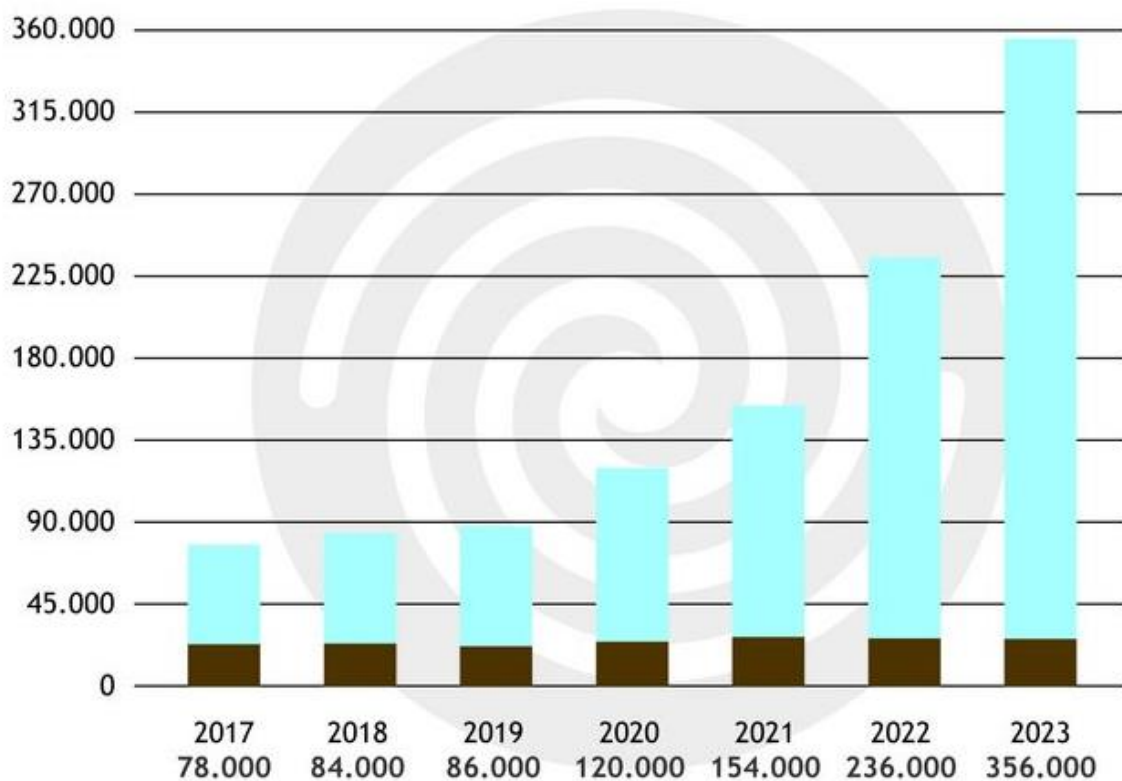


Abbildung 7: Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen in Deutschland von 2017 bis 2023. Braun: Erdgekoppelte Wärmepumpen; blau: Luft-Wasser-Wärmepumpen [35]

Abbildung 7 verdeutlicht anschaulich, dass die Luft-Wasser-Wärmepumpe (also Luft auf der Quellen-, Wasser auf der Senkenseite) den Markt in Deutschland recht deutlich dominiert und erdgekoppelte WPs, die Geothermie oder Grundwasser nutzen, eher selten vorkommen. Dies liegt an den geringeren Investitionskosten und der allgemeinen Verfügbarkeit. Bei der Aufstellung von Luft-WPs muss grundsätzlich nur der Schall zu angrenzenden Nachbarn berücksichtigt werden, der sich aus dem Ventilator zum Ansaugen der Außenluft ergibt. Die Entwicklung der letzten Jahre resultiert allerdings in immer leiseren Anlagen, die keinen großen Anforderungen im Schallschutz unterliegen. Daher liegt auch der Fokus dieser Arbeit auf einer Luft-Wasser-WP, wobei die Auswahl der Wärmequelle die entwickelte Optimierung nicht beeinflusst.

Der entscheidende Punkt in der Funktionsweise einer Wärmepumpe ist allerdings der Kältemittelkreislauf. Dieser besteht aus vier unterschiedlichen Komponenten: der Verdampfer, der Verdichter (oder Kompressor), der Verflüssiger (oder Kondensator) und das Entspannungsventil.

Im Verdampfer wird die Umweltwärme der Wärmequelle über einen Wärmetauscher an das Kältemittel übergeben, das im Kreislauf der WP zirkuliert. Das Kältemittel hat hierbei die Eigenschaft, bei geringem Druck bereits auf sehr niedrigem Temperaturniveau verdampfen zu können. Somit reichen auch kalte Temperaturen in den Wintermonaten aus, um den Aggregatzustand des Kältemittels von flüssig zu gasförmig zu verändern. Das entstehende Gas wird anschließend im Kompressor elektrisch verdichtet. Hierfür wird die Antriebsenergie der Wärmepumpe benötigt. Durch die Verdichtung steigt das Temperaturniveau des Kältemittels deutlich an – in einen Bereich, der anschließend zum Heizen im Gebäude genutzt werden kann.

Hierfür muss allerdings die Wärme erst im Verflüssiger an das Heizwasser abgegeben werden. Dazu tritt das gasförmige Kältemittel in einen Wärmetauscher ein und gibt die Wärme an das Wärmeverteilsystem ab. Hierbei kondensiert das Kältemittel und wird wieder flüssig. Der wichtige Nebeneffekt dabei ist, dass nicht nur sensible, also fühlbare Wärme frei wird, sondern auch die latente Wärme des Phasenwechsels von gasförmig zu flüssig. Daher erreichen Wärmepumpen eine sehr gute Effizienz zwischen eingesetzter elektrischer Energie und freiwerdender thermischer Energie.

In einem letzten Schritt wird das flüssige Kältemittel, das immer noch unter hohem Druck steht, über ein Ventil wieder entspannt. Anschließend tritt es wieder in den Verdampfer ein und der Kreislauf beginnt von vorne. Wenn im Betrieb der Wärmepumpe keine Undichtigkeiten auftreten, muss der Kreislauf auch nicht nachgefüllt werden. Die Entwicklung bei den Kältemitteln geht zunehmend in die Richtung natürliche und nicht synthetische, da erstere bei einem ungeplanten Austreten deutlich geringere Einflüsse auf die Umwelt haben. [36] Meistens werden Propan (R290) oder CO₂ als natürliche Kältemittel eingesetzt.

Die Wärmesenke bezieht sich auf das Wärmeverteilsystem (WVS) innerhalb des Gebäudes. In der Regel werden WPs immer in Kombination mit thermischen Speichern installiert und beladen diese mit Wärme. Vom Speicher wird die Wärme dann über das WVS ins Gebäude eingebracht. Grundsätzlich unterscheiden sich die Systeme in der Regel in Radiatoren oder Flächenheizsysteme, hier v.a. Fußbodenheizungen (FBH). Aufgrund ihrer großen Fläche können letztere dabei mit geringeren Temperaturen betrieben werden, benötigen dafür aber auch einen thermisch besseren Ausgangszustand des Gebäudes. Radiatoren müssen im Vergleich dazu mit (je nach Baualtersklasse) teils deutlich höheren Temperaturen beladen werden.

Die Effizienz einer Wärmepumpe in einem bestimmten Betriebspunkt wird über den sogenannten Coefficient of Performance (COP) bestimmt. Dieser gibt an, wie viel Wärme im Vergleich zur eingesetzten elektrischen Energie freigesetzt wird.

$$COP = \frac{\text{Erzeugte Wärmeleistung}}{\text{Eingesetzte elektrische Leistung}} \quad (2.1)$$

Häufig angegeben wird allerdings in Bezug auf Wärmepumpen auch die Jahresarbeitszahl (JAZ). Diese gibt die Effizienz über einen Betrachtungszeitraum an (klassischerweise ein Jahr) und nicht für einen bestimmten Betriebspunkt. Abhängig von Wärmequelle und Wärmesenke lassen sich JAZs von Wärmepumpen im Bereich von 2,5 bis 5 realisieren. Wichtig ist hierbei, dass die Effizienz von WPs größer wird, umso geringer das ΔT zwischen Quelle und Senke ist. Dies ist auch der Grund, warum

Wärmepumpen häufig in Kombination mit Flächenheizsystemen eingesetzt werden. Die Kombination aus WP und FBH ist dabei im Neubau heutzutage bereits das am häufigsten umgesetzte System. [37] Grundsätzlich lassen sich WPs allerdings auch mit Radiatoren und im Altbau betreiben. Dafür sind ggf. aber Sanierungsmaßnahmen umzusetzen, um die benötigten Vorlauftemperaturen abzusenken. Auch der Austausch der alten Radiatoren hin zu moderneren Heizkörpern kann zur Absenkung der Vorlauftemperatur beitragen. Gerade in Kombination mit einer außenluftgeführten WP sollten Temperaturen $>55\text{ }^{\circ}\text{C}$ vermieden werden, um die Effizienz nicht zu weit abzusenken.

Aus technischer Sicht ist es bei Wärmepumpen zudem wichtig, dass diese nicht zu häufig an- bzw. abgeschaltet werden und über eine ausreichend lange Laufzeit pro Taktung verfügen. Ein zu häufiges Takten von Wärmepumpen kann die Lebenszeit der Anlage verringern. Ein Richtwert liegt dabei bei einer durchschnittlichen Laufzeit von etwa 30 Minuten pro Schaltung. [38]

2.3. Batterien

Batterien spielen für die erfolgreiche Energiewende eine zentrale Rolle. Die zeitlichen Unterschiede in Erzeugung aus EE-Anlagen und dem vorhandenen Bedarf sind eine große Herausforderung, gerade im Vergleich zu den konventionellen Kraftwerken (Gas, Kohle, Atom), die sich (v.a. Gas) sehr gut an den aktuellen Bedarf anpassen konnten. Um dieses Problem zu lösen, werden Speichertechnologien in der Zukunft eine zentrale Rolle spielen. Vordergründig werden hierfür voraussichtlich Batterien eingesetzt werden. Aktuell werden auf dem Markt vor allem Lithium-Ionen-Batterien angeboten, sowohl für den Einsatz im Haushaltsbereich als auch in E-Autos.

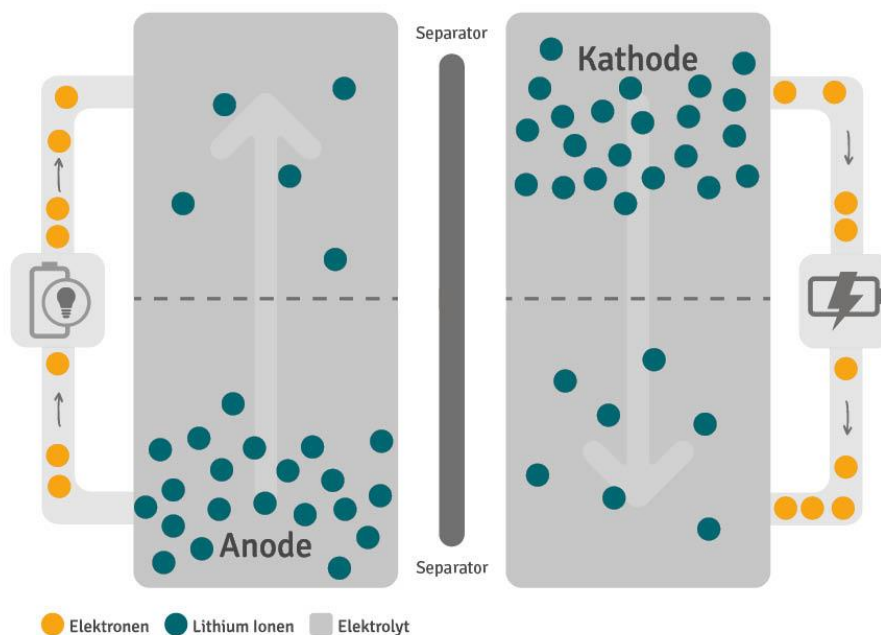


Abbildung 8: Aufbau von Lithium-Ionen-Akkus [39]

Die Grundlage der Lithium-Ionen-Batterie geht auf die frühen 1980er-Jahre zurück und wurde v.a. durch die Forschung von Akira Yoshino geprägt, der dafür mit einem Nobelpreis ausgezeichnet wurde. Die Lithium-Ionen-Batterie besteht einerseits aus einer Anode und einer Kathode, die durch einen Separator voneinander getrennt werden. Gefüllt ist die Batterie mit Elektrolyt, welches den Transport von Lithium-Ionen und Elektronen ermöglicht. Wird die Batterie entladen, fließen Elektronen von der Anodenseite über einen Verbraucher zur Kathode und verrichten dabei elektrische Arbeit. Gleichzeitig

wandern die Lithium-Ionen von der Anode durch den Separator zur Kathode und verbinden sich dort wieder mit den Elektronen. Beim Laden wird dieser Vorgang umgedreht. Entsprechende Batterien finden sich heute in zahlreichen elektrischen Geräten, wie Smartphones, Drohnen oder auch E-Autos.

Auf Haushaltsebene haben entsprechende Batterien aktuell (Stand 2024) klassischerweise eine Kapazität von 5 kWh bis etwa 20 kWh. Die Batterien sind dabei häufig modular aufgebaut und lassen sich so erweitern. Aufgrund der noch recht hohen Kosten sind höhere Kapazitäten in der Regel nicht wirtschaftlich. Auch die meist begrenzte PV-Fläche auf dem Dach limitiert die Größe. In E-Autos werden hingegen normalerweise höhere Kapazitäten benötigt, um entsprechende Reichweiten der Autos zu ermöglichen. Dies ist aber stark von den einzelnen Fahrzeugen abhängig. Kleinere Autos können bereits mit einer Kapazität von 20 kWh erworben werden, aber auch Modelle mit über 100 kWh sind auf dem Markt verfügbar.

Die Forschung im Bereich der Batterien wird in den nächsten Jahren voraussichtlich noch weitere Fortschritte erzielen und die aktuell noch recht hohen Preise fallen, was zur besseren Wirtschaftlichkeit der Systeme beitragen wird. Problematisch im Bereich der Lithium-Ionen-Batterien, für die weltweit ein extrem hoher Bedarf besteht, ist die Gewinnung der Rohstoffe (v.a. Lithium). [40] Diese werden häufig unter Einsatz von hohen Wassermengen in eher trockenen Regionen der Welt gefördert.

2.4. Vehicle-to-Grid/Vehicle-to-Building

Vehicle-to-Grid (V2G) bzw. Vehicle-to-Building (V2B) beschreibt eine Form der E-Mobilität, in der nicht nur die Beladung eines E-PkWs über die Wallbox möglich ist, sondern auch eine gezielte Entladung. Die beiden Varianten unterscheiden sich hierbei lediglich bzgl. ihres Betrachtungshorizonts. Vehicle-to-Grid beschreibt hierbei das System, nachdem E-Autos auch direkt zur Entlastung des Netzes be- bzw. entladen werden können. Es besteht also eine direkte Kommunikation zwischen Auto und Stromnetz. Bei Vehicle-to-Building würde der Austausch lediglich mit dem Gebäude und somit lokal stattfinden. In der Konsequenz sollen aber beide Systeme zur Netzentlastung beitragen. Durch V2B soll ebenfalls der Strombezug des Gebäudes (z.B. zu Zeiten ohne PV-Erzeugung) reduziert und somit potenzielle Spitzenlasten vermieden werden.

Vorhandene Flexibilität ist eines der zentralen Themen bei der Energiewende. Neben einem Ausbau der EE-Erzeugungsanlagen müssen v.a. Speichertechnologien entwickelt und flächendeckend eingesetzt werden, um die zeitliche Abweichung zwischen Erzeugung und Bedarf abfangen zu können. Die vorhandene Speicherkapazität von E-Autos zu nutzen, könnte dabei ein entscheidender Faktor sein.

Aktuell (Stand 2024) gibt es etwa 49.000.000 zugelassene PkWs in Deutschland. [25] Im Zuge der zu erreichenden Klimaneutralität wird ein Großteil der zukünftigen Autos mit Batterien ausgestattet sein müssen und somit mit Strom fahren. Wasserstoff wird als Alternative vermutlich vorrangig im Last- und Fernverkehr eingesetzt werden. Die Kapazität der eingesetzten Batterien bei E-Autos ist sehr stark vom Modell abhängig, im Schnitt liegt diese aber im Bereich von 20-100 kWh. Selbst wenn man durch einen Ausbau des öffentlichen Nah- und Fernverkehrs davon ausgeht, dass der Individualbedarf an Autos zurückgehen wird, ergibt sich dennoch eine extrem hohe Gesamtkapazität, die auf den deutschen Straßen verfügbar sein wird.

Aktuelle Studien zeigen darüber hinaus, dass die mittlere tägliche Fahrstrecke von Autos bei 30 km liegt und das Auto über 22 h/Tag zuhause oder auf der Arbeit parkt. [26] Daraus folgt, dass ein Großteil der vorhandenen Kapazität im Alltag nicht benötigt wird und das Auto zudem den absoluten Großteil des Tages parkt. In dieser Zeit die vorhandene Kapazität als Flexibilitätsoption zu nutzen, sowohl zum

Laden als auch zum Entladen, kann einen zentralen Baustein für die erfolgreiche Energiewende darstellen.

Hierfür bedarf es aber klarer Rahmenbedingungen und zusätzlich auch intelligente Regelungssysteme. Probleme bestehen aktuell noch bei der Regulatorik, beispielsweise das doppelte Entrichten der Netzentgelte. [41] Aber auch der bisher nicht flächendeckend abgeschlossene Ausbau der Smart-Meter, die für das System unabdingbar sind, stehen der Marktreife noch im Wege. [42] Diese Probleme werden allerdings kurzfristig zu lösen sein und einer Umsetzung nicht dauerhaft im Wege stehen.

Darüber hinaus sind aber auch Regelungssysteme sehr wichtig für die allgemeine Akzeptanz am V2G/V2B-System. So muss sichergestellt werden, dass die Bedürfnisse der Fahrzeughalter nicht beschnitten werden. Es wird also Kommunikationsschnittstellen geben müssen (v.a. Apps), über die der Nutzer des Fahrzeugs jederzeit festlegen kann, welche Batterieladung bzw. Reichweite er bei der nächsten Nutzung des Autos auf jeden Fall benötigt. Mit einer festgelegten Untergrenze ergibt sich daraus eine nutzbare Flexibilität – in beide Richtungen –, die von einem Regelungssystem genutzt werden kann, um entweder Überschussstrom aus dem Netz einspeichern zu können oder den Netzbezug zu reduzieren.

3. Stand der Wissenschaft

Im Stand der Wissenschaft wird auf den aktuellen Entwicklungsstand in der Forschung in Bezug auf die verschiedenen Technologien eingegangen. Dabei soll einerseits dargestellt werden, wie aktuelle politische Rahmenbedingungen die Entwicklung beeinflussen, andererseits aber auch aufgezeigt werden, was bereits in der Forschung umgesetzt wurde und wie die entwickelte Optimierung sich davon unterscheidet. Abschließend wird im Kapitel auch kurz die genutzte Software vorgestellt.

Zu den in dieser Arbeit untersuchten Schwerpunkten gibt es aktuell viele verschiedene Forschungsansätze. Zu einzelnen Themen, beispielsweise der Regelung von Wärmepumpen, gibt es die Untersuchungen schon seit mehreren Jahren, während das Thema Vehicle-to-Building erst seit kürzerer Zeit intensiver betrachtet wird.

3.1. (Modell-)Prädiktive Regelungssysteme

Das grundsätzliche Thema „modellprädiktive Regelung“ wird in der Industrie bereits seit mehreren Jahrzehnten eingesetzt. Ursprünglich entwickelt wurde diese Art der Regelung für den optimierten Betrieb von Kraftwerken, bereits Ende der 90er-Jahre gab es ein breites Spektrum an Anwendungsgebieten in der Industrie, von der Luftfahrt bis hin zur Automobilproduktion. Einen guten Überblick über frühe Entwicklungen von MPC-Anwendungen in der Industrie liefert [43]. Diese Art der Regelung ist speziell in der Industrie sehr beliebt, da sie einen intelligenten Betrieb der Anlagen verspricht, ohne das von außen eingegriffen werden muss.

Dabei gibt es grundverschiedene Arten der prädiktiven Regelung in der Industrie. Man unterscheidet hier grundsätzlich zwischen verschiedenen Ansätzen, z.B. der „Dynamic maxtrix control (DMC)“, der „Model algorithmic control (MAC)“ oder der „Predictive functional control (MFC)“. Diese und weitere Regelungsansätze werden in [44] und in [45] vorgestellt. In den entsprechenden Veröffentlichungen wird auch auf die Stärken und Schwächen der einzelnen Ansätze sowie auf ihre potenziellen Einsatzgebiete eingegangen. In dieser Arbeit wird mit einem Rule-Based-Ansatz in der prädiktiven Optimierung gearbeitet.

Einen guten Überblick über Vorteile und Herausforderungen von MPC-, aber auch von Rule-Based-Regelungsansätzen (RBC) von Wärmepumpen in Gebäuden liefert [46]. Der häufigste Regelungsansatz, der in der Forschung untersucht wird, ist die Reduzierung der Betriebskosten. Aber auch die verschiedenen Möglichkeiten der thermischen Wärmespeicherung werden häufig untersucht, da diese eine Grundvoraussetzung für nutzbare Flexibilität darstellen. RBC stellt dabei einen Ansatz dar, der häufig deutlich einfacher umgesetzt werden kann, allerdings dennoch bereits zufriedenstellende Ergebnisse erzielt. MPC-Ansätze sind deutlich komplexer und häufig auch teurer in der Umsetzung, erzielen dadurch aber oftmals auch bessere Ergebnisse. Entscheidend für beide Ansätze ist aber die vorhandene Flexibilität, die daher einen zentralen Untersuchungsansatz darstellen sollte.

In den letzten 20 Jahren gab es aber auch zahlreiche Weiterentwicklungen im Bereich der modellprädiktiven Regelungstechnik. In einer Veröffentlichung aus dem Jahre 2021 wird das Thema aus einer technischen Perspektive analysiert und dabei sowohl auf aktuelle Umsetzungen, aber auch auf weiterhin existierende Limitationen eingegangen. [47] Gerade auch das Thema Rechenaufwand kann bei der Umsetzung von entsprechenden Ansätzen weiterhin zu Problemen führen und in der Umsetzung einen positiven Faktor für den hier gewählten Rule-Based-Ansatz darstellen. Die Veröffentlichung zeigt darüber hinaus aber auf, dass MPC-Ansätze einfach umgesetzt werden können, sobald ein entsprechendes Modell zur Verfügung steht. Gerade diese Modellierung stellt aber häufig

ein zentrales Problem dar und kann unheimlich aufwendig sein. Dennoch sind intelligente Regelungsansätze ein wichtiger Lösungsansatz für die vorhandenen Herausforderungen im Zuge der globalen Dekarbonisierung.

3.2. Wärmepumpe

Zur prädiktiven Regelung von Wärmepumpen gab es zu Beginn der 2000er-Jahre bereits zwei Arbeiten, die sich intensiv mit der Umsetzung in Wohngebäuden und der Vorhersage des Wärmebedarfs beschäftigt haben. [48, 49] Hierbei ging es u.a. auch bereits darum, die Betriebskosten der Wärmepumpen, die sich nach den jeweiligen Stromtarifen richten, zu senken, ohne dabei allerdings in den thermischen Komfort des Gebäudes einzugreifen. Dabei wurden Wetterprognosen und auch Sperrzeiten des Energieversorgers berücksichtigt. Zur damaligen Zeit wurden WPs allerdings lediglich im On/Off-Modus betrieben, eine Anpassung der Drehzahl, wie sie heute standardmäßig bei der Regelung umgesetzt wird, war noch nicht Stand der Technik. Über diese Anpassung müssen WPs heute auch nicht dauerhaft im Vollast-Betrieb laufen, sondern können auch unter Teillast betrieben werden, was zu einer besseren Effizienz und somit zu Kosteneinsparungen führen kann. Allerdings konnten auch mit der On/Off-Betriebsweise bereits merkbare Kosteneinsparungen durch die prädiktive Regelung erzielt werden.

Daher ist ein weiterer wichtiger Forschungsansatz bei WPs eben jene optimierte Regelung der Drehzahl. Die traditionelle Möglichkeit, Wärmepumpen lediglich im On/Off-Modus zu betreiben, ist heutzutage nicht mehr aktuell. Auch in diesem Bereich gibt es inzwischen Ansätze, die Effizienz der Wärmepumpe über eine prädiktive und optimierte Regelung der Drehzahl zu verbessern. Für eine luftbasierte WP wurde dies beispielsweise in einer Veröffentlichung aus dem Jahr 2022 untersucht. [50] Die prädiktive Regelung war hierbei in der Lage, die Drehzahl der WP an die entsprechenden Vor- und Rücklauftemperaturen im System anzupassen. Dadurch können Betriebskosten minimiert werden. Auch in dieser Arbeit wird ein prädiktiver Ansatz zur Regelung der Drehzahl verwendet, der sich allerdings am berechneten Wärmebedarf orientieren soll.

Ein weiterer und ähnlicher Ansatz untersucht die Verlegung der Betriebszeiten von Luft-Wärmepumpen in Zeiten, in denen die Außentemperatur höher ist. [51] Dabei werden Wetterprognosen genutzt, um einerseits den Wärmebedarf des Gebäudes vorherzusagen, aber eben auch um Zeitspannen zu identifizieren, in denen die Außentemperatur möglichst hoch ist. In diesen Perioden ist die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke geringer, dies führt zu einer verbesserten Jahresarbeitszahl der WP und kann somit den Strombedarf reduzieren. Für konkrete Untersuchungen in der mitteleuropäischen Klimazone konnte eine Steigerung der JAZ von bis zu 23 % erreicht werden.

Besonders interessant in Bezug auf mögliche Regelungssysteme von Wärmepumpen ist aber auch der direkte Vergleich mit konventionellen Betriebsweisen, um somit mögliche Einsparpotenziale darstellen zu können. In einer Untersuchung aus dem Jahr 2019 wurden zwei identische Prüfstände genutzt und dabei jeweils mit einer Wärmepumpe ausgestattet – einmal mit einer klassischen Regelung und einmal mit einer modell-prädiktiven Regelung. [52] Das Ziel der MPC war es hierbei, Betriebskosten der Wärmepumpe zu senken und gleichzeitig den Anteil an eigenerzeugtem PV-Strom zu erhöhen. In 6 Messreihen à 120 Stunden innerhalb der Heizperiode 2019 in Deutschland konnten durchschnittlich knapp 20 % an elektrischer Energie eingespart und der COP um ca. 22 % gesteigert werden.

Auch Untersuchungen zur Verbesserung der Flexibilität von Gebäuden, die mit einer WP ausgestattet sind, um somit netzdienlicher zu werden, gibt es bereits seit vielen Jahren. In einer Untersuchung von 2013 wurden beispielsweise fortschrittliche Regelungsstrategien für WPs in einem Net-Zero-Energy-

Building (also einem Netto-Nullenergiegebäude) untersucht. [53] Hierbei wurde gezielt die Erzeugung von Strom aus PV-Anlagen berücksichtigt und dabei analysiert, wie sich der Selbstverbrauch steigern und der Energieeinkauf reduzieren lässt. Auch die Vermeidung von Spitzenlasten im Netz wurde untersucht. Die Veröffentlichung verzichtet dabei bewusst auf einen MPC-Ansatz, da diese in der Praxis häufig nur schwer umgesetzt werden können und arbeitet mit einfacheren Regelungsalgorithmen, die auch eine Kurzzeit-Prädiktion enthalten. Die Ergebnisse zeigen hierbei Verbesserungen in den definierten Zielwerten Eigenstromverbrauch, Stromkosten und Spitzenlasten. Allerdings zeigt sich auch, dass definierte Zielwerte häufig konträr zueinander stehen. Reduzierung von Stromkosten können beispielsweise durch eine Verlagerung der Betriebszeiten in die Nacht erreicht werden (bei vorhandenen Nachtstromtarifen), dadurch senkt sich aber auch der Anteil an Eigenstromverbrauch aus der PV-Anlage. Insgesamt bieten diese Gebäude aber ein hohes Maß an Flexibilität und eignen sich daher auch gut zur Lastverschiebung.

In einer weiteren Untersuchung von 2014 wurde die Möglichkeit von zukünftigen flexiblen Stromtarifen analysiert. [54] Flexible Stromtarife sind eine realistische Möglichkeit, um in Zukunft auf die volatile Einspeisung der EE-Anlagen ins Stromnetz zu reagieren. Dabei hätten Verbraucher, wie eben die Wärmepumpe, die sich regeln lassen und deren Betrieb zeitlich nicht zwingend an den Bedarf gekoppelt werden muss, das Potenzial, v.a. zu Niedertarifzeiten betrieben zu werden. Über verschiedene Regelungsstrategien und mit einer Vorhersage des Strompreises und der Eigenstromerzeugung in den nächsten 12 Stunden konnten sowohl Energiekosten als auch Stromimport und -export reduziert werden, was zu einer Entlastung der Stromnetze beitragen könnte.

Eine ähnliche Analyse wurde in einer Studie von 2016 für Mehrfamilienhäuser durchgeführt. [55] Dabei wurde der Einfluss von verschiedenen Rule-Based-Ansätzen und einer MPC-Regelung auf eine drehzahlvariable WPs unter konstanten und flexiblen Stromtarifen untersucht – ebenso wie die mögliche Optimierung der Eigenverbrauchsquote von PV-Strom. Durch die Rule-Based-Regelungen konnten Kosteneinsparungen im Bereich von 2-4 % und durch die MPC Verbesserungen von 6-16 % erreicht werden. Insgesamt konnte die MPC auf Simulationsebene die besseren Ergebnisse erzielen, wohingegen die Rule-Based-Ansätze aber mit kürzerer Rechenzeit und geringerem Modellierungsaufwand punkten konnten.

In einer Veröffentlichung aus dem Jahr 2020 wurde dieser Ansatz auch für die hybride Wärmeerzeugung mit einer Wärmepumpe und einer Gasheizung untersucht. [56] Dabei wurden verschiedene Möglichkeiten der flexiblen Preisbildung untersucht: eine Echtzeit-Preisgestaltung, ein zweistufiger Tag-Nacht-Tarif und ein Tarif mit flexiblen Preisen in kritischen Spitzenlastzeiten. Dabei konnte eine nutzbare Flexibilität im Gebäude nachgewiesen werden, die v.a. in Kombination mit Echtzeit-Preisen zu geringeren Wärmeerzeugungskosten führen kann.

Der Einfluss des Demand-Side-Managements von WP kann allerdings auch ohne flexible Stromtarife untersucht werden, indem man lediglich die nutzbare Flexibilität über thermische Speicher untersucht. In einer Untersuchung von 2012 wurde die Kombination von WPs mit Wärmespeichern betrachtet und dabei analysiert, wie sich somit Spitzenlasten im Stromnetz reduzieren lassen. [57] Dabei wurde festgestellt, dass Zeiträume, in denen klassischerweise Spitzenlasten im Netz auftreten (konkret zwischen 16 und 19 Uhr), vollständig beim Betrieb der WP vernachlässigt werden können, ohne dass es dabei zu Einbußen beim thermischen Komfort kommt. Bei Heizsystemen mit einer hohen thermischen Masse, wie beispielsweise Flächenheizsysteme, könnte man dabei gegebenenfalls sogar auf thermische Speicher verzichten. Bei klassischen Heizsystemen wie Radiatoren werden diese hingegen zwingend benötigt. Sollten Spitzenlastzeiten im Netz zukünftig mit höheren Preisen versehen werden, ergeben sich somit auch Einsparpotenziale für Eigentümer.

3.3. E-Mobilität

Innerhalb des Ansatzes von Demand-Side-Management spielen v.a. auch Speichermöglichkeiten eine zentrale Rolle für die erreichbare Flexibilität. Neben thermischen Speichern sind v.a. E-Autos und ihre vorhandene elektrische Speicherkapazität interessant. Dies setzt allerdings voraus, dass die Autos nicht nur gezielt be-, sondern auch entladen werden können. Dieser Ansatz (bidirektionales Laden) wird aktuell in vielen Forschungsarbeiten untersucht. Im Jahr 2015 gab es bereits eine Veröffentlichung, die den Einfluss von E-Fahrzeugen auf die Lastverschiebung in Smart-Grids analysiert hat. [58] Dabei zeigt sich, dass sich Verbrauchskurven mit dem Ausnutzen von E-Batterien glätten und sich Spitzenlasten somit reduzieren lassen.

In dieser Arbeit soll allerdings vordergründig das Thema Vehicle-to-Building oder Vehicle-to-Home untersucht werden. Es geht also weniger um die direkte Verbindung des E-Autos mit dem übergeordneten Versorgungsnetz, sondern um die Steigerung der Flexibilität des Gebäudes, die allerdings ebenfalls zu einer Reduzierung der auftretenden Lasten zwischen Netz und Gebäude führen soll, indem v.a. der Netzbezug reduziert wird. Von der zugrundeliegenden Technologie sind die Ansätze V2G, V2B oder V2H allerdings identisch. Eine entsprechende Veröffentlichung aus dem Jahr 2013 geht auf die verschiedenen Ansätze ein und zeigt Chancen und Herausforderungen auf. [59]

Ein wichtiger Punkt, der beim Thema V2G oder V2B nicht vernachlässigt werden sollte, ist der Eingriff in die potenzielle Nutzbarkeit der Batterie. Das bidirektionale Laden kann zu deutlich erhöhten Ladezyklen führen – die Be- bzw. Entladung der Batterie ist demnach nicht mehr nur vom elektrischen Bedarf des Fahrens abhängig, sondern auch von der Integration des Autos ins Gebäude bzw. ins Stromnetz. Da das Thema Vehicle-to-X aktuell noch recht neu ist und bisher noch keine breite Umsetzung in der Praxis vorliegt, sind auch die Erkenntnisse über mögliche Reduzierungen der Kapazität von E-Autos noch sehr begrenzt. [60] gibt allerdings einen guten Überblick über die allgemeine Problematik. Die Veröffentlichung regt dabei abschließend auch an, dass es bessere physikalische Modelle zur Alterung von Batterien im V2B-Konzept geben muss, um deren entsprechenden Einfluss realistisch abschätzen zu können.

Über den Ansatz V2B können sich letztlich auch wirtschaftliche Vorteile für Gebäudebesitzer ergeben. Eine entsprechende Untersuchung aus dem Jahr 2021 zeigt auf, dass sich Spitzenlasten reduzieren lassen und sich somit neben dem CO₂-Ausstoß auch direkte finanzielle Einsparungen ergeben können. [61] Solche Untersuchungen können auch grundsätzlich zur Attraktivität und damit auch zur steigenden Marktdurchdringung von E-Autos beitragen. Da die Anschaffungskosten aktuell noch vergleichsweise hoch ausfallen, können Anreize für Einsparungen im Betrieb (auch und v.a. im Gebäudebereich) ein entscheidender Faktor für einen ansteigenden Absatz sein.

Der Forschungsansatz V2G oder V2B ist allerdings nicht nur aus Sicht der Gebäudeeigentümer interessant. Auch auf Netzbetreiber kommen zukünftig zunehmende Herausforderungen im Zuge der Energiewende zu. Einerseits eine zunehmend volatile Einspeisung aus EE-Erzeugungsanlagen, andererseits aber auch zunehmend elektrische (Groß-)Verbraucher auf Gebäudeebene mit der WP und E-Autos. Über eine direkte Verbindung des Netzes oder des Gebäudes zu den entsprechenden Elektrofahrzeugen ließen sich allerdings auch die Lasten im Netz reduzieren. So zeigt sich laut einer Fallstudie, dass sich mit V2G und V2B die Zuverlässigkeit des Verteilnetzes verbessern lässt. [62] Das entsprechende Potential wird hierbei von den zukünftigen Entwicklungen der Automobilindustrie noch weiter profitieren, konkret von höheren Kapazitäten der E-Batterien.

Wichtig im Zuge der bidirektionalen Be- bzw. Entladung von Batterien sind aber immer entsprechende Regelungssysteme. So muss immer übergeordnet (beispielsweise über ein Home Energy Management

System (HEMS)) entschieden werden, ob die Batterie gerade über selbsterzeugten Strom beladen wird oder bis zu welcher Kapazität eine gezielte Entladung stattfinden kann. Entsprechende Möglichkeiten für die Regelung von HEMS wurden bereits in verschiedenen Studien untersucht. [63] zeigt beispielsweise auf, dass in der Kombination zwischen HEMS und V2B der Energiebezug von Gebäuden reduziert werden kann. Für die Analyse wurden flexible Echt-Zeit-Tarife genutzt. Die Kombination aus einem bidirektional nutzbaren Auto und einem HEMS kann dabei zu wirtschaftlichen Vorteilen für Gebäudeeigentümer und somit auch zu einer verbesserten Zufriedenheit führen.

3.4. Haushaltsstromspeicher

Neben der elektrischen Kapazität, die über entsprechende E-Fahrzeuge zur Verfügung steht, spielen v.a. auch Haushaltsstromspeicher eine wichtige Rolle zur Steigerung der Flexibilität von Gebäuden. So kann z.B. der Eigenverbrauchsanteil von PV-Strom mit einer Batterie deutlich gesteigert und somit der Autarkiegrad von Gebäuden verbessert werden. Auch hierzu gibt es bereits Untersuchungen zur Optimierung des Home Energy Managements mit Batterien, um Energieflüsse gezielt zu leiten, je nach Stromerzeugung aus der PV-Anlage und Ladestand der Batterie. So zeigt [64] einen Anwendungsfall für die Optimierung der Stromflüsse in einer Shopping-Mall. Dabei wurden reale Lastprofile genutzt und analysiert, dass sich der Energieverbrauch in Kombination mit einem intelligenten Regelungssystem reduzieren lässt.

Bei Haushaltsstromspeichern stellt sich darüber hinaus oftmals die Frage nach der optimalen Dimensionierung. In dieser Arbeit stellt die Kapazität der Batterie eine variable Größe dar, die in der Sensitivitätsanalyse untersucht wird. Für Gebäudeeigentümer ist die korrekte Dimensionierung aber oftmals eine Herausforderung. Eine Veröffentlichung aus dem Jahr 2020 zeigt einen innovativen Ansatz zur sinnvollen Dimensionierung von Batterien, mit der Möglichkeit, Spitzenlasten zu reduzieren. [65] Dabei wurden v.a. die Parameter Speicherkapazität sowie Be- und Entladeleistung genauer betrachtet. Verglichen mit einem konventionellen Ansatz zeigten sich Abweichungen in der Dimensionierung der Kapazität von -7 % bis +75 %, was nahelegt, dass die Systeme in der Regel eher zu klein ausgelegt sind.

Weiterhin gelten Haushaltsstromspeicher aufgrund ihrer recht hohen Anschaffungskosten aktuell als nicht sonderlich wirtschaftlich und bieten in der Regel keine attraktiven Amortisationszeiten. Dabei wird allerdings häufig die potenzielle Steigerung der Stromkosten außen vorgelassen. Bereits eine Studie von 2013 konnte aufzeigen, dass sich die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen deutlich verbessern wird, wenn die Inflation auch zu weiterhin steigenden Strompreisen führen wird. [66] Auch Stromtarife, die zukünftig womöglich zunehmend flexible Preise beinhalten, können dazu beitragen, dass sich die vorhandene Flexibilität auf Gebäudeebene schneller auszahlt.

3.5. Thermische Speicher

Eine zusätzliche Möglichkeit zur Erhöhung der vorhandenen Flexibilität stellen thermische Speicher dar. Gerade im Bereich der Wohngebäude sind Heizsysteme in Deutschland eigentlich fast immer mit einem thermischen Speicher ausgestattet. Da in dieser Arbeit von einem Heizsystem ausgegangen wird, das von einer Wärmepumpe betrieben wird, kann ein solcher Speicher auch weiterhin als gegeben angenommen werden. In Kombination mit einer WP und einer Fußbodenheizung ist ein Speichersystem alleine als hydraulische Weiche oftmals eine Grundvoraussetzung. Darüber hinaus kann ein thermischer Speicher aber auch gezielt eingesetzt werden, um den Bedarf zeitlich von der Erzeugung zu entkoppeln und somit positiv auf die Flexibilität einzuwirken. Entsprechende Untersuchungen konnten so beispielsweise nachweisen, dass sich überdimensionierte

Speichersysteme in Kombination mit einer Wärmepumpe positiv auf die Netzentlastung auswirken können. [67] Dies ist v.a. deshalb relevant, da solche wassergeführten Speichersysteme im Bereich von 1000-2000 l eigentlich im Bereich der Einfamilienhäuser in Kombination mit konventionellen Regelungen keine Vorteile bieten. Zukünftig könnte sich dies mit intelligenten und prädiktiven Regelungssystemen allerdings ändern.

Untersuchungen aus dem Jahr 2022 haben sich weiterhin mit dem Einfluss von saisonalen Speichern, im konkreten Fall mit der thermischen Energiespeicherung in Aquiferen, beschäftigt. [68] Saisonale Speicher bieten eine hohe Kapazität und eignen sich daher grundsätzlich sehr gut, um Bedarf und Erzeugung zeitlich trennen zu können. Andererseits sind die Kosten solcher Speicher in der Regel noch sehr hoch, da sie auch technisch noch nicht ausgereift sind. Dennoch zeigt die Veröffentlichung, dass solche Speichersysteme sehr gut geeignet sind, um die Flexibilität von Energiesystemen zu erhöhen und somit der Fluktuation im Bedarf und in der Erzeugung widerstehen zu können.

Thermische Speicher bieten darüber hinaus einen weiteren zentralen Vorteil gegenüber elektrischen Speichern in Bezug auf die Steigerung von Flexibilität auf Gebäudeebene – sie sind bedeutend günstiger. Eine Veröffentlichung aus dem Jahr 2018 beziffert die Kostendifferenz entsprechender Speichersysteme auf den Faktor 50-100 und untersucht die mögliche Entlastung des Stromnetzes durch Ausnutzen der Kurzzeitspeicherung von Energie in Fernwärmenetzen. [69] Häufig werden bei Wärmenetzen zusätzliche thermische Speicher auf der Erzeugerseite genutzt, um den Wärmeerzeugungstechnologien größere Freiheiten in ihren jeweiligen Laufzeiten zu ermöglichen. Gerade BHKWs sind somit in der Lage, ihre Laufzeiten zu optimieren.

3.6. Kombination

Um die vorhandene Flexibilität auf Gebäudeebene zu maximieren, sollten möglichst viele verschiedene Speicherkapazitäten genutzt werden. Somit bietet es sich an, Wärmepumpen in Kombination mit thermischen und elektrischen Speichersystemen zu untersuchen. Eine entsprechende Veröffentlichung aus 2022 hat hierbei nicht nur den Effekt auf ein einzelnes Gebäude betrachtet, sondern auch die übergeordnete Koordination in einem Verteilnetz. [70] Dieser Ansatz betrachtet auch die übergeordnete Herausforderung von Regelungssystemen. Hätten beispielsweise mehrere Gebäude in einem Verteilnetz dasselbe Regelungssystem implementiert und dieses würde nur die lokalen Gegebenheiten auf der Gebäudeebene berücksichtigen, könnte das Ergebnis hiervon kontraproduktiv sein, da identische Regelungssignale auch neue Spitzenlasten im Verteilnetz erzeugen könnten. Daher könnte zukünftig auch ein übergeordnetes System benötigt werden, das die untergeordneten Regelungen der einzelnen Gebäude entsprechend priorisiert. Somit könnten auch Synergieeffekte innerhalb eines Quartiers genutzt werden. Sollte beispielsweise Gebäude A Strom produzieren, diesen aber nicht selbst benötigen, könnte Gebäude B diesen bei Bedarf nutzen, bevor er ins übergeordnete Netz eingespeist wird.

In einer Veröffentlichung aus dem Jahre 2019 wurden die Auswirkungen einer prädiktiven Regelung einer drehzahlvariablen WP auf die Flexibilität bei der Energieerzeugung in Gebäuden untersucht. [71] Dazu wurde eine reale Wärmepumpe in einer kontrollierten Klimakammer betrieben und mit den Lasten eines virtuellen Gebäudes gekoppelt. Dabei konnte v.a. die Möglichkeit des Lastverschiebepotenzials in Kombination mit verschiedenen MPC-Ansätzen aufgezeigt werden. Konkret konnten Kosteneinsparungen im Betrieb der WP im Bereich von 1-7 % und CO₂-Reduktionen von 3-17 % erreicht werden. Dies lag zwar etwas unter den erwarteten Werten aus rein simulationsbasierten Veröffentlichungen, dennoch ist durch die gezielte Beladung des thermischen Speichers in sinnvollen Zeiträumen eine Verschiebung des elektrischen Bezugs der WP möglich.

Die Kombination aus MPC, WP, PV, Batterie und einem thermischen Speicher wurde auch in [72] bereits untersucht. In Kombination mit aktuellen deutschen Stromtarifen konnten durch eine prädiktive Regelung knapp 12 % Kosteneinsparungen im Vergleich zu einem Referenzszenario erzielt werden. Diese Einsparungen beruhen u.a. auf einer Steigerung der JAZ um 3,4 % und einem erhöhten Selbstverbrauch des PV-Stroms. Zusätzlich wurde ein besserer thermischer Komfort in Kombination mit der MPC erreicht.

Beim V2B-Ansatz ist eine der zentralen Herausforderungen in der Anwendung die Schwierigkeit in der Prädiktion der vorhandenen elektrischen Speicherkapazität des E-Autos. Wenn diese Kapazität beispielsweise über eine WP genutzt werden soll, um damit Wärme zu erzeugen, ist eine Vorhersage der Wärmeerzeugung nicht verlässlich möglich, da sie von der Nutzung des Autos abhängt. In einer Veröffentlichung von 2023 wird ein entsprechendes Regelungssystem vorgestellt, das die Kombination aus WP und E-Auto und den allgemeinen Bezug bzw. auch Verkauf von Strom aus oder an das Netz optimieren soll. [73] Dabei wird ein Kommunikationssystem eingesetzt, über das der Gebäudeeigentümer die Regelung darüber informiert, wann die Kapazität des Autos genutzt werden kann und welche Innentemperatur aufrechterhalten werden soll.

Allgemein ist davon auszugehen, dass der Strombedarf zunehmend steigen wird, auch im Haushaltsbereich. Das zeigen auch die untersuchten Entwicklungen in dieser Arbeit. Wärmepumpen und Elektroautos werden den Haushaltsbedarf an Strom deutlich steigern. Dies rückt allerdings auch die Eigenstromerzeugung über PV-Anlagen für Hauseigentümer zunehmend in den Vordergrund. Eine entsprechende Untersuchung zeigt dabei auf, dass der steigende Absatz an WPs und E-Autos den Nutzen eines PV-Batterie-Systems erhöht, v.a. wenn der Strombezug der WP priorisiert in Stunden der PV-Erzeugung verschoben werden kann. [74] Dennoch bleibt der Absatz der verschiedenen Technologien eng mit den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen verbunden, primär mit dem Strompreis und den Anschaffungskosten für die verschiedenen Technologien.

Darüber hinaus gibt es verschiedene Forschungsprojekte, die sich bereits mit einzelnen oder mehreren Schwerpunkten dieser Arbeit beschäftigt haben. Das Interreg-Projekt PtH4GR²ID („Power to Heat for the Greater Region’s Renewables Integration and Development“) hat sich beispielsweise mit der Entwicklung eines prädiktiven Regelungssystems beschäftigt, das bei einem großflächigem Rollout von Wärmepumpen zur Netzstabilisierung beitragen kann. [75] Der Fokus lag hierbei v.a. auch auf Sanierungsmaßnahmen und entsprechenden Mindeststandards für den Einbau von Wärmepumpen, aber auch auf dem Einfluss von thermischen Speichern auf die vorhandene Flexibilität. Ein zentraler Ansatz der Regelung lag dabei allerdings auf volatilen Stromtarifen, die zukünftig durchaus eine realistische Möglichkeit darstellen könnten, um auf Spitzenlasten im Netz zu reagieren. Das Projekt konnte dabei aufzeigen, dass Gebäude, die in einem thermisch guten Zustand sind und über vergleichsweise große Speichervolumen verfügen, die erforderlichen Randbedingungen erfüllen, um die Laufzeit von WPs effektiv in Zeiten mit geringeren Strompreisen zu verschieben.

Ähnliche Untersuchungen wurden im Projekt ModEMS4Q („Entwicklung von Modernisierungskonzepten für Wohnquartiere im Bestand auf Basis eines gebäudeübergreifenden Energiemanagementsystems zur optimierten Einbindung von erneuerbaren Energien“) durchgeführt. [76] In diesem Projekt lag der Fokus allerdings nicht auf Einzelgebäuden, sondern auf ganzen Wohnquartieren. Quartiere bieten den Vorteil, dass Synergieeffekte, sowohl in der Erzeugung als auch im Verbrauch, genutzt werden können. Dafür wurde ein Energiemanagementsystem (EMS) entwickelt, das verschiedene Erzeuger (v.a. PV) und unterschiedliche Verbraucher (v.a. WPs) gebäudeübergreifend regelt. Auch der Einfluss der E-Mobilität wurde im Projekt berücksichtigt und zudem auch gezielte Sanierungsempfehlungen für Bestandshalter entwickelt. In Kombination mit dem

EMS ließen sich auf Simulationsebene Verbesserungen im Vergleich zu einer konventionellen Regelung erzielen.

Das Projekt WPuQ („Wind-Solar-Wärmepumpen-Quartier - erneuerbar betriebene Wärmepumpen zur Minimierung des Primärenergiebedarfs“) beschäftigt sich u.a. detailliert mit den potenziellen Einsparungen im Primärenergiebedarf von WPs. [77] Dabei wurde anhand von Simulationsstudien ermittelt, wie sich die Einsparungen im Vergleich zu Gas-Heizsystemen entwickeln, wenn Energie aus Wind und PV zur Verfügung steht. Darüber hinaus wurde aber auch untersucht, wie sich der Einsatz eines EMS, drehzahl geregelter WPs sowie thermischer und elektrischer Speicher auf den Primärenergiebedarf auswirken. Zusätzlich wurde aber auch das in dieser Arbeit bereits erwähnte Problem der Gleichzeitigkeit betrachtet – verfolgen mehrere WPs im selben Quartier eine identische Regelungsstrategie, führt dies zu einem deutlichen Anstieg in der Gleichzeitigkeit und kann somit kontraproduktiv zum eigentlichen Vorhaben sein. Die Erkenntnisse des Projekts wurden dabei auch auf zwei konkrete Wärmepumpenquartiere angewendet.

Die Zusammenfassung von bereits durchgeführten Forschungsansätzen im thematischen Bereich dieser Arbeit zeigt, dass es für einzelne Schwerpunkte und auch die Kombination aus diesen bereits unterschiedliche Veröffentlichungen gibt. Dabei stehen häufig verschiedene Regelungsansätze im Mittelpunkt, aber auch die vorhandene Flexibilität spielt eine zentrale Rolle. Der aktuelle Stand der Wissenschaft zeigt dabei deutlich auf, dass es durchaus möglich und sinnvoll ist, die Betriebszeiten von Wärmepumpen in Kombination mit Eigenstromerzeugung und Speichersystemen zu verschieben.

Der Überblick zeigt allerdings auch, dass die Gesamtkombination aus allen in dieser Arbeit aufgeführten Ansätzen (WP, MPC, PV, Batterie, V2X, thermischer Speicher) bisher noch selten in Veröffentlichungen zu finden ist. Gerade die Sensitivitätsanalyse, die im Ergebnisteil dieser Arbeit durchgeführt wird, soll dabei konkrete Aufschlüsse darüber geben, wie der Einfluss der einzelnen Komponenten auf die Effizienz der entwickelten Optimierung ist – und welche Potentiale sich auch ergeben, wenn nicht alle Technologien direkt im Gebäude vorhanden sind. In der Betrachtung der Gesamtkombination, aber auch in ihrem modularen Aufbau sowie im gewählten Ansatz der Optimierung, soll sich diese Arbeit dementsprechend von bereits veröffentlichten Untersuchungen abheben.

3.7. Co-Simulations-Software

Zur Erzeugung der Ergebnisse und zum Testen der entwickelten Optimierung auf Simulationsebene wurden verschiedene Programme genutzt.

Die Modellierung der untersuchten Ferienwohnungen (siehe Abbildung 11) erfolgte mit SketchUp [78]. SketchUp wurde im Jahr 2000 entwickelt und ist grundsätzlich eine Software, die dreidimensionale Modellierungen ermöglicht und häufig beim Entwerfen von Gebäudemodellen genutzt wird. Innerhalb der Arbeit wurde das dreidimensionale Modell der Ferienwohnungen genutzt, um sie einerseits zu illustrieren, aber v.a. auch Flächen einfach auslesen zu können. Basierend auf dem Modell werden die Differentialgleichungen zur Abbildung des thermischen Verhaltens des Gebäudes erstellt (siehe Kapitel 5.2).

Zur Simulation einiger thermischer Komponenten wurde mit TRNSYS [79] gearbeitet. TRNSYS steht für **T**ransient **S**ystems **S**imulation und wurde im Jahre 1975 an der Universität von Wisconsin entwickelt. Ursprünglich konnten mit der Software Solaranlagen simuliert werden, heutzutage können aber verschiedenste Komponenten der thermischen Gebäudesimulation in TRNSYS modelliert werden.

Dazu gibt es verschiedene sogenannte Types, die der Bibliothek entnommen und miteinander verknüpft werden können.

Über die Schnittstelle TRNSYS3D können dreidimensionale Modelle aus SketchUp auch direkt in TRNSYS importiert werden. Somit besteht die Möglichkeit, die Flächen und Ausrichtungen direkt in die thermische Simulationsumgebung zu übernehmen. In dieser Arbeit wurde das Gebäudemodell allerdings mathematisch abgebildet und eine Integration in TRNSYS war nicht notwendig. Allerdings wurden andere Komponenten des Gebäudes in der Software modelliert. Diese Komponenten umfassen beispielsweise den thermischen Speicher oder verschiedene PID-Regler. Auch die Ausgabe der Ergebnisse wurde über Text-Dateien in TRNSYS durchgeführt, die anschließend ausgewertet wurden.

Die Programmierung der Differentialgleichungen, aber auch der entwickelte Code der Optimierung, wurden hingegen in MATLAB [80] durchgeführt. MATLAB ist eine Software zur Lösung mathematischer Probleme und ist erstmals im Jahr 1984 erschienen. Gerade die Lösung von numerischen Gleichungssystemen kann in MATLAB umgesetzt werden, weswegen sich die Software sehr gut für die mathematischen Problemstellungen innerhalb der Dissertation eignet. Konkret wurden in MATLAB mehrere Modelle abgebildet:

- Lösung des Differentialgleichungssystems zur Beschreibung des thermischen Verhaltens des Gebäudes (siehe Kapitel 5.2).
- Mathematisches Modell der Wärmepumpe (siehe Kapitel 6.2.7).
- Bestimmung der einfallenden Strahlung auf die geeignete, ausgerichtete Fläche (siehe Kapitel 5.3). Notwendig zur Berechnung der solaren Gewinne über Fensterflächen und der Stromproduktion über PV.
- Programmierung des Codes der Rule-Based-Optimierung zur Regelung der Energieflüsse im Gebäude (siehe Kapitel 6.3).

Eine abschließende und zentrale Herausforderung lag im Koppeln der Simulationsmodelle in TRNSYS und MATLAB. Diese müssen während der Simulation verschiedene Variablen miteinander austauschen. So erhält die Wärmepumpe zum Beispiel die Temperatur vom Speicher, erwärmt diese und gibt sie an den Speicher zurück. Dieser Austausch muss zu jedem Simulationsschritt stattfinden. Zur Lösung dieses Problems wurde die Plattform BCVTB [81] gewählt. BCVTB steht für Building Controls Virtual Test Bed und wurde am Lawrence Berkeley National Laboratory entwickelt. Mit der Plattform ist es möglich, verschiedene Simulationsprogramme miteinander zu verbinden. Somit war auch eine direkte Anbindung des MATLAB-Codes mit der Simulationsumgebung in TRNSYS möglich. Dabei laufen beide Programme während der Simulation eigenständig und BCVTB übernimmt den festgelegten Austausch der Variablen zu jedem definierten Zeitschritt.

Mit der Plattform ist es somit möglich, Co-Simulationen mit verschiedenen anderen Softwares durchzuführen, z.B. EnergyPlus, Modelica, TRNSYS, MATLAB, Radiance oder BACnet. Über das Koppeln der verschiedenen Programme können einzelne Limitationen überwunden und somit umfänglichere Simulationen durchgeführt werden. Im Kontext dieser Arbeit wäre beispielsweise ein Abbilden und Lösen der mathematischen DGLs in TRNSYS nicht möglich.

In der Wissenschaft sind hierbei bereits verschiedene Veröffentlichungen zu finden, die BCVTB für die Verknüpfung bei simulationsbasierten Ansätzen nutzen. In [82] wird beispielsweise ein HVAC-System geregelt, in dem die Komponenten in Modelica modelliert und mit MPC-Algorithmen in MATLAB verbunden werden. Eine Umsetzung der Anbindung eines virtuellen Gebäudes in EnergyPlus an eine prädiktive Regelung in MATLAB wurde in einer Veröffentlichung aus dem Jahre 2021 analysiert. [83] Über BACnet lassen sich weiterhin auch Echtzeit-Daten von Gebäuden erfassen und an die

Simulationsumgebung weiterleiten. Eine entsprechende Untersuchung zur Echtzeit Bewertung eines Gebäudes wurde in [84] durchgeführt. Aber auch für die Anbindung eines thermischen Modells in TRNSYS an ein mathematisches Regelungsmodell in MATLAB, wie sie auch in dieser Arbeit umgesetzt wurde, gibt es bereits Veröffentlichungen. So wurde in [85] eine modellprädiktive Verschattungsregelung in Büroräumen untersucht. Gerade in der Gebäudesimulation und in Kombination mit verschiedenen Reglungsansätzen gibt es verschiedene Publikationen aus der Forschung, die BCVTB als Plattform nutzen, um die Vorteile verschiedener Simulationsprogramme miteinander zu verbinden.

Mit den aufgeführten Programmen konnten alle benötigten Modelle innerhalb dieser Arbeit abgebildet werden. Darüber hinaus wurde Excel zur Analyse der Ergebnisse genutzt.

4. Betrachtetes Gebäude

Die Untersuchungen in dieser Arbeit sind angelehnt an das Forschungsprojekt EnerReg (Energiemanagement mit Hilfe der modellprädiktiven Regelung für Mischnutzungsgebäude in ländlichen Regionen) [86]. In dem Projekt sollen gezielt Mischnutzungsgebäude betrachtet werden, die durch ihre sehr diversen Energieverbraucher (Wohnen, Gastronomie, Winzer, etc.) und oftmals große potenzielle Freiflächen für PV-Anlagen ein sehr interessantes Potenzial für Energiemanagementsysteme bieten.

Der Gebäudekomplex, der im Projekt und auch in dieser Arbeit untersucht wird, umfasst mehrere Teile. Abbildung 9 zeigt ein Foto aus der Umbauphase. Das größte Gebäude auf der linken Seite beinhaltet einen Gastronomiebetrieb im EG. Weiterhin enthalten sind eine Schnapsbrennerei und eine Scheune im OG. Vorne rechts befindet sich ein Wohnhaus, das allerdings nicht in die Betrachtung des Projekts mit einbezogen wird. Im hinteren Teil des Hofes entstehen die Ferienwohnungen, die den zentralen Bestandteil der Untersuchungen in dieser Arbeit ausmachen.



Abbildung 9: Ausgangszustand des Gebäudekomplexes [87]

Die nachfolgende Abbildung zeigt den finalen Zustand der Ferienwohnungen nach dem Umbau. Ebenfalls dargestellt ist die Erweiterung der PV-Anlagen auf dem Gebäudekomplex. In die entwickelte Optimierung innerhalb dieser Arbeit geht dabei die 21 kWp-Anlage ein, die auf dem Dach der Wohnungen installiert wurde. Diese ist allerdings auch Bestandteil der Sensitivitätsanalyse und wird daher in ihrer Größe variiert, um den Einfluss von verschiedenen PV-Leistungen auf die Effizienz der Optimierung zu untersuchen.



Abbildung 10: Gebäudekomplex nach erfolgreicher Umsetzung der Ferienwohnungen und Erweiterung der PV-Anlage [88]

Da es sich bei den FWs um einen Neubau handelt, liegen entsprechende Architektenpläne zum Gebäude vor. Diese beinhalten sowohl die genauen Abmessungen der einzelnen Apartments als auch den konkreten Aufbau der Umgebungsflächen. Basierend auf den Plänen konnte ein dreidimensionales Gebäudemodell erstellt werden. Aus dem Modell lassen sich die relevanten Flächen sowie ihre Ausrichtungen sehr einfach extrahieren und somit im entwickelten Gebäudemodell integrieren.

Bei dem untersuchten Gebäude handelt es sich um vier Ferienwohnungen, die im Jahr 2021 im Zuge der Sanierungsarbeiten am Gesamtkomplex neu gebaut wurden. Die folgenden Abbildungen zeigen ein Modell des Gebäudeteils. Unterhalb der Wohnungen liegen unbeheizte Bereiche, die als Garage oder Abstellräume genutzt werden können. Die hier dargestellte PV-Anlage wurde in den folgenden Monaten noch erweitert und entspricht inzwischen den 21 kWp, die auch in Abbildung 10 dargestellt sind.



Abbildung 11: Modell zur Veranschaulichung der Ferienwohnungen, Süd-Ost-Ansicht



Abbildung 12: Modell zur Veranschaulichung der Ferienwohnungen, Nord-West-Ansicht

Abbildung 13 zeigt eine Draufsicht auf die vier Apartments. Diese werden innerhalb dieser Arbeit von links nach rechts mit den Buchstaben A bis D durchnummeriert. Ferienwohnung A umfasst eine beheizte Fläche von $37,31 \text{ m}^2$, die mittleren Ferienwohnungen B und C umschließen $44,5 \text{ m}^2$ bzw. $43,21 \text{ m}^2$ und die Wohnung D hat eine beheizte Fläche von $49,53 \text{ m}^2$.

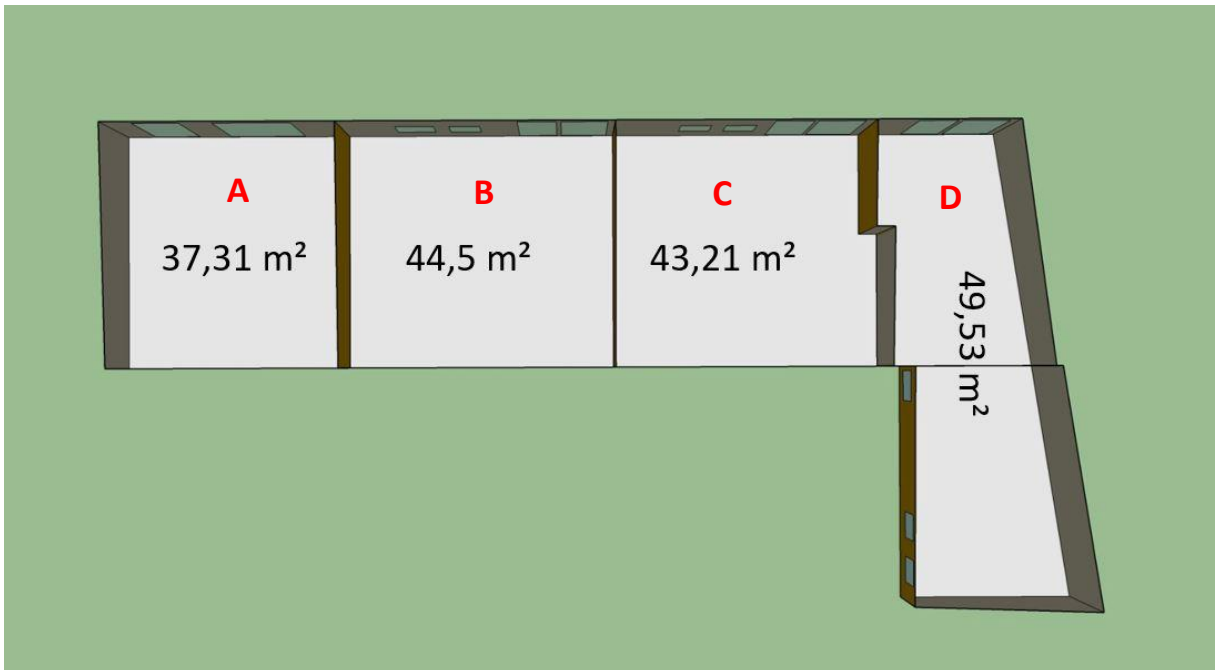


Abbildung 13: Draufsicht auf die 4 Ferienwohnungen mit Angabe der beheizten Fläche.

Da es sich bei den Ferienwohnungen um einen Neubau handelt, unterliegt die thermische Beschaffenheit der Bauteile dem Gebäudeenergiegesetz (GEG) [30]. Die Außenwände wurden als eine Holzständerwand mit Isolationsebene umgesetzt, die einen U-Wert von $0,16 \text{ W/m}^2\text{K}$ erreicht. Das Pultdach wurde im gesamten Bereich der Ferienwohnungen neu angelegt. Es handelt sich um eine Holzkonstruktion mit Dämmung und stellt einen U-Wert von $0,14 \text{ W/m}^2\text{K}$ dar. Die Bodenplatte, die aus Beton besteht, ist ein Überbleibsel der vorherigen Konstruktion, konnte mit entsprechender Dämmung durch PIR-Hartschaum allerdings auf einen U-Wert von $0,17 \text{ W/m}^2\text{K}$ gebracht werden.

Bei den Fenstern hat man eine 3-Scheiben-Wärmeschutzverglasung im gesamten Bereich der Ferienwohnungen umgesetzt. Diese stellen einen U_g -Wert von $0,95 \text{ W/m}^2\text{K}$ dar, bezieht man die Rahmenfläche von etwa 15 % mit ein, ergibt sich ein U_w -Wert von $1,02 \text{ W/m}^2\text{K}$. Da es sich um

Wärmeschutzverglasung handelt, liegt der g-Wert der Fenster mit 0,5 ebenfalls in einem niedrigen Bereich und wirkt somit einer potenziellen Überhitzung im Sommer entgegen.

Bei der Modellierung der gesamten Ferienwohnungen wurden, wie es bei einer thermischen Modellierung üblich ist, verschiedene Zonen definiert. Innerhalb dieser Arbeit wird somit jede einzelne Ferienwohnung als eine eigene thermische Zone angesehen. Somit besteht einerseits die Möglichkeit, unterschiedliche Temperaturen und auch unterschiedliche Belegungen anzunehmen, andererseits wird auf eine noch feinere Unterteilung verzichtet, da sich daraus keine unmittelbaren Vorteile ergeben, die mathematische Modellierung aber deutlich aufwendiger würde.

Nach der Modellierung des Gebäudekomplexes wurde der thermische Ausgangszustand über thermische Simulationen mit TRNSYS abgebildet. Die thermische Beschaffenheit der relevanten Bauteile wird nachfolgend nochmal in Form einer Tabelle aufgelistet.

Tabelle 1: Thermischer Ausgangszustand der Ferienwohnungen

Bauteil	U-Wert [in W/m ² K]	Fläche [m ²]	Flächenanteil [%]
Außenwand	0,16	192,7	30,3
Innenwand	0,94	50,6	8
Pulldach	0,14	175,8	27,7
Bodenplatte	0,17	174,5	27,4
Fenster	1,0(2)	42,2	6,6
		635,8	100

Zur simulativen Darstellung des Heizwärmebedarfs müssen zudem weitere Annahmen zum Gebäude getroffen werden. Da zu den Ferienwohnungen ein Energiebedarfsausweis vorliegt, der sich zum Vergleich der Simulationsergebnisse eignet, wurden die Randbedingungen entsprechend an die Standardwerte bei der Berechnung der Energieausweise angepasst.

Tabelle 2: Randbedingungen bei der Simulation "Energieausweis"

Randbedingung	Wert
Klimadaten	Potsdam
Innenraumtemperatur	20 °C
Interne Gewinne	5 W/m ² K
Luftwechselrate	0,6 h ⁻¹
Nachtabenkung	22:00 bis 6:00 Uhr

Mit den angegebenen Randbedingungen konnten die Ferienwohnungen anschließend über den Jahresverlauf simuliert werden. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der Simulation und den Wert des Energieausweises.

Tabelle 3: Ergebnisse der Simulation "Energieausweis"

Ferienwohnung	Heizwärmebedarf [in kWh/m²a]
A	58,53
B	46,24
C	46,19
D	59,32
gesamt	52,63
Energiebedarfsausweis	52,61

Bei einem ersten Blick auf die Ergebnisse des thermischen Ausgangszustandes der Ferienwohnungen zeigt sich, dass die innenliegenden Wohnungen (B und C) einen geringeren spezifischen HWB aufweisen als die beiden äußeren Zonen. Dies war zu erwarten, da die Außenwandflächen der beiden mittleren Appartements geringer sind. Weiterhin zeigt sich, dass der simulativ ermittelte Wert nahezu identisch mit den Angaben im Energiebedarfsausweis ist. Die Abweichungen liegen absolut bei 0,02 kWh/m²a und prozentual bei < 0,1 %. Eine gute Übereinstimmung war hier zu erwarten, da Simulation und Energieausweis auf identische Randbedingungen zugreifen. Zudem sind die Berechnungen im Energiebedarfsausweis immer auf einen recht statischen und keinen dynamischen Betrieb ausgelegt. Daher spiegeln die Werte aus diesem Ausweis oftmals nicht unbedingt die Realität wider, sind aber zum Vergleich unterschiedlicher Immobilien und zur Einordnung der grundsätzlichen thermischen Qualität gut geeignet. Die große Übereinstimmung verdeutlicht dennoch, dass das thermische Modell und die darin getroffenen Annahmen gut mit den real verbauten Eigenschaften übereinstimmen. Für eine Analyse des dynamischen Gebäudebetriebs folgen in Kapitel 5.4 entsprechende Untersuchungen. Der hier aufgeführte Vergleich mit Simulationen in TRNSYS und die kaum sichtbaren Abweichungen zeigen allerdings, dass bei der Modellierung der Wohnungen keine offensichtlichen Fehler begangen wurden und die entsprechenden Daten somit zur Erstellung des mathematischen Gebäudemodells genutzt werden können.

4.1. Wärmebereitstellung im betrachteten Gebäude

Zur Wärmebereitstellung innerhalb der Ferienwohnungen wurde vor Ort eine Wärmepumpe installiert. Hierbei handelt es sich um eine Luft-Wasser-WP, die also die Außenluft als Wärmequelle nutzt und die entzogene Energie an den aus Wasser bestehenden Heizkreis abgibt. Bei dem gewählten Modell handelt es sich um ein Fabrikat der ait-Deutschland GmbH mit der Typenbezeichnung LAD 7. Es handelt sich um eine elektrisch betriebene Wärmepumpe, die im Auslegungsbetrieb (Vorlauftemperatur der Heizung ca. 35 °C) etwa 7-10 kW thermische Leistung erzeugen kann, je nach Temperatur der Wärmequelle. Die elektrische Verdichterleistung liegt in diesem Anwendungsbereich laut Hersteller bei etwa 2 kW. [89]

Da Wärmepumpen nicht zu häufig an- und ausgeschaltet werden sollten, ist es sinnvoll, diese in Kombination mit einem Wärmespeicher zu betreiben. Somit ist eine zeitliche Entkopplung zwischen Bedarf und Erzeugung möglich. Zudem kann der Speicher auch als hydraulische Weiche zwischen WP und FBH genutzt werden. Im konkreten Anwendungsfall wird hierfür ein Speicher genutzt, der ebenfalls von der ait-Deutschland GmbH vertrieben wird. Es handelt sich um einen Pufferspeicher mit einem Volumen von 765 l, der klassisch mit Wasser gefüllt ist. An diesen Speicher ist sowohl die Wärmeerzeugung der WP als auch der Entzug über die Heizung direkt angebunden. Die Trinkwarmwassererzeugung wird nicht über die WP und somit über den Speicher bedient, sondern dezentral über Durchlauferhitzer in den einzelnen Ferienwohnungen. Die Speichergröße wird

innerhalb der Sensitivitätsanalyse in dieser Arbeit allerdings variiert, um verschiedene thermische Kapazitäten abbilden und deren Einfluss analysieren zu können.

Die Wärmeabgabe in den Wohnungen erfolgt über eine Fußbodenheizung. Wärmepumpen haben klassischerweise eine höhere Effizienz, je kleiner die Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke ist. Die Temperatur der Wärmesenke lässt sich reduzieren, indem man mit Flächenheizsystemen arbeitet. Über die große Wärmeübertragungsfläche lässt sich die Vorlauftemperatur entsprechend absenken. Die FBH zählt zur Klasse der Flächenheizsysteme. Somit können die Gebäude schon mit Temperaturen um die 35 °C beheizt werden, was potenziell einer hohen Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe entgegenkommt.

Verbaut sind hierbei pro Ferienwohnung jeweils vier Heizkreise. Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht die Verteilung der Heizkreise.

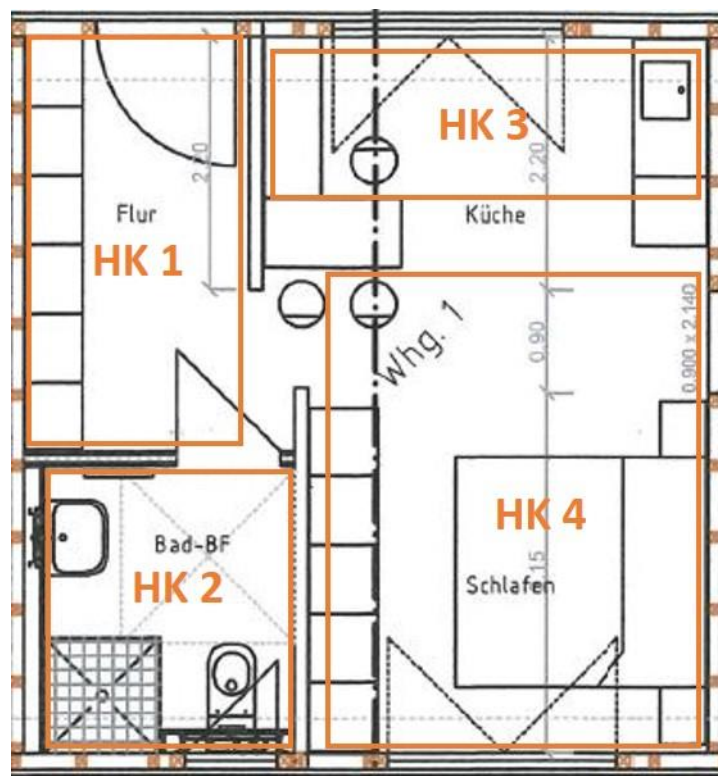


Abbildung 14: Aufteilung der Heizkreise in Ferienwohnung A [90]

Die Abbildung zeigt beispielhaft den Aufbau von Ferienwohnung A. Diese besteht aus einem Flur, einem Badezimmer und einem Wohnbereich, der sowohl die Küche als auch das Schlafzimmer beinhaltet. Flur und Bad erhalten als abgetrennte Räume jeweils einen eigenen Heizkreis. Der Wohnbereich wird hingegen nochmals in zwei Heizkreise unterteilt. Der Grund liegt in der großen Fensterfläche, die im Plan im Bereich der Küche eingezeichnet ist. Diese Fensterfläche stellt eine potenzielle Wärmebrücke dar. Die Fenster sind zwar dreifachverglast und somit in einem guten thermischen Zustand, allerdings bleibt der U-Wert im Vergleich zur Wand deutlich höher. Somit sind an dieser Stelle höhere Transmissionswärmeverluste und somit geringere Oberflächentemperaturen zu erwarten. Daher wird hier ein eigener Heizkreis verlegt, der diesen geringeren Temperaturen mit einem höheren Massenstrom im Heizungsvorlauf entgegenwirken kann. Jeder Heizkreis kann hierbei über Thermostate einzeln geregelt werden.

Im mathematischen Modell dieser Arbeit, in dem das thermische Verhalten des Gebäudes dargestellt werden soll, wird pro Ferienwohnung bzw. Appartement nur ein Heizkreis modelliert. Der Hintergrund liegt im Modellierungsaufwand, der bei insgesamt 16 Heizkreisen (4 pro Wohnung) extrem hoch wäre. Da es sich bei dem mathematischen Modell nicht um eine detaillierte Analyse der FBH handeln soll, sondern in erster Linie um ein Modell, das den Wärmebedarf verlässlich vorhersagen kann, liegen in erster Linie auch energetische Betrachtungen zugrunde. Und aus energetischer Sicht ergibt sich für das mathematische Modell kein nennenswerter Unterschied zwischen der Belegung mit 4 Heizkreisen oder mit 16. Die entsprechenden, zugrundeliegenden Formeln, werden in Kapitel 5.2 erläutert.

4.2. Stromerzeugung im betrachteten Gebäude

Die Stromerzeugung im betrachteten Gebäude erfolgt über PV-Module auf dem Dach. Eine Übersicht über die umgesetzten Anlagen liefert Abbildung 10. Innerhalb dieser Arbeit wird die 21 kWp-Anlage näher betrachtet. Es handelt sich dabei um PV-Module, die vorher bereits an einem anderen Standort genutzt wurden (Inbetriebnahme 2007) und im Zuge des Neubaus der Ferienwohnungen auf der dortigen Dachfläche installiert wurden. Teile der übrigen PV-Anlage sind überdies ebenfalls ältere Installationen, die noch als Volleinspeisung genutzt werden.

Wie in der Abbildung weiterhin zu sehen ist, sind die Module der relevanten Anlage auf dem Dach der Ferienwohnungen installiert. Daher beziehen sich sowohl Neigung als auch Ausrichtung auf die entsprechende Dachfläche. Letzteres wird für die Arbeit als Süd-Ausrichtung definiert, die Neigung des Daches entspricht etwa 10°.

Innerhalb dieser Arbeit wird für die Leistung der einzelnen PV-Module auf ein Datenblatt der Firma aleo solar AG zurückgegriffen, konkret auf den Typ aleo S_19 mit einer Nennleistung von 280 W bei Standard-Testbedingungen (STC). [91] Im Vergleich zu aktuell auf dem Markt verfügbaren Modulen ist die Leistung von 280 W sehr gering, die modernste Technologie liegt hier bei einer vergleichbaren Fläche bereits bei Werten über 400 W. Wie bereits erwähnt, bezieht sich die Anlage allerdings auf eine Erstinstallation aus dem Jahr 2007, was aber auch die seither erfolgte Weiterentwicklung der PV-Technologie verdeutlicht. Die entsprechenden Werte aus dem Datenblatt werden für die berechnete Stromerzeugung im mathematischen Modell dieser Arbeit genutzt.

Abschließend werden auch die weiteren Stromerzeugungsanlagen innerhalb des gesamten Gebäudekomplexes aufgeführt:

- 29.6 kWp-Anlage: Erste Inbetriebnahme der Module ebenfalls im Jahr 2007, Umzug aufs Gebäude im Jahr 2019. Volle Einspeisung bei etwa 40° Neigung und Ausrichtung in Richtung Süd-West.
- 29.565 kWp-Anlage: Entspricht der Anlage, die in Abbildung 10 noch mit 30 kWp angegeben ist. Dies entsprach einem Planwert, der nach erfolgreicher Installation durch die real verbaute Menge ersetzt wurde. Umsetzung und Inbetriebnahme im Jahr 2022, Überschuss wird eingespeist. Dachneigung ebenfalls 40°, Ausrichtung Nord-Ost.
- 3.96 kWp-Anlage: Umsetzung im Jahr 2020, Dachneigung 10° und Ausrichtung Süd-Ost.

5. Thermisches Gebäudemodell

Die angestrebte Optimierung der Energieflüsse in dieser Arbeit umfasst auch die Betriebsplanung der Wärmepumpe, die zu den größeren elektrischen Verbrauchern in einem Wohngebäude zählt. Um diese umsetzen zu können, muss allerdings der Wärmebedarf des Gebäudes berechnet und somit auch präzisiert werden können. Ohne Informationen darüber, wann das Gebäude welche Energiemenge benötigt, ist eine vorausschauende Planung des WP-Betriebs nur schwer möglich. Daher wird in diesem Kapitel ein thermisches Gebäudemodell entwickelt, das dazu in der Lage sein soll.

Der Ansatz, der in dieser Arbeit gewählt wird, basiert darauf, den Wärmeeintrag ins Gebäude über die Fußbodenheizung möglichst detailliert abbilden zu können. Da die WP in den Ferienwohnungen als alleiniger Wärmeerzeuger agiert, entspricht die eingebrachte Wärmemenge, die zum Aufrechterhalten der gewünschten Innentemperatur benötigt wird, auch gleichzeitig der Wärmemenge, die die Wärmepumpe erzeugen muss.

Da die verschiedenen Größen in einem Heizsystem und v.a. bei einer FBH voneinander abhängen (z.B. Temperatur des Bodens und Temperatur der Luft), wird ein Differentialgleichungssystem benötigt, um alle benötigten Größen rechnerisch bestimmen zu können. In diesem Kapitel werden daher zuerst Grundlagen der Wärmelehre erläutert, die für das System benötigt werden und anschließend das DGL-System vorgestellt, während im weiteren Verlauf versucht wird, das erstellte System anhand von TRNSYS-Simulationen und Messungen zu validieren.

5.1. Wärmelehre

Die Wärmelehre unterteilt sich grundsätzlich in drei unterschiedliche Wärmetransportvorgänge: die Wärmeleitung, die Konvektion und die Wärmestrahlung. Die Wärmeleitung findet in der Regel beim Wärmetransport in Festkörpern statt. Die Wärme bewegt sich hierbei durch den Körper, die einzelnen Teilchen im Festkörper bleiben allerdings an ihrem Platz. Im Unterschied hierzu bewegen sich die Teilchen bei der Konvektion mit. Daher tritt diese Form des Wärmetransportes nur in Flüssigkeiten und Gasen auf. Die Wärmestrahlung geht von jedem Körper aus, der eine Temperatur oberhalb von 0 K aufweist. Je höher die Temperatur des Körpers, desto intensiver die Strahlung.

Innerhalb dieser Arbeit wird v.a. die Wärmeleitung benötigt. Konkret werden im später vorgestellten mathematischen Gebäudemodell u.a. die Transmissionswärmeverluste bestimmt. Also eben jene Wärmemenge, die über die Umschließungsflächen des Gebäudes größtenteils an die Umgebung abgegeben wird. Da Wärmeleitung immer dann auftritt, wenn eine Temperaturdifferenz an zwei Seiten eines Festkörpers auftritt, kann der Wärmestrom allerdings auch an Innenwänden zwischen zwei beheizten Zonen auftreten. Bei der Berechnung wird auf die Wärmeleitungsgleichung zurückgegriffen [92]:

$$\frac{dT^*}{d\tau^*} = a^* \nabla^2 T^* \quad (5.1.1)$$

Mit:

T^* = vorherrschende Temperaturdifferenz [in K]

∇^2 = Laplace-Operator

a^* = Temperaturleitfähigkeit [in m²/s]

Der Faktor T gibt dabei die vorherrschende Temperaturdifferenz an. Der Operator ∇^2 ist der sogenannte Laplace-Operator und gibt die Wärmeleitung in Richtung der kartesischen Koordinaten x , y und z an. Innerhalb dieser Arbeit wird allerdings von einer eindimensionalen und stationären Wärmeleitung durch die Bauteile ausgegangen. Somit kann für die Berechnung der Wärmeleitung auf den Fourier-Ansatz zurückgegriffen werden:

$$\dot{q} = -\lambda * \text{grad} T^* \quad (5.1.2)$$

Mit:

λ = Wärmeleitfähigkeit [in W/mK]

$\dot{q}$ = Wärmeleitung [in W/m]

Das Minuszeichen in der Gleichung gibt an, dass der Wärmestrom immer in Richtung der abnehmenden Temperatur fließt. Mit λ wird zusätzlich die sogenannte Wärmeleitfähigkeit als stoffspezifischer Wert eingeführt. Der Parameter a aus Gleichung 5.1.1 gibt hingegen die Temperaturleitfähigkeit an. Der Zusammenhang zwischen den beiden Größen kann über folgende Gleichung dargestellt werden:

$$a^* = \frac{\lambda}{\rho * c} \quad (5.1.3)$$

Mit:

ρ = Dichte [in kg/m³]

c = spezifische Wärmekapazität [in J/kgK]

Mit den stoffspezifischen Werten der Dichte ρ und der spezifischen Wärmekapazität c lassen sich die Werte der Wärme- und Temperaturleitfähigkeit ineinander überführen. Über den Wert der Wärmeleitfähigkeit λ lässt sich mit dem Fourier-Ansatz für verschiedene Feststoffe der Wärmestrom berechnen, der bei einer gegebenen Temperaturdifferenz auftritt.

Innerhalb dieser Arbeit wird über diese Gleichung somit der Wärmeverlust über Wand-, Dach- und Fensterflächen berechnet. Die Temperaturdifferenz ist dabei der Unterschied zwischen Außen- und Innentemperatur. Die Innentemperatur wird über die Differentialgleichungssysteme des mathematischen Gebäudemodells bestimmt, während die Außentemperatur über Wetterdaten zur Verfügung steht. Darüber hinaus tritt die Wärmeleitung aber auch innerhalb des Fußbodens auf.

Weiterhin muss allerdings auch der Wärmetransport über Konvektion berücksichtigt werden. Dieser tritt beispielsweise beim Durchströmen des Wassers in den Rohren der Fußbodenheizung auf. Relevant ist hierbei v.a. der Wärmeübergang vom Fluid an die Rohre und somit auch in den Boden selbst. Den entsprechenden Wärmeübergangskoeffizienten kann man wie folgt berechnen:

$$\alpha = \frac{Nu * \lambda}{L} \quad (5.1.4)$$

Der Wärmeübergang definiert sich primär über die sogenannte Nusselt-Zahl. Wie diese und die restliche Gleichung gelöst werden können, wird in Kapitel 5.3 detailliert beschrieben. Insgesamt lässt sich über Gleichung 5.1.4 definieren, welcher Wärmestrom sich vom Fluid an die Wände der Rohre erzeugen lässt.

Grundsätzlich kommt es innerhalb eines Gebäudes auch noch zu weiteren Wärmetransportmechanismen der Konvektion und der Strahlung. Konvektion beispielsweise bei Luftbewegungen an Bauteiloberflächen, Strahlung bei Sonneneinfall auf konkrete Flächen oder bei der FBH. Beide Varianten (Konvektion und Strahlung) werden im thermischen Gebäudemodell in dieser Arbeit vernachlässigt. Dies führt zwar einerseits zu einer Abweichung im Vergleich zur Realität, macht die Anpassung des Codes an reale Gegebenheiten aber bedeutend einfacher. Zur konkreten Bestimmung von Konvektionswärmevergängen der Luft müsste beispielsweise ein entsprechendes Strömungsmodell in den Wohnungen (z.B. bei geöffneten Fenstern) erstellt werden. Auch die detaillierte Berechnung des Strahlungseinfalls auf verschiedene Flächen ist äußerst umfangreich. Der überwiegende Teil des auftretenden Wärmeein- und austrags fällt allerdings auf die Wärmeleitung und die Konvektion in den Rohren zurück, die daher im Zentrum des mathematischen Modells stehen. Vergleiche des entwickelten Codes mit realen Messungen im hinteren Teil der Arbeit sollen zeigen, ob sich der gewählte Ansatz auch ohne Berücksichtigung der anderen Wärmetransportvorgänge validieren lässt.

5.2. Differentialgleichungssystem

Die Differentialgleichungen in dieser Arbeit beziehen sich auf das bereits vorgestellte Gebäudemodell, das vier Ferienwohnungen umfasst und mit einer FBH beheizt wird. Die Energiebilanz des Gebäudes wird dabei von drei zentralen Größen beeinflusst: die Energie im Heizungswasser (1), die Energie im Fußboden (2) und die Energie der Raumluft (3). Daraus ergeben sich auch drei zentrale Größen, die zur Bestimmung der Bilanz wichtig sind und vom Gebäudemodell berechnet werden müssen: die Temperatur des Rücklaufs aus der FBH in den Speicher (T_{RL}), die Temperatur des Bodens (T_B) und die Temperatur der Raumluft (T_R). Nachfolgend werden die entsprechenden Formeln zur Berechnung der Energien bzw. der Variablen dargestellt.

(1) Energie im Heizungswasser

$$\frac{d}{dt} Q_{Heiz}(t) = \dot{Q}_{Speicher}(t) - \dot{Q}_{FB}(t) \quad (5.2.1)$$

Mit:

$Q_{Heiz}(t)$ = Energie im Heizungswasser

$Q_{Speicher}(t)$ = Eingebachte Energie aus dem thermischen Speicher

$Q_{FB}(t)$ = Energieeintrag in den Fußboden

Die Energie des Heizungswassers ist abhängig von der eingebrachten Energie und der abgegebenen Energie. Im hier untersuchten Anwendungsfall wird sämtliche Energie von der WP erzeugt und dann in den thermischen Speicher eingebracht. Abgegeben wird die Energie über die Fußbodenheizung an

die einzelnen Ferienwohnungen. Die Differenz zwischen eingebrachter und abgegebener Energie entspricht demnach der Energiemenge, die im Heizungswasser gespeichert ist. Die einzelnen Werte lassen sich hierbei wie folgt berechnen:

$$\dot{Q}_{Heiz}(t) = c_W * \rho_W * \dot{V}_{Heiz} * T_{RL}(t + \Delta t) \quad (5.2.2)$$

Mit:

c_W = spezifische Wärmekapazität des Wassers im Heizsystem [in kJ/kgK]

ρ_W = Dichte des Wassers im Heizsystem [in kg/m³]

$\dot{V}_{Heiz}$ = Volumenstrom des Wassers im Heizsystem [in l/h]

T_{RL} = Rücklauftemperatur des Wassers aus dem Heizsystem [in K]

Die Wärmemenge im Heizungswasser lässt sich über Gleichung 5.2.2 berechnen. Dabei geben die spezifische Wärmekapazität c und die Dichte ρ Stoffwerte des Wassers an. Zusätzlich ist die Energiemenge abhängig vom Volumenstrom des Heizungswassers und von dessen Austrittstemperatur. Die Vorlauftemperatur ergibt sich aus der Heizkurve (siehe Kapitel 6.2.2).

$$\dot{Q}_{Speicher}(t) = c_W * \rho_W * \dot{V}_{Heiz}(t) * [T_{VL}(t) - T_{RL}(t)] \quad (5.2.3)$$

Mit:

T_{VL} = Vorlauftemperatur des Wassers im Heizsystem [in K]

Die stoffspezifischen Werte des Wassers sind auch zur Berechnung der vom Speicher eingebrachten Energiemenge von Nöten. Letztlich ist genau die Differenz zwischen Vor- und Rücklauftemperatur eben jene Energiemenge, die in die Wohnungen eingebracht wird und daher von der WP zur Verfügung gestellt werden muss.

$$\dot{Q}_{FB}(t) = U_{FB} * A_{FB} * \left[\left(\frac{T_{VL}(t) - T_{RL}(t)}{2} \right) - T_B(t) \right] \quad (5.2.4)$$

Mit:

U_{FB} = Wärmeübergangskoeffizient zwischen den durchströmten Rohren und dem Fußboden [in W/m²K]

A_{FB} = Belegte Fläche des Fußbodens mit der FBH [in m²]

T_B = Temperatur des Bodens [in K]

Die Temperatur des Fußbodens ist abhängig vom Wärmeeintrag in diesen über die FBH. Dieser Wärmeeintrag hängt einerseits vom Wärmeübergangskoeffizienten und der entsprechend belegten Fußbodenfläche ab, andererseits aber auch von der Temperaturdifferenz zwischen Fluid und Boden. Als Temperatur des Wassers wird hier die Mitteltemperatur zwischen Vor- und Rücklauftemperatur gewählt.

Setzt man die Gleichungen 5.2.2, 5.2.3 und 5.2.4 in Gleichung 5.2.1 ein, ergibt sich:

$$\begin{aligned}
 c_W * \rho_W * \dot{V}_{Heiz} * T_{RL}(t + \Delta t) \\
 = c_W * \rho_W * \dot{V}_{Heiz}(t) * [T_{VL}(t) - T_{RL}(t)] - (U_{FB} * A_{FB} \\
 * [(\frac{T_{VL}(t) - T_{RL}(t)}{2}) - T_B(t)])
 \end{aligned} \tag{5.2.5}$$

Wenn man sich die Gleichung anschaut, sind die meisten Werte Parameter, die am Anfang der Simulation festgesetzt werden, wie die Fläche, der U-Wert oder stoffspezifische Werte. Die Vorlauftemperatur wird über die Heizkurve anhand der Außentemperatur bestimmt. Unbekannt sind die Bodentemperatur, die in Gleichung 5.2.11 berechnet wird, und die Rücklauftemperatur. Daher wird die Gleichung nach T_{RL} aufgelöst.

$$T_{RL}(t + \Delta t) = [T_{VL}(t) - T_{RL}(t)] - \frac{(U_{FB} * A_{FB} * [(\frac{T_{VL}(t) - T_{RL}(t)}{2}) - T_B(t)])}{c_W * \rho_W * \dot{V}_{Heiz}} \tag{5.2.6}$$

Über Gleichung 5.2.6 kann somit die Rücklauftemperatur des Heizungswassers berechnet werden. Dies ist die zentrale Ausgangsgröße für das mathematische Gebäudemodell aus der ersten Energiebilanz. Es zeigt sich, dass $T_{RL}(t + \Delta t)$ auch von $T_{RL}(t)$ abhängig ist, also vom entsprechenden Wert des vorherigen Zeitschrittes. Es wird also, basierend auf der vorherigen Rücklauftemperatur, immer die Änderung hin zum aktuellen Zeitschritt berechnet. Auf den Zeitschritt Δt und die Einheit des berechneten Wertes wird genauer eingegangen, wenn alle drei Gleichungen aufgestellt wurden.

(2) Energie im Fußboden

$$\frac{d}{dt} Q_B(t) = \dot{Q}_{FB}(t) - \dot{Q}_{FBH}(t) \tag{5.2.7}$$

Mit:

$Q_B(t)$ = Energie im Boden

$Q_{FBH}(t)$ = Energieeintrag des Fußbodens an die Luft

Die Energie des Bodens setzt sich zusammen aus dem bereits in Gleichung 5.2.4 aufgeführten Wärmestrom in den Boden und der Wärmeabgabe der Fußbodenoberfläche an die Luft. Der Energiegehalt des Bodens und der Wärmestrom zwischen Boden und Luft lassen sich dabei wie folgt berechnen.

$$\dot{Q}_B(t) = m_B * c_B * T_B(t + \Delta t) \quad (5.2.8)$$

Mit:

m_B = Masse des Bodens [in kg]

c_B = Spezifische Wärmekapazität des Bodens [in kJ/kgK]

Der Energiegehalt des Bodens lässt sich bestimmen über die gesamte Masse des Bodens, über die entsprechende Wärmekapazität und über die Temperatur. Die Temperatur des Bodens ist dabei auch abhängig vom Wärmeeintrag über Gleichung 5.2.4.

$$\dot{Q}_{FBH}(t) = U_{FBH} * A_{FBH} * [T_B(t) - T_R(t)] \quad (5.2.9)$$

Mit:

U_{FBH} = Wärmeübergangskoeffizient zwischen Boden und Luft [in W/m²K]

A_{FBH} = Wärmeaustauschfläche zwischen Boden und Luft [in m²]

T_R = Temperatur der Raumluft [in K]

Die Energie der Fußbodenheizung entspricht der Differenz zwischen Boden- und Raumtemperatur, dem U-Wert und der entsprechenden Wärmeübertragungsfläche. Nachfolgend können die Gleichungen 5.2.4, 5.2.8 und 5.2.9 in Gleichung 5.2.7 eingesetzt werden.

$$\begin{aligned} m_B * c_B * T_B(t + \Delta t) &= U_{FB} * A_{FB} * \left[\left(\frac{T_{VL}(t) - T_{RL}(t)}{2} \right) - T_B(t) \right] - U_{FBH} * A_{FBH} * [T_B(t) - T_R(t)] \end{aligned} \quad (5.2.10)$$

Auch hier werden einige Größen zu Beginn der Berechnung festgelegt. Unbekannt bleiben drei Größen – T_R , T_{RL} und T_B . Analog zum Vorgehen bei der ersten Energiebilanz wird die Gleichung daher nach T_B aufgelöst.

$$T_B(t + \Delta t) = \frac{U_{FB} * A_{FB} * \left[\left(\frac{T_{VL}(t) - T_{RL}(t)}{2} \right) - T_B(t) \right]}{\frac{m_B * c_B}{U_{FBH} * A_{FBH} * [T_B(t) - T_R(t)]} - 1} \quad (5.2.11)$$

Gleichung 5.2.11 bietet somit die mathematische Lösung zur Berechnung der Bodentemperatur. Auch hier ist der berechnete Wert immer von der Bodentemperatur im vorherigen Zeitschritt abhängig. Die Gleichung stellt somit zu jedem Zeitschritt eine Temperaturänderung im Vergleich zur vorherigen Berechnung dar.

(3) Energie der Raumlufte

$$\frac{d}{dt}Q_R(t) = \dot{Q}_{FBH}(t) + \dot{Q}_{g,S}(t) + \dot{Q}_{g,I}(t) - \dot{Q}_{Trans}(t) - \dot{Q}_{Vent}(t) \pm \dot{Q}_{IW}(t) \quad (5.2.12)$$

Mit:

$Q_R(t)$ = Energiegehalt der Raumlufte

$\dot{Q}_{FBH}(t)$ = Energieeintrag über die FBH

$\dot{Q}_{g,S}(t)$ = Solare Energiegewinne über transparente Bauteile

$\dot{Q}_{g,I}(t)$ = Energiegewinne über interne Lasten

$\dot{Q}_{Trans}(t)$ = Transmissionswärmeverluste über die äußeren Umgebungsflächen der FWs

$\dot{Q}_{Vent}(t)$ = Lüftungswärmeverluste

$\dot{Q}_{IW}(t)$ = potenzielle Wärmegewinne bzw. Wärmeverluste über Innenwände

Der Energiegehalt der Raumlufte ist von mehreren Einflussgrößen abhängig. Einerseits vom Energieeintrag der Fußbodenheizung, wie in Gleichung 5.2.9 dargestellt. Darüber hinaus gibt es aber weitere potenzielle Energiegewinne bzw. Energieverluste. Der Wärmestrom über die Innenwände kann hierbei sowohl positiv als auch negativ ausfallen. Dies ist immer von der Temperatur der jeweiligen angrenzenden FWs abhängig. Ist die Temperatur höher als in der angrenzenden Wohnung, geht der entstehende Wärmestrom als Verlust in die Gleichung ein. Im umgekehrten Fall würde es zu einem Wärmeeintrag kommen. Da alle Gleichungen jeweils pro einzelner Wohnung und somit pro Heizkreis aufgestellt werden, können die Temperaturen jeweils abgefragt werden und somit entschieden werden, in welche Richtung der Wärmestrom auftritt.

Weitere auftretende Energiegewinne umfassen die solaren Gewinne über transparente Bauteile (hier ausschließlich Fenster und Türen) und interne Gewinne. Wärmeverluste treten in der Form von Transmission über die verschiedenen Bauteile oder über Lüftungswärmeverluste auf. Die Differenz zwischen Wärmegewinnen und –verlusten muss jeweils von der FBH eingebracht werden, um die gewünschte Innentemperatur aufrecht erhalten zu können.

Die einzelnen Komponenten aus Gleichung 12 berechnen sich dabei wie folgt:

$$\dot{Q}_R(t) = \rho_L * V_R * c_L * T_R(t + \Delta t) \quad (5.2.13)$$

Mit:

ρ_L = Dichte der Luft [in kg/m³]

c_L = spezifische Wärmekapazität der Luft [in kJ/kgK]

V_R = Volumen der Luft pro FW [in m³]

Der Energiegehalt der Raumlufte berechnet sich über die entsprechenden Stoffwerte der Luft, das vorhandene Volumen innerhalb der Ferienwohnung und die vorherrschende Temperatur.

$$\dot{Q}_{Vent}(t) = \rho_L * c_L * \frac{n}{3600} * V_R * (T_R(t) - T_A(t)) \quad (5.2.14)$$

Mit:

n = Luftwechselrate [in h^{-1}]

T_A = Außentemperatur [in K]

Die Lüftungswärmeverluste orientieren sich sehr stark an der Luftwechselrate. Diese ist abhängig vom entsprechenden Lüftungsverhalten der Bewohner, aber auch von etwaigen Undichtigkeiten in den Umgebungsflächen. Zudem sind die Verluste natürlich abhängig von der Differenz zwischen Raum- und Außenlufttemperatur.

$$\dot{Q}_{Trans}(t) = U_{BT} * A_{BT} * (T_R(t) - T_A(t)) \quad (5.2.15)$$

Mit:

U_{BT} = Wärmeübergangskoeffizient der einzelnen Bauteile [in W/m^2K]

A_{BT} = Fläche der einzelnen Bauteile [in m^2]

Die Transmissionswärmeverluste sind neben der Temperaturdifferenz abhängig von der Fläche und der thermischen Beschaffenheit der einzelnen Bauteile. Daher muss Gleichung 5.2.15 auch für jedes Bauteil mit unterschiedlichem U-Wert einzeln berechnet werden. Somit können die Verluste pro Bauteil (Fenster, Außenwand, Dach) angegeben werden.

$$\dot{Q}_{IW}(t) = U_{IW} * A_{IW} * (T_{R1}(t) - T_{R2}(t)) \quad (5.2.16)$$

Mit:

U_{IW} = Wärmeübergangskoeffizient der entsprechenden Innenwand

A_{IW} = Fläche der entsprechenden Innenwand

Die Wärmeverluste bzw. Wärmegewinne über die Innenwände berechnen sich analog zu den Transmissionswärmeverlusten, da es sich um eine identische Art des Wärmetransports handelt. Übergeordnet wird immer abgefragt, in welcher der aneinander angrenzenden FWs die Temperatur gerade höher ist und somit die Richtung des Wärmetransports definiert.

Die Beschreibung der solaren Gewinne erfolgt nachfolgend in Kapitel 5.3. Der Grund hierfür liegt in der Komplexität der Berechnung. Aus Wetterdaten lässt sich häufig lediglich die Globalstrahlung auf die horizontale Fläche ermitteln. Zur Ermittlung der solaren Gewinne wird allerdings die Strahlung auf die geneigte und ausgerichtete Fensterfläche benötigt. Für diese Umrechnung werden mehrere Formeln benötigt und die entsprechende Thematik daher in einem eigenen Kapitel erläutert.

Für die internen Gewinne richtet sich diese Arbeit nach der DIN 4108-6. [93] Dort wird ein Richtwert mit 5 W/m^2 angegeben. Diese werden folglich mit der beheizten Fläche der einzelnen Ferienwohnungen multipliziert und stehen anschließend ebenfalls als Input zur Verfügung. Werden die Gleichungen 5.2.9, 5.2.14, 5.2.15 und 5.2.16 in Gleichung 5.2.12 eingesetzt, ergibt sich somit für die 3. Energiebilanz:

$$\begin{aligned} \rho_L * V_R * c_L * T_R(t + \Delta t) &= U_{FBH} * A_{FBH} * [T_B(t) - T_R(t)] + \dot{Q}_{g,S}(t) + \dot{Q}_{g,I}(t) - U_{BT} * A_{BT} \\ &\quad * (T_R(t) - T_A(t)) - \rho_L * c_L * \frac{n}{3600} * V_R * (T_R(t) - T_A(t)) \pm U_{IW} \\ &\quad * A_{IW} * (T_{R1}(t) - T_{R2}(t)) \end{aligned} \quad (5.2.17)$$

Auch hier bleiben zwei unbekannte Variablen vorhanden. Die Bodentemperatur berechnet sich über Gleichung 5.2.11, die Raumtemperatur kann nachfolgend über Gleichung 5.2.18 bestimmt werden:

$$\begin{aligned} T_R(t + \Delta t) &= \frac{(U_{FBH} * A_{FBH} * [T_B(t) - T_R(t)])}{\rho_L * V_R * c_L} + \frac{\dot{Q}_{g,S}(t)}{\rho_L * V_R * c_L} + \frac{\dot{Q}_{g,I}(t)}{\rho_L * V_R * c_L} \\ &\quad - \frac{(U_{BT} * A_{BT} * (T_R(t) - T_A(t)))}{\rho_L * V_R * c_L} - \frac{\left(\rho_L * c_L * \frac{n}{3600} * (T_R(t) - T_A(t)) \right)}{\rho_L * c_L} \\ &\quad \pm \frac{(U_{IW} * A_{IW} * (T_{R1}(t) - T_{R2}(t)))}{\rho_L * V_R * c_L} \end{aligned} \quad (5.2.18)$$

Somit stehen die drei Energiebilanzen zur Verfügung, die benötigt werden, um den Wärmeeintrag in das Gebäude zu bestimmen. Bei den Größen auf den jeweiligen rechten Seiten der Gleichung handelt es sich vornehmlich um Eingangsgrößen (z.B. Vorlauftemperatur, Massenstrom oder Außentemperatur) oder um festgelegte Parameter (v.a. gebäudespezifisch (Flächen, U-Werte) oder stoffspezifisch (Wärmekapazität, Dichte)). Als Ergebnis stehen die Größen zur Verfügung, die sich durch den nutzerabhängigen Betrieb des Gebäudes einstellen: die Rücklauftemperatur der Fußbodenheizung zum Speicher, die Temperatur des Bodens und die Temperatur der Innenluft.

Es zeigt sich allerdings auch, dass diese zu bestimmenden Größen jeweils voneinander abhängen. Die Temperatur des Rücklaufs ist einerseits abhängig von der Temperatur des Bodens, die Bodentemperatur ist abhängig von den Temperaturen des Rücklaufs und der Raumluft, und die Raumluft wird von der Temperatur des Bodens beeinflusst. Somit handelt es sich um ein Differentialgleichungssystem, bei dem die zu berechnenden Größen anschließend durch die Variablen x_1 , x_2 und x_3 ersetzt werden.

$$x1(t + \Delta t) = [T_{VL}(t) - x1(t)] - \frac{(U_{FB} * A_{FB} * [\frac{T_{VL}(t) - x1(t)}{2}] - x2(t))}{c_W * \rho_W * \dot{V}_{Heiz}} \quad [in K] \quad (5.2.19a)$$

$$x2(t + \Delta t) = \frac{U_{FB} * A_{FB} * [\frac{T_{VL}(t) - x1(t)}{2}] - x2(t)}{\frac{m_B * c_B}{U_{FBH} * A_{FBH} * [x2(t) - x3(t)]}} \quad [in \frac{K}{s}] \quad (5.2.20)$$

$$x3(t + \Delta t) = \frac{(U_{FBH} * A_{FBH} * [x2(t) - x3(t)])}{\rho_L * V_R * c_L} + \frac{\dot{Q}_{g,S}(t)}{\rho_L * V_R * c_L} + \frac{\dot{Q}_{g,I}(t)}{\rho_L * V_R * c_L} - \frac{(U_{BT} * A_{BT} * (x3(t) - T_A(t + \Delta t)))}{\rho_L * V_R * c_L} - \frac{(\rho_L * c_L * \frac{n}{3600} * (x3(t) - T_A(t + \Delta t)))}{\rho_L * V_R * c_L} \pm \frac{(U_{IW} * A_{IW} * (x3_{R1}(t) - x3_{R2}(t)))}{\rho_L * V_R * c_L} \quad [in \frac{K}{s}] \quad (5.2.21)$$

Mit:

$$x1 = T_{RL}$$

$$x2 = T_B$$

$$x3 = T_R$$

Wie in den Gleichungen 5.2.19a, 5.2.20 und 5.2.21 nun gut zu erkennen ist, hängen die einzelnen Gleichungen voneinander ab und bilden somit ein Differentialgleichungssystem. In diesem Anwendungsfall handelt es sich um ein gewöhnliches Differentialgleichungssystem (englisch: Ordinary Differential Equation; ODE), das unter Angabe von Startwerten in Matlab gelöst werden kann. Somit werden zu Beginn der Betrachtung Startwerte für x1, x2 und x3 angegeben und ab dem zweiten Durchlauf werden diese dann durch die berechneten Werte zum Zeitpunkt $t + \Delta t$ ersetzt.

Wichtig für die genaue Berechnung ist allerdings auch der gewählte Zeitschritt Δt . Die eigentliche Optimierung, die in Kapitel 6 genauer erläutert wird, rechnet in Minuten-Abständen. Dies wäre für das thermische Gebäudemodell allerdings ein recht großer Zeitschritt, da die entsprechenden Variablen von vielen verschiedenen Einflussgrößen abhängig sind. Daher wird in dieser Arbeit ein Δt von einer Sekunde gewählt, um das mathematische Gebäudemodell lösen zu können.

Einige externe, variable Eingangsgrößen in das Modell, konkret T_{VL} , $\dot{V}_{Heiz}$, $\dot{Q}_{g,S}$ und T_A , werden dabei aber analog zum Zeitschritt der Optimierung nur jede Minute aktualisiert. Das mathematische Gebäudemodell berechnet also mit diesen Werten jede Sekunde eine Temperaturänderung und gibt diese pro Minute an die Optimierung zurück, die damit wiederum den Wärmebedarf des Gebäudes präzisieren kann.

Weiterhin auffällig sind die unterschiedlichen Einheiten zwischen x1 auf der einen und x2 und x3 auf der anderen Seite. Dies liegt daran, dass x1 eine instationäre Größe angibt, die mit dem Volumenstrom

bereits eine zeitliche Komponente enthält. Basierend auf dem Volumenstrom (pro Sekunde) berechnet das Modell die Temperaturänderung im Rücklauf, basierend auf der vorherigen Temperatur. Würde der Volumenstrom größer oder kleiner, würde sich dies über die Variable bereits direkt auf die Berechnung auswirken.

Die Variablen x_1 und x_2 stellen aber stationäre Größen dar. Daher benötigen die berechneten Temperaturänderungen eine zeitliche Komponente, auf die sie sich jeweils beziehen. Da dieses Modell, wie bereits erwähnt, in Sekundenschritten rechnet, ist die entsprechende Einheit daher K/s. Für jeden Zeitschritt berechnet sich somit die Temperaturänderung pro Sekunde im Boden und in der Raumluft.

Bei genauer Betrachtung von Gleichung 5.2.19a zur Bestimmung von x_1 zeigt sich allerdings, dass der Volumenstrom des Heizsystems $\dot{V}_{Heiz}$ im Nenner auftaucht. Dies bedeutet, dass die gegebene Gleichung nur für den Betrieb der Fußbodenheizung, also für $V_{Heiz} \neq 0$, gelöst werden kann. Daher musste in einem weiteren Schritt die Gleichung so erweitert werden, dass sie auch dann gelöst werden kann, wenn die FBH nicht beladen wird und der Volumenstrom somit 0 ist.

$$x_{1_{Stationär}} = \frac{(U_{FB} * A_{FB} * [x_2(t) - x_1(t)])}{c_W * m_W} \quad \left[\text{in } \frac{K}{s} \right] \quad (5.2.19b)$$

Im stationären Zustand steht das Wasser in den Rohren der Fußbodenheizung. Zu diesem Zeitpunkt gibt es demnach eine reine Wärmeleitung, die u.a. von der Masse des Wassers in den Rohrleitungen abhängig ist. Da im stationären Zustand auch keine Vorlauftemperatur vorliegt, wird in diesem Ansatz davon ausgegangen, dass die zuletzt berechnete Rücklauftemperatur der Temperatur des Wassers entspricht. Über die Formel wird so lange ein Wärmetransport des Wassers an den Fußboden berechnet, bis die beiden Temperaturen identisch sind oder die FBH wieder angeschaltet wird. In diesem Fall entfällt auch die zeitliche Komponente des Volumenstroms und die Einheit ändert sich somit zu K/s, wie im Falle von x_1 und x_2 .

Da die Gleichungssysteme viele verschiedene Parameter und Variablen enthalten, soll die folgende Grafik nochmals alle Größen visualisieren und zudem auch aufführen, wo die genaue Bestimmung der Werte innerhalb der Arbeit zu finden ist.

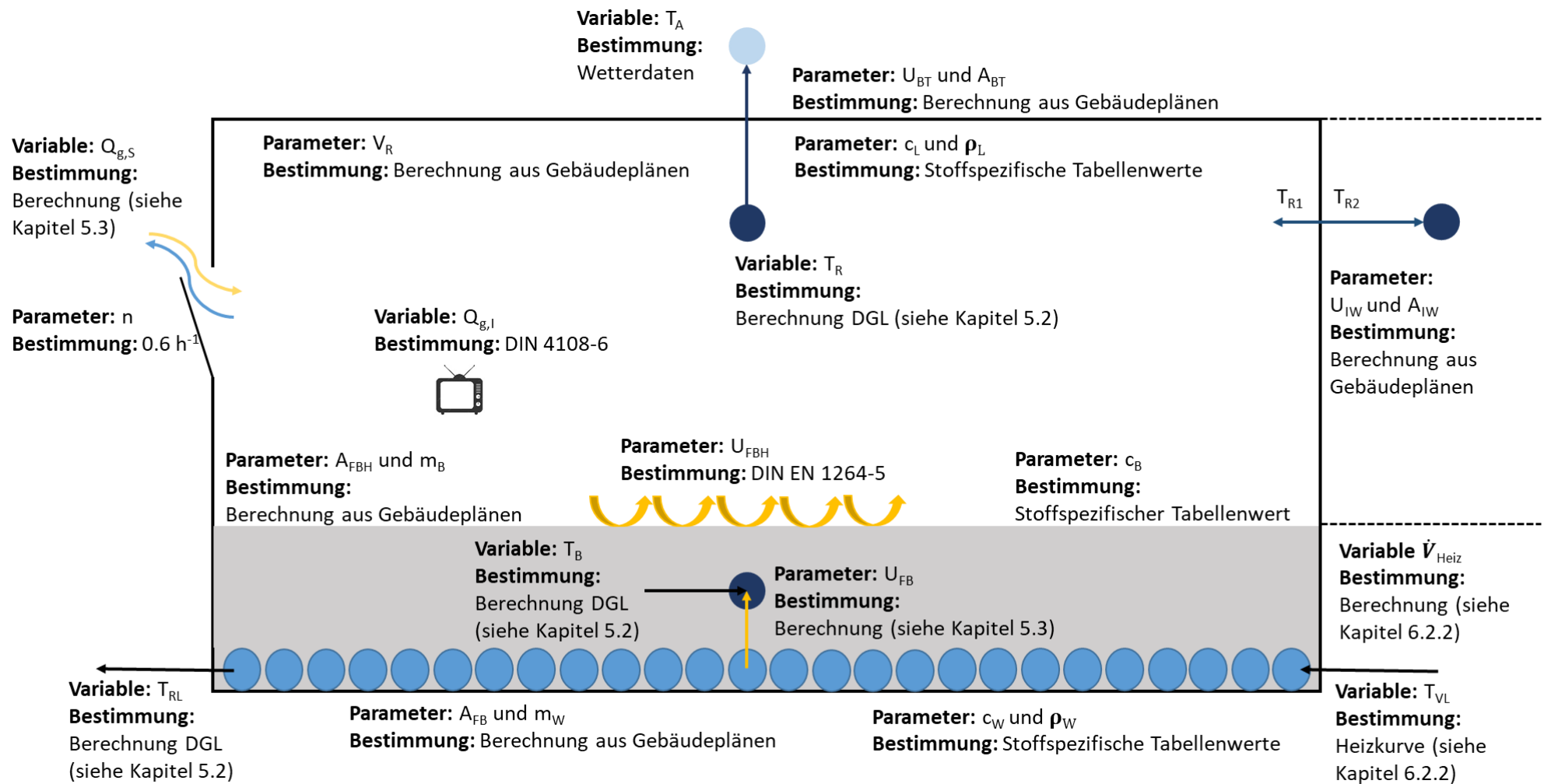


Abbildung 15: Schematische Darstellung der Einflussgrößen auf die DGLs zur Bestimmung von T_{RL} , T_B und T_R

5.3. Randbedingungen

In diesem Kapitel sollen einige weitere Randbedingungen definiert werden, die zum Lösen der mathematischen Gleichungen benötigt werden.

Wetterdaten

Zur Berechnung der Wärmeverluste und der solaren Gewinne, aber auch für die Wärme- und Stromerzeugung der WP bzw. der PV-Anlage, werden Wetterdaten benötigt. Diese umfassen in erster Linie die Umgebungstemperatur und die Globalstrahlung. Mit der Temperatur können die Wärmeverluste direkt bestimmt werden, ebenso der Strombezug der Wärmepumpe. Die Globalstrahlung wird über die im folgenden Absatz vorgestellten Formeln jeweils auf die geneigte und ausgerichtete Fläche umgerechnet. Dies betrifft alle Fenster im Gebäude und auch die PV-Module.

Innerhalb dieser Arbeit wurde mit Testreferenzjahren des Standorts Saarbrücken gearbeitet. Bei Testreferenzjahren handelt es sich um durchschnittliche Witterungsverläufe, die ein typisches Klima für den jeweiligen Standort abbilden und dabei v.a. Extremwetterereignisse eines bestimmten Jahres ausblenden sollen, um die Ergebnisse somit nicht zu verfälschen. [94] Lediglich bei der Validierung des mathematischen Modells anhand von Messdaten wurde mit realen Wetterdaten gerechnet. Diese werden im entsprechenden Kapitel allerdings nochmals erläutert.

Solarstrahlung

Ein wichtiger Teil des mathematischen Modells ist die Berechnung der Solarstrahlung. Diese hat einerseits Einfluss auf die solaren Gewinne, die dem Gebäude über die transparenten Bauteile zur Verfügung stehen, andererseits aber auch auf die Stromerzeugung über die Photovoltaik-Anlagen, die auf den Dachflächen zur Verfügung stehen.

Über Wetterdaten stehen in der Regel sowohl Globalstrahlung als auch Direkt- und Diffusstrahlung zur Verfügung. Allerdings werden diese auf die horizontale Fläche bezogen. Innerhalb der Arbeit ist es allerdings entscheidend, wie viel Strahlung auf die jeweilige geneigte und ausgerichtete Fläche auftrifft. Diese Werte hängen dementsprechend vom Neigungswinkel und der Ausrichtung ab und lassen sich somit nicht direkt aus den Wetterdaten beziehen. Dementsprechend wird nachfolgend aufgeführt, mit welchen Formeln die Globalstrahlung in die benötigten Werte umgerechnet werden kann. Die entsprechenden Berechnungen in dieser Arbeit beziehen sich auf die Mitteleuropäische Zeit (MEZ) und erfolgen u.a. auf den Grundlagen der DIN 5034-2. [95]

Mittlere Ortszeit

In einem ersten Schritt muss zwischen der wahren Ortszeit (WOZ) und der mittleren Ortszeit (MOZ) unterschieden werden. Die wahre Ortszeit wäre ebenjene Zeit, die mit einer Sonnenuhr gemessen wird und sich somit am Stand der Sonne am Himmel an einem konkreten Ort orientiert. Die mittlere Ortszeit hingegen ist die, die auf mechanischen Uhren abgelesen werden kann. Diese bezieht sich zwar ebenfalls über Zeitzonen und Sonnenstände auf konkrete Regionen, berücksichtigt dabei aber eine fiktive bzw. mittlere Sonne. Somit kann es über den Tagesverlauf zu leichten Abweichungen von bis zu 16 Minuten kommen, die für ein Strahlungsmodell durchaus relevant sind. [96]

Zur Bestimmung von WOZ und MOZ wird zuerst der Parameter J' bestimmt.

$$J' = 360^\circ * \frac{\text{Tag des Jahres}}{\text{Zahl der Tage im Jahr}} \quad (5.3.1)$$

Damit wird die Zeitgleichung bestimmt, die die Abweichung zwischen WOZ und MOZ darstellt.

$$Zgl_{(J')} = 0,0066 + 7,3525 * \cos(J' + 85,9^\circ) + 9,9359 * \cos(2 * J' + 108,9^\circ) + 0,3387 * \cos(3 * J' + 105,2^\circ) \quad (5.3.2)$$

Die Schwankungen, die aufgrund der Jahreszeit zwischen der wahren und der mittleren Ortszeit auftreten können, liegen im Bereich von $+16 \text{ min } 25 \text{ s} \geq Zgl \geq -14 \text{ min } 17 \text{ s}$.

Die mittlere Ortszeit berechnet sich nun über die jeweilige lokale Ortszeit, im Falle dieser Arbeit also die MEZ, und den geographischen Längengrad λ_L des Standorts (hier: Kaiserslautern).

$$MOZ = MEZ - 4 * (15^\circ - \lambda_L) \quad (5.3.3)$$

Aus der mittleren Ortszeit und der ermittelten Zeitgleichung lässt sich nun die wahre Ortszeit berechnen.

$$WOZ = MOZ + Zgl_{(J')} \quad (5.3.4)$$

Stundenwinkel und Deklinationswinkel

In weiteren Schritten ist es notwendig, den Winkel der Sonne am Himmel, also den sogenannten Sonnenwinkel ω , zu bestimmen. Dieser beträgt am Sonnenmittag 0° , bewegt sich mit der Drehung der Erde allerdings pro Stunde um 15° . Vormittags ist der Sonnenwinkel negativ, nachmittags hingegen positiv.

$$\omega = (12.00h - WOZ) * 15^\circ/h \quad (5.3.5)$$

Da die Erde um die Sonne rotiert, ändert sich der Deklinationswinkel δ je nach der Jahreszeit aufgrund der Neigung der Erde um ihre Rotationsachse. Die Deklination würde immer 0° betragen, wenn die Erde nicht um ihre Rotationsachse gekippt wäre.

$$\delta_{(J')} = 0,3949 - 23,2559 * \cos(J' + 9,1^\circ) - 0,3915 * \cos(2 * J' + 5,4^\circ) - 0,1764 * \cos(3 * J' + 26^\circ) \quad (5.3.6)$$

Sonnenhöhe und Sonnenazimut

Basierend auf den Berechnungen des Sonnenwinkels ω , des Deklinationswinkels δ und der geographischen Breite φ lässt sich nun die Sonnenhöhe γ_s ermitteln.

$$\gamma_S = \sin^{-1}(\cos(\omega) * \cos(\varphi) * \cos(\delta) + \sin(\varphi) * \sin(\delta)) \quad (5.3.7)$$

Die Sonnenhöhe ist somit der Winkel zwischen Horizont und der Sonne, wie auch die folgende Abbildung verdeutlicht.

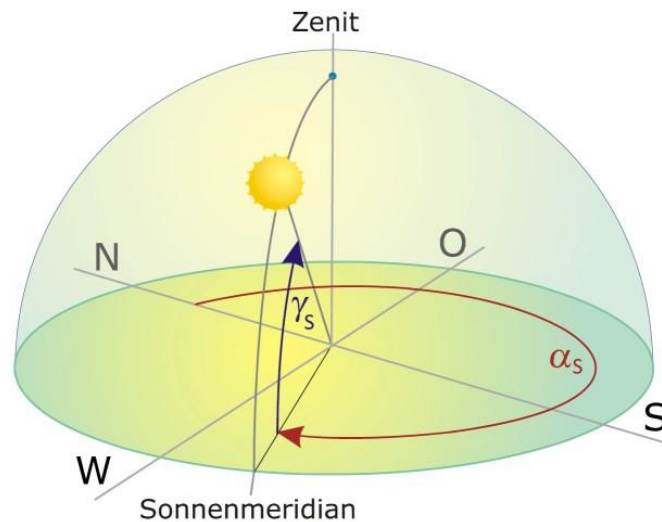


Abbildung 16: Winkelbezeichnungen [97]

Ebenso wichtig wie die Sonnenhöhe ist allerdings auch der Azimut α_s , der für jeden Zeitpunkt des Tages angibt, wo die Sonne sich gerade, bezogen auf eine Nordausrichtung, befindet. Mit Azimut und Sonnenhöhe ist klar definiert, aus welcher Himmelsrichtung und welcher Höhe die Sonnenstrahlen einfallen.

$$\alpha_s = 180^\circ - \cos^{-1} \frac{\sin(\gamma_s) * \sin(\varphi) - \sin(\delta)}{\cos(\gamma_s) * \cos(\varphi)} \text{ für } WOZ \leq 12.00h \quad (5.3.8)$$

$$\alpha_s = 180^\circ + \cos^{-1} \frac{\sin(\gamma_s) * \sin(\varphi) - \sin(\delta)}{\cos(\gamma_s) * \cos(\varphi)} \text{ für } WOZ > 12.00h \quad (5.3.9)$$

Abhängig von der geographischen Breite des Ortes φ , der Sonnenhöhe γ_s und dem Deklinationswinkel δ gibt der Azimut den Winkel zwischen Nordausrichtung und dem Sonnenstand an, zwischen 0° und 360° .

Somit ist mit den aufgeführten Formeln zu jedem Zeitpunkt eindeutig berechenbar, aus welcher Richtung und mit welchem Winkel die Solarstrahlung auf der Erdoberfläche auftrifft. Nachfolgend muss allerdings noch berechnet werden, in welchem Winkel die Strahlung auf die geneigten und ausgerichteten Flächen (z.B. Fenster und PV-Anlage) innerhalb des Gebäudes einfällt.

Sonneneinfallswinkel

Hierfür wird zunächst der horizontale Sonneneinfallswinkel θ berechnet, den man auch als Zenitwinkel bezeichnet.

$$\theta_{hor} = \theta_z = 90^\circ - \gamma_s \quad (5.3.10)$$

Neben dem horizontalen Einfallswinkel ist auch der vertikale Einfallswinkel wichtig. Dieser hängt dabei auch vom Drehwinkel α_f der betrachteten Fläche ab. Ist diese beispielsweise nach Süden ausgerichtet, wird der Drehwinkel mit 0° angenommen, nach Westen mit 90° , Norden mit 180° und Osten mit -90° . Mit Hilfe des Azimuts α_s , der Sonnenhöhe γ_s und dem Drehwinkel der Fläche α_f lässt sich folgend der vertikale Sonneneinfallswinkel berechnen. Der Winkel γ_f gibt hierbei die Neigung der betrachteten Fläche an. 90° beschreibt eine vertikale Fläche, 0° eine horizontale.

$$\theta_{ver} = \cos^{-1}[-\cos(\gamma_s) * \sin(\gamma_f) * \cos(\alpha_s - \alpha_f) + \sin(\gamma_s) * \cos(\gamma_f)] \quad (5.3.11)$$

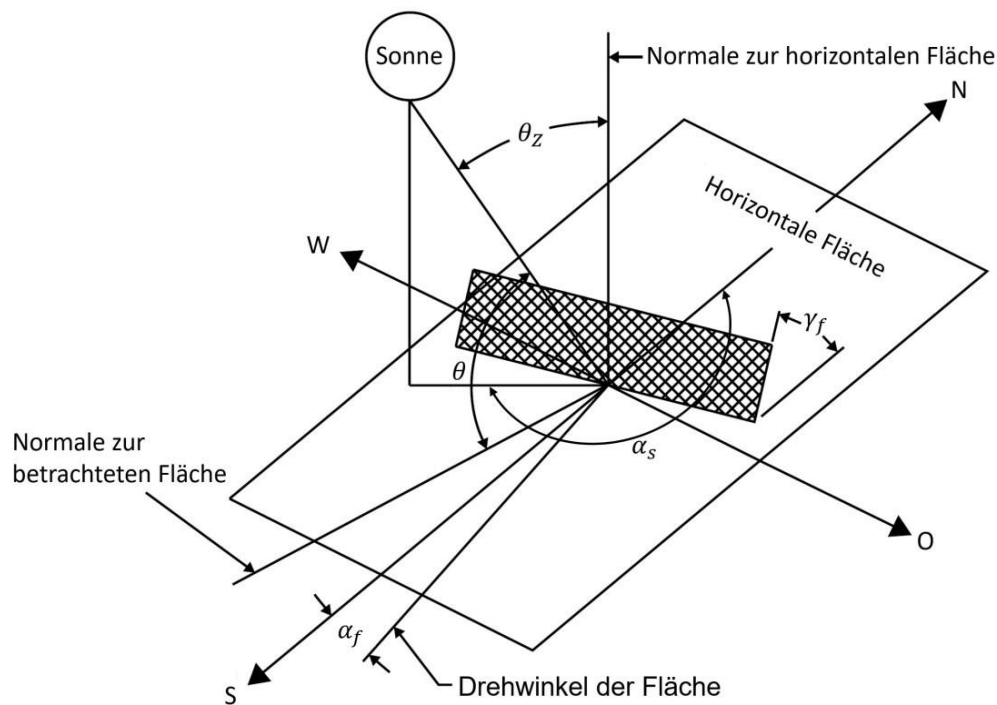


Abbildung 17: Relevante Größen zur Berechnung des Sonneneinfallswinkels auf die geneigte Fläche [98]

Bestrahlungsstärke

Neben dem Stand der Sonne und der entsprechenden Empfängerfläche ist auch die Bestrahlungsstärke eine wichtige Einflussgröße. Man unterscheidet hierbei zwischen globaler, direkter und diffuser Strahlung. In Wetterdaten findet man meistens die globale Horizontalstrahlung, die sich aus der Summe aus Direkt- und Diffusstrahlung zusammensetzt.

$$E_{e,g,hor} = E_{e,dir,hor} + E_{e,diff,hor} \quad (5.3.12)$$

Mit:

$E_{e,g,hor}$ = Globale Horizontalstrahlung [in W/m²]

$E_{e,dir,hor}$ = Direkte Horizontalstrahlung [in W/m²]

$E_{e,diff,hor}$ = Diffuse Horizontalstrahlung [in W/m²]

Zur Berechnung der Diffusstrahlung aus der Globalstrahlung gibt es mehrere verschiedene Modelle. Diese Arbeit bezieht sich auf den Ansatz von Reindl et al. [99]. Für diesen Ansatz muss zunächst der sogenannte Klarheitsfaktor κ_T bestimmt werden. Dieser berechnet sich aus der horizontalen Globalstrahlung, der Solarkonstanten $E_{e,0}$ und der Sonnenhöhe.

$$\kappa_T = \frac{E_{e,g,hor}}{E_{e,0} * \sin(\gamma_s)} \quad (5.3.13)$$

Mit:

κ_T = Klarheitsfaktor [-]

$E_{e,0}$ = Solarkonstante [in W/m²]

Die Solarkonstante beträgt nach aktuellsten Angaben der Weltorganisation für Meteorologie 1361 W/m². [100]

Je nachdem, in welchem Bereich der Klarheitsfaktor liegt, wird die diffuse Bestrahlungsstärke nach einer der drei folgenden Formeln berechnet. Grundsätzlich ist der Anteil an Diffusstrahlung v.a. an Tagen mit hoher Bewölkung relativ groß, während bei klarem Himmel der überwiegende Anteil an Direktstrahlung anfällt.

$$E_{e,diff,hor} = E_{e,g,hor} * (1,020 - 0,254 * \kappa_T + 0,0123 * \sin(\gamma_s)) \text{ für } 0 < \kappa_T \leq 0,3 \quad (5.3.14)$$

$$E_{e,diff,hor} = E_{e,g,hor} * (1,4 - 1,749 * \kappa_T + 0,177 * \sin(\gamma_s)) \text{ für } 0,3 < \kappa_T \leq 0,78 \quad (5.3.15)$$

$$E_{e,diff,hor} = E_{e,g,hor} * (0,486 * \kappa_T + 0,183 * \sin(\gamma_s)) \text{ für } 0,78 < \kappa_T \leq 1 \quad (5.3.16)$$

Über die Differenz von horizontaler Global- und Diffusstrahlung lässt sich auch die horizontale Direktstrahlung ermitteln. Somit stehen alle drei relevanten Strahlungsgrößen auf der horizontalen zur Verfügung.

$$E_{e,dir,hor} = E_{e,g,hor} - E_{e,diff,hor} \quad (5.3.17)$$

Nachfolgend müssen diese Größen allerdings auch für die vertikale Fläche bestimmt werden. Die direkte vertikale Bestrahlungsstärke berechnet sich hierbei über die direkte Horizontalstrahlung, den Sonneneinfallswinkel auf die geneigte Fläche aus Gleichung 5.3.11 und die Sonnenhöhe aus Gleichung 5.3.7.

$$E_{e,dir,ver} = E_{e,dir,hor} * \frac{\cos(\theta_{ver})}{\sin(\gamma_s)} \quad (5.3.18)$$

Für die Berechnung der diffusen Vertikalstrahlung gibt es verschiedene Ansätze. In dieser Arbeit wird der anisotrope Ansatz nach dem Perez-Modell gewählt. [101, 102] Dieses Modell ist in seiner Berechnung zwar relativ aufwendig, liefert dafür aber exaktere Ergebnisse im Vergleich zu anderen Ansätzen.

In einem ersten Schritt muss der sogenannte Himmelsklarheitsindex ε bestimmt werden. Hierfür werden die bereits bestimmten Größen der direkten Vertikal- und diffusen Horizontalstrahlung, sowie der Zenitwinkel θ_z benötigt. Weiterhin beinhaltet die Formel die Konstante $\kappa_p = 5,535 * 10^{-6}$.

$$\varepsilon = \frac{\frac{E_{e,diff,hor} + E_{e,dir,ver}}{E_{e,diff,hor}} + \kappa_p * \theta_z^3}{1 + \kappa_p * \theta_z^3} \quad (5.3.19)$$

Zusätzlich wird der Helligkeitsindex Δ benötigt.

$$\Delta = \frac{E_{e,diff,hor}}{\sin(\gamma_s) * E_{e,0}} \quad (5.3.20)$$

Mit diesen beiden Indizes müssen nachfolgend der Horisonthelligkeitsindex F_1 und der Sonnenumgebungshelligkeitsindex F_2 berechnet werden.

$$F_1 = \max[0; (f_{11} + f_{12} * \Delta + f_{13} * \theta_{ver})] \quad (5.3.21)$$

$$F_2 = f_{21} + f_{22} * \Delta + f_{23} * \theta_{ver} \quad (5.3.22)$$

Die Konstanten f_{11} bis f_{23} sind hierbei Tabellenwerte, die in Abhängigkeit des Himmelklarheitsindex ε bestimmt werden können.

Tabelle 4: Konstanten zur Bestimmung von F_1 und F_2 in Abhängigkeit von ε [102]

ε -Klasse	1	2	3	4	5	6	7	8
ε	1,000 bis 1,065	1,065 bis 1,230	1,230 bis 1,500	1,500 bis 1,950	1,950 bis 2,800	2,800 bis 4,500	4,500 bis 6,200	6,200 bis ∞
f_{11}	-0,008	0,130	0,330	0,568	0,873	1,132	1,060	0,678
f_{12}	0,588	0,683	0,487	0,187	-0,392	-1,237	-1,600	-0,327
f_{13}	-0,062	-0,151	-0,221	-0,295	-0,362	-0,412	-0,359	-0,250
f_{21}	-0,060	-0,019	0,055	0,109	0,226	0,288	0,264	0,156
f_{22}	0,072	0,066	-0,064	-0,152	-0,462	-0,823	-1,127	-1,377
f_{23}	-0,022	-0,029	-0,026	-0,014	0,001	0,056	0,131	0,251

Abschließend werden noch die zusätzlichen Indizes a und b benötigt.

$$a = \max[0; \cos(\theta_{ver})] \quad (5.3.23)$$

$$b = \max[\cos(85^\circ); \sin(\gamma_s)] \quad (5.3.24)$$

Somit lässt sich die diffuse, vertikale Bestrahlungsstärke wie folgt berechnen.

$$E_{e,diff,ver} = E_{e,dir,hor} * \left[\frac{1}{2} * (1 - F_1) + \frac{a}{b} * F_1 + F_2 \right] \quad (5.3.25)$$

Bei der vertikalen Bestrahlungsstärke gibt es eine zusätzliche Einflussgröße, die bei der horizontalen Bestrahlung keine Rolle spielt – die reflektierende Bestrahlungsstärke. Diese gibt den Anteil der Strahlung an, der vom Boden reflektiert wird.

$$E_{e,refl} = E_{e,glob,hor} * \frac{1}{2} * A \quad (5.3.26)$$

Zur Berechnung wird der Albedo-Wert A benötigt. Dieser ist ein Maß für das Rückstrahlvermögen von Oberflächen und somit natürlich stark abhängig von der Oberflächenbeschaffenheit. So beträgt der A-Wert einer mit Schnee bedeckten Fläche beispielsweise bis zu 0,9 und gibt somit an, dass ein sehr großer Teil der einfallenden Strahlung reflektiert wird. Typische andere Bodenflächen wie Rasen, Asphalt oder Beton liegen im Bereich von 0,05 bis 0,4. Innerhalb dieser Arbeit wird dementsprechend mit einem Wert von 0,2 gerechnet, was einen sinnvollen Mittelwert darstellt und auch in früheren Untersuchungen zur Berechnung von Solarstrahlung bereits verwendet wurde. [103]

Über die vorgestellten Formeln ist es nun für alle vorhandenen Ausrichtungen und Neigungen der entsprechenden Bauteile möglich, die direkte, die diffuse und die reflektierte Bestrahlungsstärke auf die entsprechende Fläche zu berechnen. Innerhalb dieser Arbeit wird dies konkret für alle

Fensterflächen und für die PV-Anlage genutzt. Die Fensterflächen haben ausschließlich eine Neigung von 90° , da sie in der Außenwand verbaut sind. Die PV-Anlage ist hingegen auf dem Dach installiert und wird somit mit einer der Dachfläche entsprechenden Neigung von 10° modelliert. Somit werden für alle Flächen mit unterschiedlicher Neigung und Ausrichtung die obigen Formeln individuell berechnet und somit für jede Tageszeit im Jahr die entsprechende auftreffende Strahlung bestimmt. Ein Ansatz zur Validierung der Formeln wird in Kapitel 5.4 untersucht.

Wärmeübergangskoeffizienten

Zur Berechnung der Wärmeleitung im mathematischen Gebäudemodell werden verschiedene Wärmedurchgangskoeffizienten benötigt. Ein Großteil derer wurde in Kapitel 4 bereits anhand der Architektenpläne vorgestellt und entsprechend im Code hinterlegt. Dabei handelt es sich allerdings lediglich um die Werte, die für die Transmissionswärmeverluste benötigt werden. Darüber hinaus sind die Koeffizienten allerdings auch für den Wärmeeintrag in den Fußboden und somit auch an die Raumluft verantwortlich. (vgl. U_{FB} und U_{FBH}) Die folgende Abbildung verdeutlicht schematisch den Aufbau des Fußbodens mit den entsprechenden Koeffizienten.

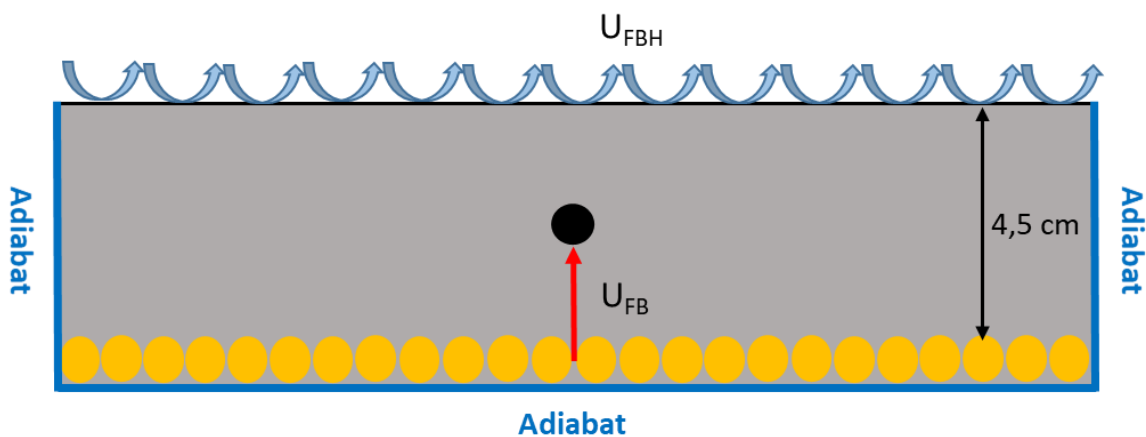


Abbildung 18: Schematischer Aufbau des Fußbodens mit den benötigten Wärmeübergangskoeffizienten U_{FB} und U_{FBH}

Die Rohre (gelb) zum Einbringen der Wärme sind in dieser Arbeit nach oben mit 4,5 cm Estrich abgeschlossen. Dies entspricht einem praxistauglichen Bodenaufbau in Kombination mit einer FBH. Wichtig innerhalb dieser Arbeit ist die Annahme, dass die Begrenzungsflächen nach unten und zu den Seiten als adiabatisch angenommen werden, es erfolgt also kein Wärmeverlust an die Umgebung. Dies ist eine idealisierte Annahme, allerdings werden Fußbodenheizungen immer mit entsprechender Wärmedämmung verlegt, die die Verluste reduziert. Diese sind daher als minimal anzunehmen. Berücksichtigt man den vorhandenen Modellierungsaufwand zur Berechnung der entsprechenden Verluste, v.a. auch für die detaillierte Definition der Erdbodentemperatur, übersteigt dies den prognostizierten Nutzen.

Für die Bestimmung des Wärmetransfers vom Wasser in den Rohren zur Luft in den Ferienwohnungen sind die beiden angesprochenen Wärmeübergangskoeffizienten U_{FB} und U_{FBH} von zentraler Wichtigkeit. Für U_{FB} wird innerhalb dieser Arbeit eine weitere Annahme getroffen – der Boden hat eine einheitliche Mitteltemperatur. Dementsprechend wird innerhalb des Bodens selbst kein Wärmetransfer angenommen bzw. berechnet. Daher wird bei der Bestimmung des Koeffizienten U_{FB} die Wärmeleitung bis zur Mitte des Fußbodens, also bis zu einer Distanz von 2,25 cm in den Estrich, berechnet. Diese Temperatur wird anschließend als mittlere Bodentemperatur definiert und ist auch für den Wärmeeintrag in die Wohnungen zuständig.

Der Wärmewiderstand R, also der Kehrwert des U-Wertes, lässt sich dabei über die spezifischen Stoffwerte des Estrichs, aber auch der Rohre berechnen.

$$R_{FB} = \frac{d_1}{\lambda_1} + \frac{d_2}{\lambda_2} \quad (5.3.27)$$

Mit:

λ_1 = Wärmeleitfähigkeit von Estrich, hier: 1,4 W/mK

d_1 = Berücksichtigte Dicke des Estrichs, hier: 2,25 cm

λ_2 = Wärmeleitfähigkeit der Rohre, hier: 0,35 W/mK

d_2 = Wandstärke der Rohre, hier: 0,2 cm

Setzt man die entsprechenden Werte in die Gleichung ein, ergibt sich ein Wärmewiderstand von 0,0218 m²K/W bzw. ein effektiver U-Wert von 45,87 W/m²K für den Wärmeeintrag des Wassers in den Fußboden. Dieser Wert berücksichtigt allerdings noch nicht, dass die Rohre von Wasser durchströmt werden. Daher muss auch der Wärmetransport (Konvektion) vom Wasser an die Rohre berücksichtigt werden. Bei von Wasser durchströmten Rohren spricht man dabei von erzwungener Konvektion.

Um den entsprechenden Wärmetransport bestimmen zu können, muss in einem ersten Schritt die sogenannte Reynoldszahl berechnet werden.

$$Re = \frac{\omega * d}{\vartheta} \quad (5.3.28)$$

Mit:

Re = Reynoldszahl [-]

ω = Mittlere Rohrgeschwindigkeit [in m/s]

d = Rohrinnendurchmesser, hier 1,8 cm

ϑ = Kinematische Viskosität von Wasser (Tabellenwert; $1,002 * 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$)

Die mittlere Rohrgeschwindigkeit kann folgendermaßen bestimmt werden:

$$\omega = \frac{4 * \dot{m}}{\rho * \pi * d^2} \quad (5.3.29)$$

Mit:

$\dot{m}$ = Massenstrom der FBH, hier 600 kg/h

ρ = Dichte von Wasser [in kg/m³]

Mit den beiden Formeln berechnet sich die mittlere Rohrgeschwindigkeit zu 0,657 m/s und die Reynoldszahl zu 11801. Bei Werten über 10000 gilt die Strömung als turbulent, daher wird nachfolgend mit den entsprechenden Formeln zur turbulenten Strömung weitergerechnet. Entscheidend für die Bestimmung des Wärmeübergangskoeffizienten ist die sogenannte Nusselt-Zahl.

$$Nu = \frac{\frac{\zeta}{8} * Re * Pr}{1 + 12,7 * \sqrt{\frac{\zeta}{8}} * (Pr^{\frac{2}{3}} - 1)} * \left[1 + \left(\frac{d}{L}\right)^{\frac{2}{3}}\right] \quad (5.3.30)$$

Mit:

ζ = Druckverlustbeiwert

Pr = Prandtl-Zahl

Sowohl der Druckverlustbeiwert als auch die Prandtl-Zahl sind bisher noch nicht bekannt und müssen nachfolgend erst berechnet werden.

$$\zeta = (1,8 * \log_{10}(Re) - 1,5)^{-2} \quad (5.3.31)$$

Der Druckverlustbeiwert ist abhängig von der bereits berechneten Reynoldszahl und ergibt sich zu 0,0294.

$$Pr = \frac{\eta * c_p}{\lambda} \quad (5.3.32)$$

Mit:

η = Dynamische Viskosität von Wasser (Tabellenwert; 0,7191 mPa*s)

c_p = spezifische Wärmekapazität von Wasser (Tabellenwert; 4,19 kJ/kgK)

λ = Wärmeleitfähigkeit von Wasser (Tabellenwert; 0,6 W/mK)

Somit kann die dimensionslose Prandtl-Zahl zu einem Wert von 5,02 bestimmt werden. Setzt man die Ergebnisse der Formeln 5.3.28, 5.3.31 und 5.3.32 nun in Gleichung 5.3.30 ein, kann die benötigte Nusselt-Zahl berechnet werden, es ergibt sich ein Wert von 89,18. Darüber kann nun abschließend der Wärmeübergangskoeffizient vom Wasser an die Rohre bestimmt werden.

$$\alpha = \frac{Nu * \lambda}{L} \quad (5.3.33)$$

Mit:

α = Wärmeübergangskoeffizient [in W/m²K]

L = charakteristische Länge, abhängig von der betrachteten Geometrie. Im Falle eines Rohres: $L = d$ = Innendurchmesser.

Somit bestimmt sich der Wärmeübergangskoeffizient zu einem Wert von 2973 W/m²K. Im Vergleich zu klassischen Tabellenwerten für turbulent durchströmte Rohre aus der Fachliteratur liegt der ermittelte Wert in einem sehr realistischen Bereich. [104]

Integriert man diesen Wert zusätzlich in Gleichung 5.3.27, ergibt sich eine aktualisierte Berechnung des Wärmetransportes in den Boden.

$$R_{FB2} = \frac{d_1}{\lambda_1} + \frac{d_2}{\lambda_2} + \frac{1}{\alpha} \quad (5.3.34)$$

Damit bestimmt sich ein finaler Wert für $U_{FB} = 1/R_{FB2}$ von 45,2 W/m²K. Der Wert reduziert sich nur geringfügig im Vergleich zur vorherigen Berechnung, da der Wärmeübergang zwischen Fluid und Rohr sehr hoch ist.

Für den Wärmeübergang von der Oberseite des Bodens an die Luft wird sich auf die DIN EN 1264-5 bezogen, die sich u.a. speziell auf wasserdurchströmte Heizsysteme bezieht. [105] Darin wird der konkrete Wärmeübergangskoeffizient einer Fußbodenheizung an die Umgebungsluft mit 10,8 W/m²K angegeben. Dieser Wert wird in dieser Arbeit für U_{FBH} genutzt.

5.4. Validierung

Vergleich mit TRNSYS

Nach der Entwicklung des mathematischen Gebäudemodells soll eine mögliche Validierung erfolgen, um zu überprüfen, ob das erstellte Gleichungssystem auch tatsächlich das thermische Verhalten des Gebäudes darstellen kann. Für die Validierung muss allerdings immer ein Referenzmodell bereitstehen, mit dem die Ergebnisse verglichen werden können.

Hierfür wird in einem ersten Schritt die thermische Simulationssoftware TRNSYS gewählt. TRNSYS bietet Nutzern die Möglichkeit, verschiedene Modelle im Bereich der technischen Gebäudeausrüstung zu erstellen, miteinander zu verbinden und über einen gewünschten Zeitraum zu simulieren (siehe Kapitel 3.7). Entscheidend für die Validierung ist hierbei, dass in beiden Modellen die identischen Randbedingungen genutzt werden.

Der thermische Ausgangszustand des Gebäudes wurde innerhalb dieser Arbeit bereits in Kapitel 4 abgebildet. Die mathematischen Formeln aus Kapitel 5.2 sowie auch das TRNSYS-Modell wurden entsprechend daran angepasst. Weiterhin wird mit identischen Wetterdaten gearbeitet, in beiden Fällen mit Referenztestjahren des Standorts Saarbrücken. Die Luftwechselrate wird in beiden Szenarien mit dem klassischen Wert von 0,6 h⁻¹ abgebildet, der häufig für Wohngebäude genutzt wird.

Bei der Innentemperatur soll ein möglichst dynamischer Verlauf analysiert werden. Bei konstanten Randbedingungen, wie sie im Energiebedarfsausweis angenommen werden, kann das dynamische Verhalten des Gebäudes nur unzureichend analysiert werden. Daher wurde für die Validierung in diesem Kapitel eine Nachtabenkung auf 18 °C zwischen 23 Uhr und 6 Uhr angenommen. Zusätzlich wird die Temperatur während des Tages mit einem PID-Regler gesteuert und bewegt sich zwischen einer unteren Grenze von 21 °C und einer oberen Grenze von 23 °C. Über die recht hohen Temperaturen und die entsprechende Fluktuation soll ein tendenziell hoher Wärmebedarf abgebildet werden, der zudem dynamisch in seinem Verlauf ist.

Da sich der Heizwärmebedarf aus vier verschiedenen variablen Größen zusammensetzt (Transmissionswärmeverlust, Lüftungswärmeverlust, solare Gewinne, interne Gewinne), sollen diese anschließend erst einzeln, dann aber auch in der Summe miteinander verglichen werden. Ein einzelner Vergleich der internen Gewinne macht hierbei allerdings keinen Sinn, da diese sowohl im thermischen Modell als auch in TRNSYS als konstanter Faktor mit 5 W/m^2 angenommen wurden.

5.4.1. Lüftungswärmeverluste

Die Formel zur Berechnung der Lüftungswärmeverluste ist in Gleichung 5.2.14 angegeben. Die folgende Abbildung zeigt einen Vergleich der berechneten und der in TRNSYS simulierten Lüftungswärmeverluste beispielhaft für einen Zeitraum von 100 h im Januar.

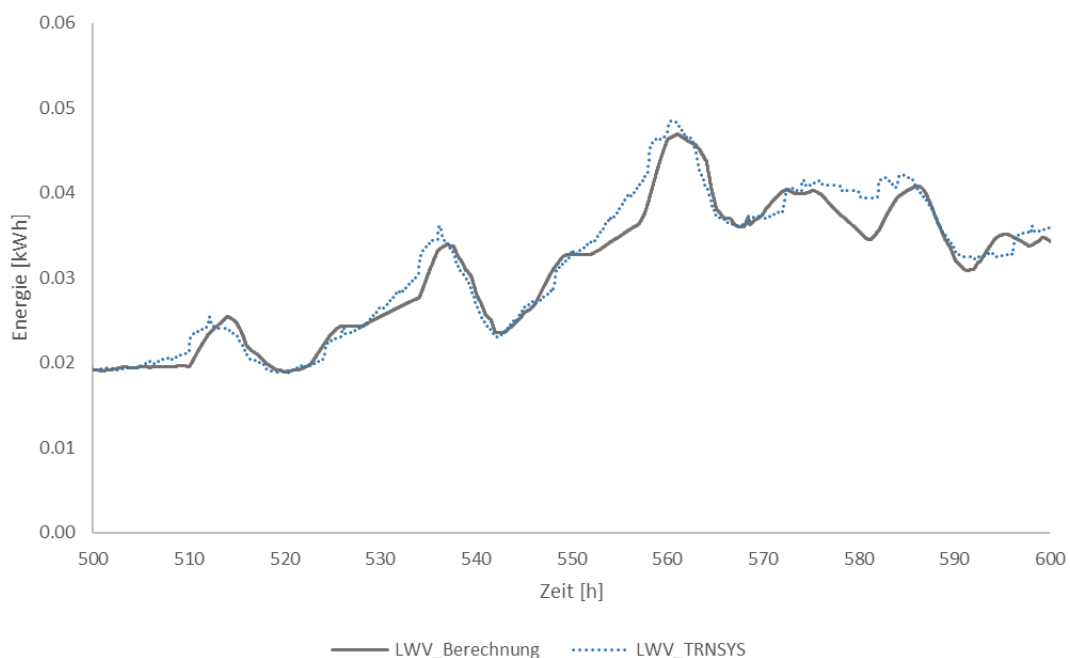


Abbildung 19: Vergleich der Lüftungswärmeverluste zwischen Berechnung und Simulation für 100 h

Da sowohl das mathematische Modell als auch die Simulation in TRNSYS mit einem Zeitschritt von einer Minute gerechnet haben, ergibt sich eine sehr hohe Anzahl an Werten. Daher beschränkt sich der Vergleich der Verläufe auf 100 Stunden, die Gesamtergebnisse über das Jahr werden allerdings nachfolgend ebenfalls noch dargestellt.

Abgebildet sind etwa 4 Tage zum Ende des Januars. Grau dargestellt ist der berechnete Lüftungswärmeverlust, blau-gestrichelt der in TRNSYS simulierte. Die Energie ist angegeben in kWh und bezieht sich auf Minutenwerte. Es zeigt sich, dass eine sehr hohe Übereinstimmung zwischen den berechneten und simulierten Werten vorliegt. Größere Abweichungen sind über das gesamte Jahr nicht festzustellen. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der Jahressimulation.

Tabelle 5: Vergleich der Lüftungswärmeverluste zwischen Berechnung und Simulation über die gesamte Heizperiode

Berechneter LWV [kWh/a]	8073
Simulierter LWV [kWh/a]	8098
Abweichung [%]	0.3

Auch in der Summe über das Jahr sind nur sehr geringe Abweichungen zu erkennen. Daher eignen sich die aufgeführten Formeln im Gebäudemodell gut, um bei gegebener Differenz zwischen Innen- und Außentemperatur die Lüftungswärmeverluste zu bestimmen.

5.4.2. Solare Gewinne

Die solaren Gewinne werden über die Formeln in Abschnitt 5.3 berechnet. In TRNSYS werden die entsprechenden Werte nach dem Modell von Perez [102] modelliert. Abbildung 20 zeigt einen Vergleich der solaren Gewinne über die Fensterflächen, ebenfalls für 100 Stunden im Januar.

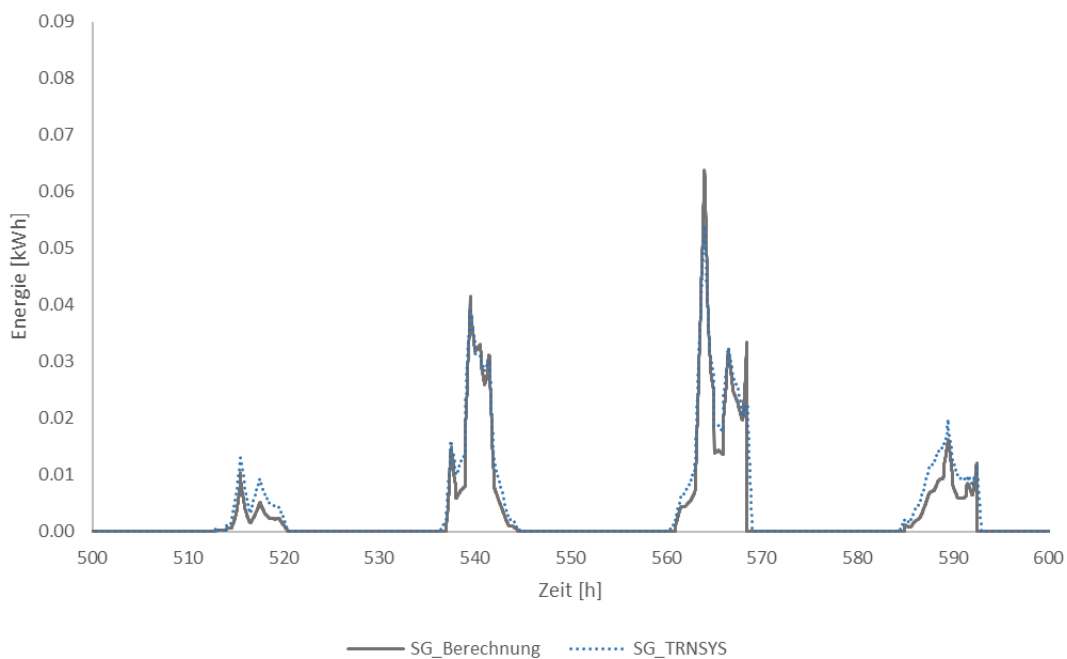


Abbildung 20: Vergleich der solaren Gewinne zwischen Berechnung und Simulation für 100 h

Die Kurven der berechneten und in TRNSYS simulierten Werte zeigen auch für die solaren Gewinne eine gute Übereinstimmung. Grundsätzlich zeigt sich, dass die simulierten Werte tendenziell etwas höher liegen. Allerdings sind sowohl der Verlauf als auch die Peaks bei beiden Kurven sehr ähnlich.

Tabelle 6: Vergleich der solaren Gewinne zwischen Berechnung und Simulation über die gesamte Heizperiode

Berechnete SG [kWh/a]	1950
Simulierte SG [kWh/a]	2194
Abweichung [%]	11

Über die gesamte Heizperiode betrachtet liegt die Abweichung im Bereich von etwa 240 kWh bzw. 11 %. Dies lässt sich auf die unterschiedlichen Modelle zurückführen, die innerhalb der Arbeit und TRNSYS genutzt werden. Grundsätzlich gibt es im Bereich der Solarstrahlung viele verschiedene Modelle, um Globalstrahlung in einfallende Strahlung auf eine ausgerichtete Fläche umzurechnen. Der Verlauf der solaren Gewinne zeigt eine hohe Übereinstimmung, auch die Abweichungen über den gesamten Betrachtungszeitraum können als eher gering bewertet werden. Daher lassen sich die solaren Gewinne mit ausreichender Genauigkeit über den mathematischen Ansatz bestimmen, der in dieser Arbeit gewählt wurde.

5.4.3. Transmissionswärmeverluste

Die Transmissionswärmeverluste stellen die thermischen Verluste über die Bauteile dar. Nachfolgend sind die berechneten und in TRNSYS simulierten Werte dargestellt.

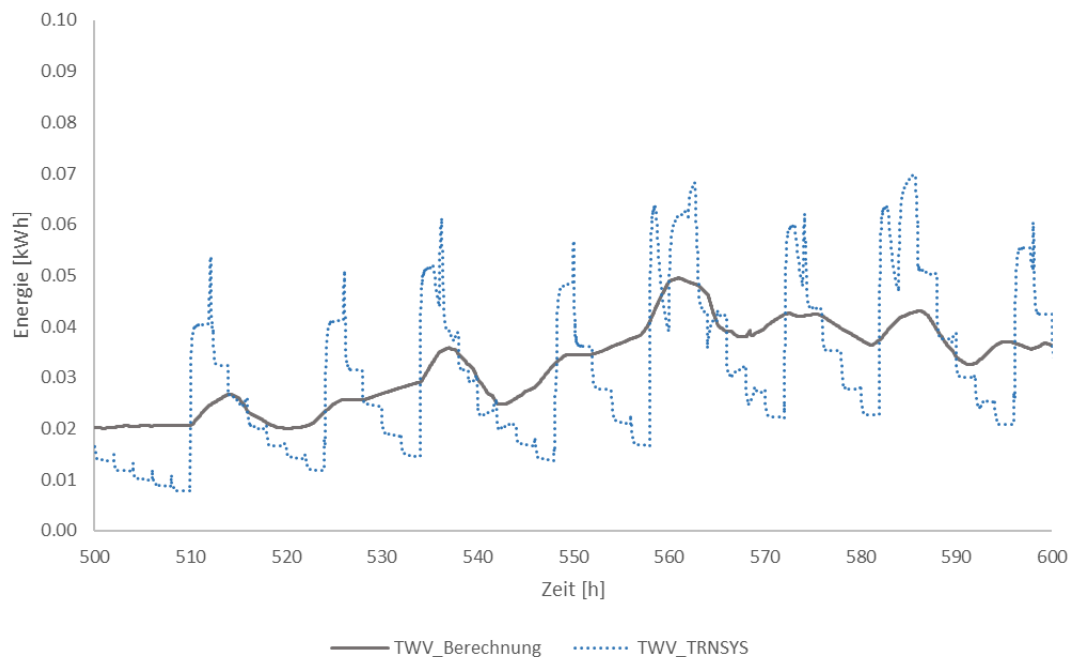


Abbildung 21: Vergleich der Transmissionswärmeverluste zwischen Berechnung und Simulation für 100 h

Die Abbildung verdeutlicht, dass die Abweichungen im Verlauf der beiden Kurven deutlich höher sind als bei den vorhergehenden Betrachtungen von Lüftungswärmeverlusten und solaren Gewinnen. Auffallend sind v.a. die extremen Schwankungen im Verlauf der simulierten Linie. Dies hängt mit der Definition des entsprechenden Outputs in TRNSYS zusammen. Dieser berücksichtigt auch den Strahlungsaustausch an der Wandoberfläche und ist somit deutlich sensibler zu Umgebungstemperaturen und einfallender Strahlung. Die Schwankungen im Verlauf der simulierten Kurve gehen hierbei v.a. auf die Hysterese der FBH zurück und verdeutlichen den Strahlungsaustausch zwischen Wand und Fußboden. Dementsprechend lässt sich an dieser Stelle festhalten, dass es den reinen Transmissionswärmeverlust in TRNSYS nicht als einzelne Größe gibt, die gewählte Variable aber dennoch die beste Referenz bietet.

Es zeigt sich bei genauer Betrachtung auch durchaus, dass die beiden Linien einen qualitativ ähnlichen Verlauf haben, allerdings sind die Ausschläge, sowohl im Minimal- als auch im Maximalbereich, in der

Simulation deutlich stärker. Bezogen auf den Mittelwert zeigt sich aber ein ähnliches Verhalten. Da für die MPC kein minutengenauer Verlauf der Verluste und Gewinne benötigt wird, sondern eine Summe über 6, 12 und 24 Stunden, sind kurzfristige Abweichungen als nicht so relevant zu bewerten wie die Energiemenge über längere Zeiträume.

Zusätzlich muss an dieser Stelle erwähnt werden, dass die Berechnung in Bezug auf die Wärmeverluste über die Bauteile vereinfacht gerechnet wird. Grundsätzlich müsste hier die einfallende Solarstrahlung auf die Wände (innen wie außen) ebenso berücksichtigt werden wie die thermische Masse der Wände. Da es sich bei dem Neubau der Ferienwohnungen größtenteils um eine Holzkonstruktion mit Dämmstoffen handelt, wurde die thermische Masse vernachlässigt. Im Vergleich zu alten, dicken Bestandswänden ist die Speicherkapazität von Holz und Dämmmaterialien gering.

Insgesamt soll bei der Optimierung immer auch die potenzielle Umsetzbarkeit berücksichtigt werden. Der hier gewählte Ansatz soll einen Mittelweg bilden zwischen hinreichender Genauigkeit und Komplexität in der Umsetzung. Die thermische Speicherkapazität des Gebäudes und möglicher Strahlungseinfall auf Innenwände stellen potenziell eine Hürde bei der Anpassung des Codes an die entsprechenden Gebäude dar.

Tabelle 7: Vergleich der Transmissionswärmeverluste zwischen Berechnung und Simulation über die gesamte Heizperiode

Berechneter TWV [kWh/a]	8508
Simulierter TWV [kWh/a]	7623
Abweichung [%]	12

Über die gesamte Heizperiode liegt die Abweichung zwischen den Werten aus der Berechnung und aus TRNSYS im Bereich von etwa 900 kWh bzw. 12 %. Dies ist, v.a. in der absoluten Abweichung, deutlich höher als bei den vorhergehenden Betrachtungen, dennoch zeigen die Verläufe der Kurven, bezogen auf die jeweiligen Mittelwerte, eine ordentliche Übereinstimmung. Insgesamt sind die Übereinstimmungen im folgenden Kapitel des Heizwärmebedarfs aber auch am relevantesten.

5.4.4. Heizwärmebedarf

Der Heizwärmebedarf setzt sich u.a. aus den in Kapitel 5.2 aufgeführten einzelnen Einflussgrößen zusammen und gibt letztlich die Wärmemenge an, die dem Gebäude über einen bestimmten Zeitpunkt zugeführt werden muss, um die gewünschte Raumtemperatur aufrechterhalten zu können. Die nachfolgende Abbildung zeigt auch hier den Vergleich zwischen der Berechnung und TRNSYS.

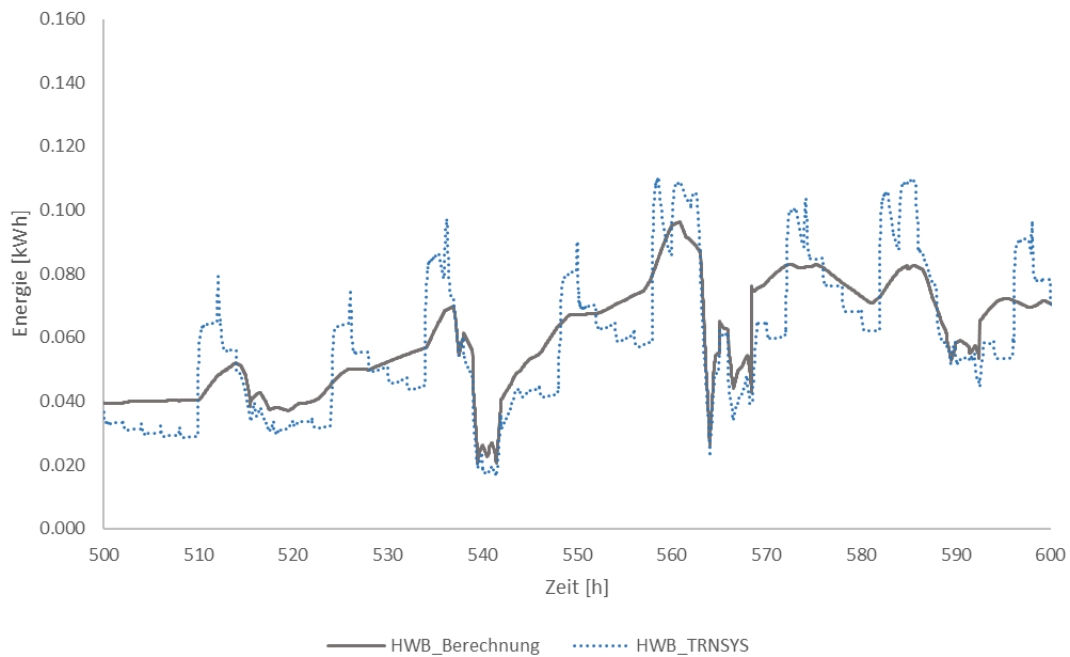


Abbildung 22: Vergleich des Heizwärmebedarfs zwischen Berechnung und Simulation für 100 h

Der Vergleich zwischen den beiden Kurven zeigt eine gute Übereinstimmung im Verlauf. Es zeigt sich somit, dass die im Code hinterlegten Formeln einen ähnlichen Wärmebedarf ergeben, wie er sich über das Simulationsprogramm TRNSYS ergibt. Die Abweichungen kommen v.a. durch die bereits erläuterten Unterschiede im Transmissionswärmeverlust. Die folgende Tabelle zeigt die Werte über die gesamte Heizperiode.

Tabelle 8: Vergleich des Heizwärmebedarfs zwischen Berechnung und Simulation über die gesamte Heizperiode

Berechneter HWB [kWh/a]	14632
Simulierter HWB [kWh/a]	13527
Abweichung [%]	8

Der berechnete Heizwärmebedarf liegt etwa 8 % oberhalb der Simulation. Dies entspricht insgesamt einer guten Übereinstimmung des entwickelten thermischen Gebäudemodells und dem Simulationsprogramm TRNSYS.

Im Kontext dieser Arbeit ist es darüber hinaus aber unter dem Hintergrund der Prädiktion v.a. wichtig, den Wärmebedarf für Perioden von 6-24 Stunden vorhersagen zu können. Daher werden in der folgenden Abbildung die Wärmebedarfe, die in Abbildung 22 in Minutenwerten angegeben sind, für Perioden von 12 Stunden aufsummiert.

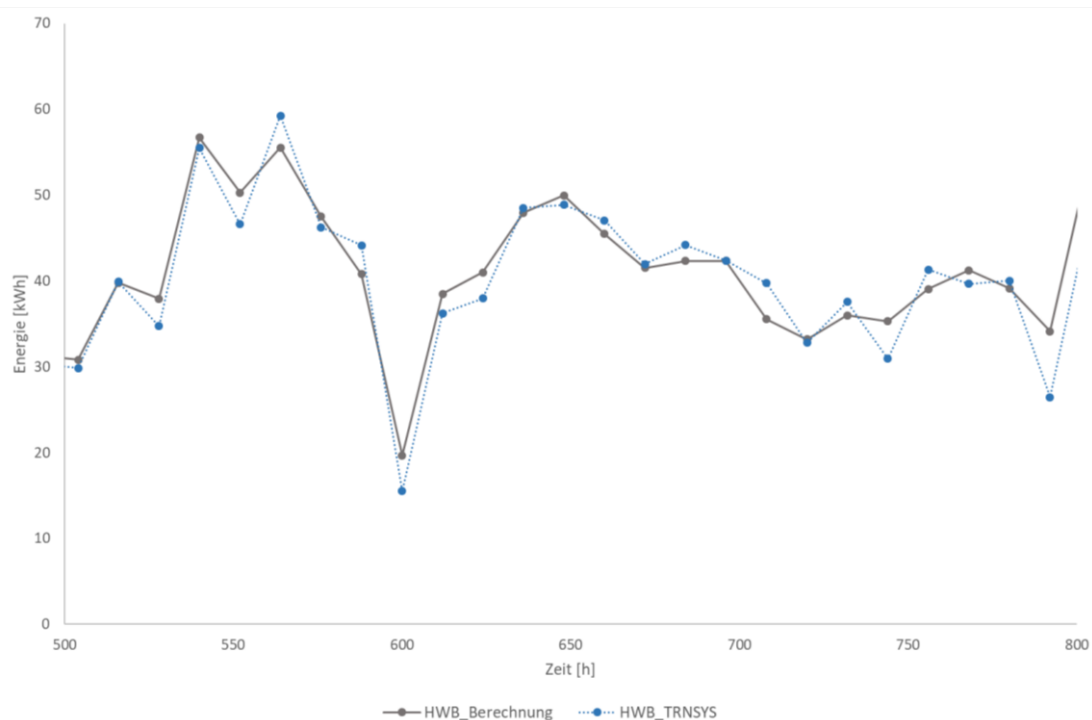


Abbildung 23: Vergleich des Heizwärmebedarfs für 12h-Intervalle zwischen Berechnung und Simulation für 300 h

Die Abbildung zeigt den Wärmebedarf für einen Zeithorizont von 12 h und über einen Zeitraum von 300 Stunden. Dabei zeigt sich, dass die Übereinstimmung zwischen den beiden Kurven als sehr gut bewertet werden kann. Dies bedeutet für das entwickelte Gebäudemodell, dass bei dem gewählten Betrachtungszeitraum nur geringe Unterschiede im Vergleich zum Simulationsprogramm TRNSYS auftreten. Daher kann der berechnete Wärmebedarf als realistisch angesehen und das thermische Gebäudemodell für die weiteren Untersuchungen in Kombination mit der Optimierung genutzt werden.

Vergleich Messdaten

Die hier vorgestellte Arbeit ist, wie bereits erwähnt, Teil eines Forschungsprojekts, das sich mit dem Energiemanagement eines real existierenden Gebäudes beschäftigt. Um ein Energiemanagement in der Praxis umzusetzen, ist ein Monitoring mit entsprechenden vor Ort installierten Sensoren unerlässlich. Somit bietet sich darüber hinaus aber auch die Möglichkeit, das thermische Gebäudemodell nicht nur anhand der Simulation in TRNSYS zu validieren, sondern dies auch mit Messdaten zu versuchen.

Grundsätzlich muss erwähnt werden, dass eine Validierung von thermischen Modellen mit Messdaten, unabhängig vom gewählten Ansatz, äußerst komplex ist, da die Nutzungsprofile einen zentralen Einfluss darstellen, der kaum bzw. nur sehr bedingt präzisiert werden kann. Mit Bezug auf die relevanten Einflussgrößen zur Berechnung des Heizwärmebedarfs betrifft dies v.a. den Lüftungswärmeverlust und die internen Gewinne. Die Transmissionswärmeverluste lassen sich sehr gut bestimmen, wenn sowohl Innen- als auch Außentemperatur bekannt sind. Die solaren Gewinne können abhängig sein von eventuellen Verschattungsmaßnahmen über Rollläden oder Jalousien. In der betrachteten Heizperiode werden in Wohngebäuden in der Regel aber eher selten entsprechende Maßnahmen ergriffen, da meistens keine Überhitzung zu befürchten ist.

Lüftungswärmeverluste und interne Gewinne sind allerdings wichtige Einflussgrößen, deren zeitlicher Anteil sehr stark von der entsprechenden Nutzung vor Ort abhängt. Wann werden Fenster geöffnet

und wie lange? Wann sind Personen vor Ort und welche Abwärme entsteht durch Kochen und anderweitige Betätigungen? In klassischen Wohngebäuden ist diese Vorhersage bereits kompliziert, die betrachteten Appartements stellen überdies aber Ferienwohnungen dar, die meist von Touristen angemietet werden. Eine Prädiktion der entsprechenden Tagesabläufe folgt daher keinem klassischen Profil eines Arbeitnehmers oder Rentners. Dennoch sollen für die Validierung anhand von Messdaten gezielte Annahmen getroffen werden, die dabei einen möglichst guten Mittelwert abbilden sollen.

Zur Validierung werden dabei erstmal mehrere Sensoren benötigt, die zentrale Gegebenheiten vor Ort erfassen:

- Wetterstation

Vor Ort wurde eine Wetterstation installiert, die eine große Zahl an meteorologischen Einflussgrößen aufzeichnet. Für die Validierung in dieser Arbeit relevant sind die Außentemperatur und die Globalstrahlung. Die Außentemperatur wird in den Gleichungen zur Bestimmung des Transmissionswärmeverlustes, aber auch für die Lüftungswärmeverluste berücksichtigt. Mit der Globalstrahlung wird anhand der Formeln aus Kapitel 5.3 die auftreffende Strahlung auf alle transparenten Bauteile im Gebäude berechnet und somit die einfallende Solarenergie bestimmt.

- Temperatursensoren

Eine thermische Validierung kann nur erfolgen, wenn detaillierte Informationen zu den Innentemperaturen in den einzelnen Wohnungen zur Verfügung stehen. Der gewünschte thermische Komfort variiert sehr stark zwischen unterschiedlichen Personen und somit auch die entsprechenden eingestellten Temperaturen. Da diese, gerade in Neubauten, einen hohen Einfluss auf die benötigte Energie haben, ist ein Vergleich nur möglich, wenn genaue Informationen vorliegen und keine Abschätzungen getroffen werden müssen. Im konkreten Fall wurde pro Ferienwohnungen ein Temperatursensor im Wohnbereich installiert.

- Wärmemengenzähler

Analog zum vorherigen Vorgehen soll der HWB bzw. die eingebrachte Wärmemenge zwischen Messung und thermischem Modell verglichen werden. Dies ist allerdings nur möglich, wenn die eingebrachte Wärmemenge vor Ort aufgezeichnet wird. Dies ist beispielsweise über einen Wärmemengenzähler möglich. Dieser wurde im Gebäudekomplex zwischen Speicher und dem Wärmeverteilsystem in die einzelnen Wohnungen eingebracht. Über die Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf der FBH und dem entsprechenden Volumenstrom kann die eingebrachte Energie berechnet und mit dem thermischen Modell verglichen werden.

Mit den entsprechenden Sensoren können somit alle Daten aufgezeichnet werden, die für eine Validierung benötigt werden. Die Messdaten aus der Wetterstation und den Temperatursensoren sind hierbei Inputs für das Gebäudemodell, mit den Daten aus dem Wärmemengenzähler wird ein Vergleich der Ergebnisse ermöglicht.

Der Betrachtungszeitraum der Validierung umfasst den 16.02.24 bis zum 01.04.24. Die Eingrenzung erfolgte dabei aus zwei zentralen Gründen: der Beginn wurde auf den ersten Tag gelegt, an dem alle benötigten Sensoren installiert waren und auch entsprechende Daten aufgezeichnet haben. Das Ende des Zeitraums wurde auf Anfang April gelegt, da in den folgenden Tagen bereits recht hohe und frühlingshafte Außentemperaturen vorgeherrscht haben. Da es bei der Validierung um den Wärmeeintrag in die Gebäude geht, macht nur ein Betrachtungszeitraum während der Heizperiode Sinn. Somit wurden insgesamt 43 Tage analysiert.

Die folgenden Abbildungen verdeutlichen die Randbedingungen während der betrachteten Periode, zuerst Außentemperatur und Solarstrahlung.

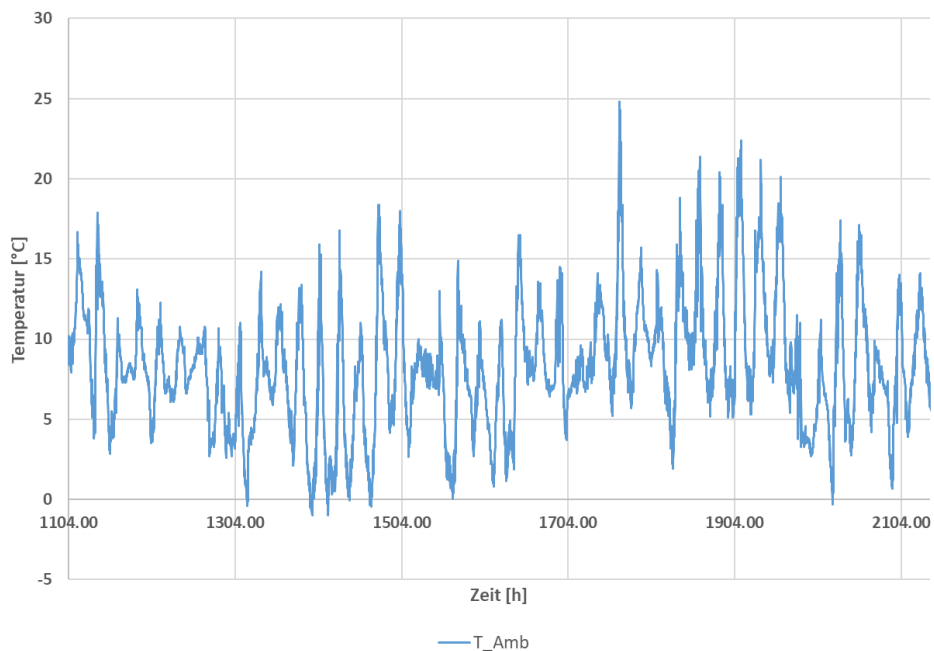


Abbildung 24: Verlauf der Außentemperatur am Standort KL-Erfenbach zwischen dem 16.02. und dem 01.04.

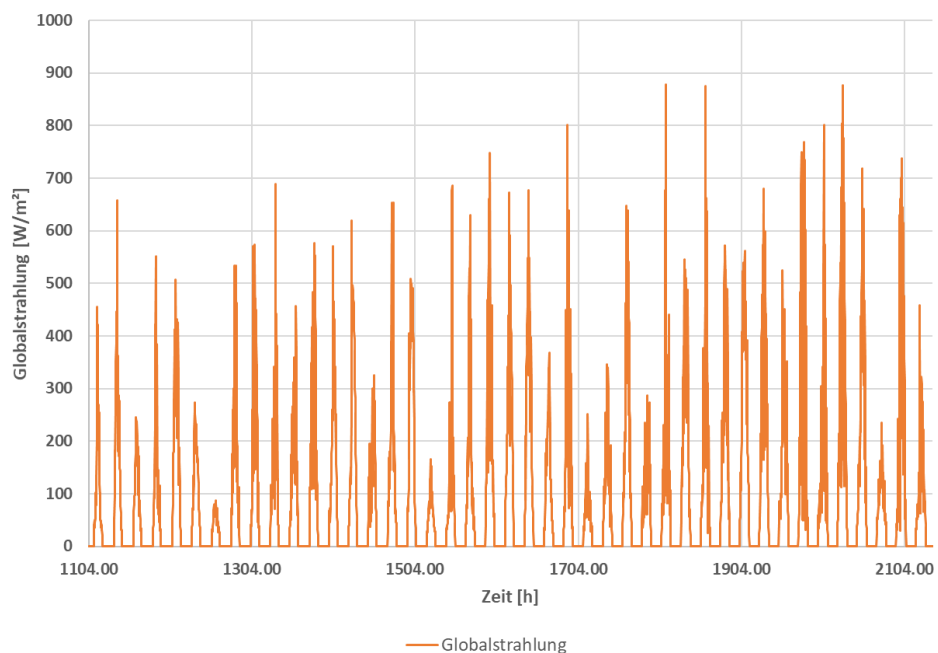


Abbildung 25: Verlauf der Globalstrahlung am Standort KL-Erfenbach zwischen dem 16.02. und dem 01.04.

Anhand der Außentemperatur zeigt sich, dass der Großteil der betrachteten Tage eindeutig noch einen Wärmeeintrag ins Gebäude erforderlich macht, da die entsprechenden Werte zwischen 0 °C und 15 °C lagen. Allerdings lagen auch einzelne Tage, v.a. Ende März, tagsüber bereits im Bereich um 20 °C. Da die Nachtstunden aber immer zu einem deutlichen Temperaturabfall unter 10 °C führten, wird auch in den Morgenstunden dieser Tage ein Wärmebedarf angefallen sein.

Die Solarstrahlung weist für die Jahreszeit recht hohe Spitzen bis knapp 900 W/m^2 auf. Auch allgemein gab es recht viel sonnige Tage und nur wenige extrem bewölkte mit Strahlungswerten unter 300 W/m^2 . Die entsprechenden Daten wurden dem thermischen Modell als Input zur Verfügung gestellt und darüber die Transmissions- und Lüftungswärmeverluste sowie die solaren Gewinne berechnet.

Nachfolgend wird auch die Innentemperatur in den 4 Ferienwohnungen (A, B, C, D) für den Betrachtungszeitraum aufgeführt.

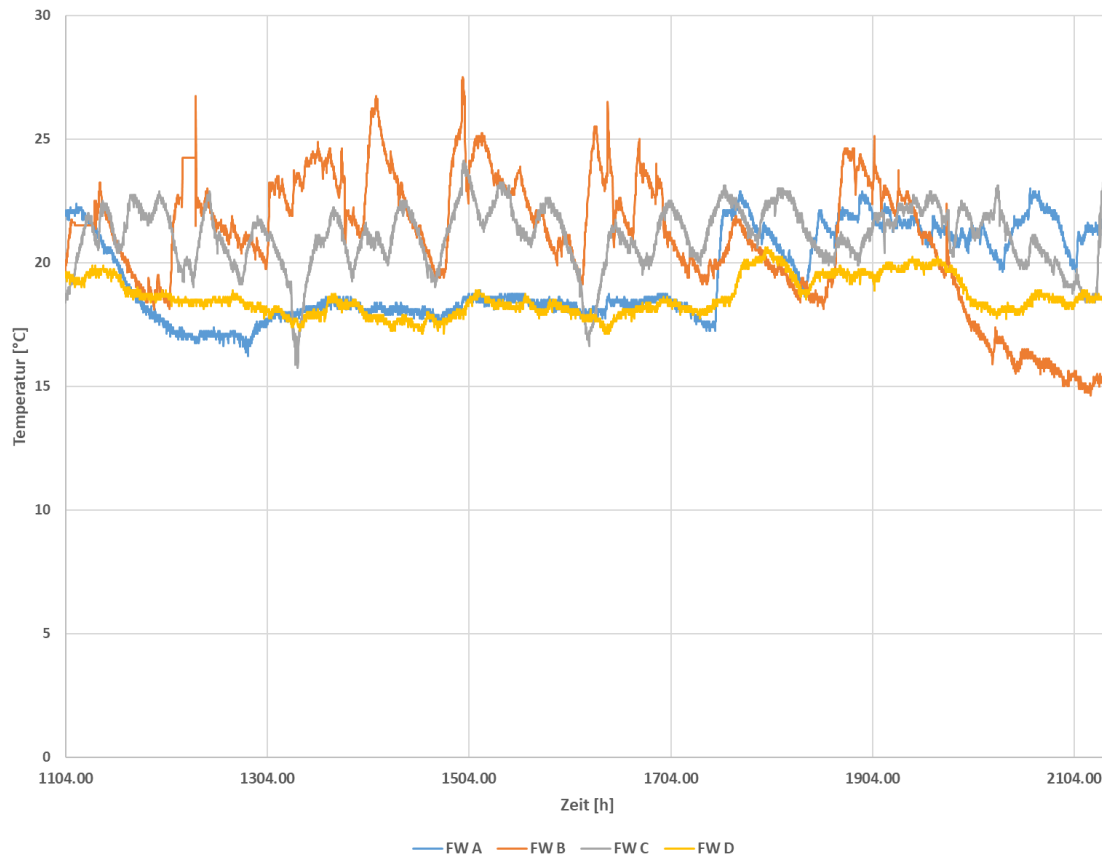


Abbildung 26: Verlauf der Innentemperatur in den Ferienwohnungen A, B, C und D zwischen dem 16.02. und dem 01.04.

Die Abbildung verdeutlicht anschaulich, warum die Erfassung der Innentemperaturen so wichtig und eine Abschätzung nicht sinnvoll ist. Während FW D nahezu den gesamten Zeitraum unterhalb von 20 °C liegt, hat FW B Temperaturen bis über 25 °C . Es zeigen sich also recht deutlich die klar unterschiedlichen Nutzungsprofile. Auch Abwesenheitszeiten lassen sich recht gut erkennen, so war FW B in den letzten Tagen der Betrachtung wohl unbelegt, was zu einem Temperaturabfall auf bis zu 15 °C führt.

Die entsprechenden Temperaturen und Profile wurden ebenfalls im Gebäudemodell als Set-Points für die gewünschten Innenraumbedingungen festgelegt. Das thermische Modell berechnet also unter Berücksichtigung der Außenbedingungen und der Innentemperaturen den benötigten Wärmeeintrag über die Fußbodenheizung. Dieser wird anschließend mit der gemessenen und real eingebrachten Menge aus dem Wärmemengenzähler verglichen und somit analysiert, ob das Modell das reale Verhalten des Gebäudes nachbilden kann.

Die folgende Tabelle zeigt den berechneten und gemessenen Wärmeeintrag über den gesamten Betrachtungszeitraum.

Tabelle 9: Vergleich des Wärmebedarfs aus der Messung und der Berechnung im Betrachtungszeitraum

	Messung [kWh]	Berechnung [kWh]	Abweichung [kWh]	Abweichung [%]
HWB	1810	2039	229	12,6

Der summierte Wärmebedarf zeigt eine gute Übereinstimmung und recht geringe Abweichungen von lediglich 12,6 % bzw. 229 kWh zwischen Messung und Berechnung. Auch wenn dies auf den ersten Blick ein sehr gutes Ergebnis darstellt, ist die Relevanz der Zahlen dennoch als gering einzuordnen. Die Aufgabe der entwickelten Optimierung ist es schließlich nicht, den Wärmebedarf über einen Zeitraum von 43 Tagen zu präzisieren, sondern in weitaus kürzeren Perioden von 6-24 Stunden. Somit wäre es im gegebenen Fall durchaus möglich, dass es zu großen Abweichungen in kleineren Zeiträumen kommt, sich diese insgesamt aber ausgleichen und zu einer guten Übereinstimmung führen. Daher werden die Werte nachfolgend auf 12h-Intervalle heruntergebrochen und verglichen.

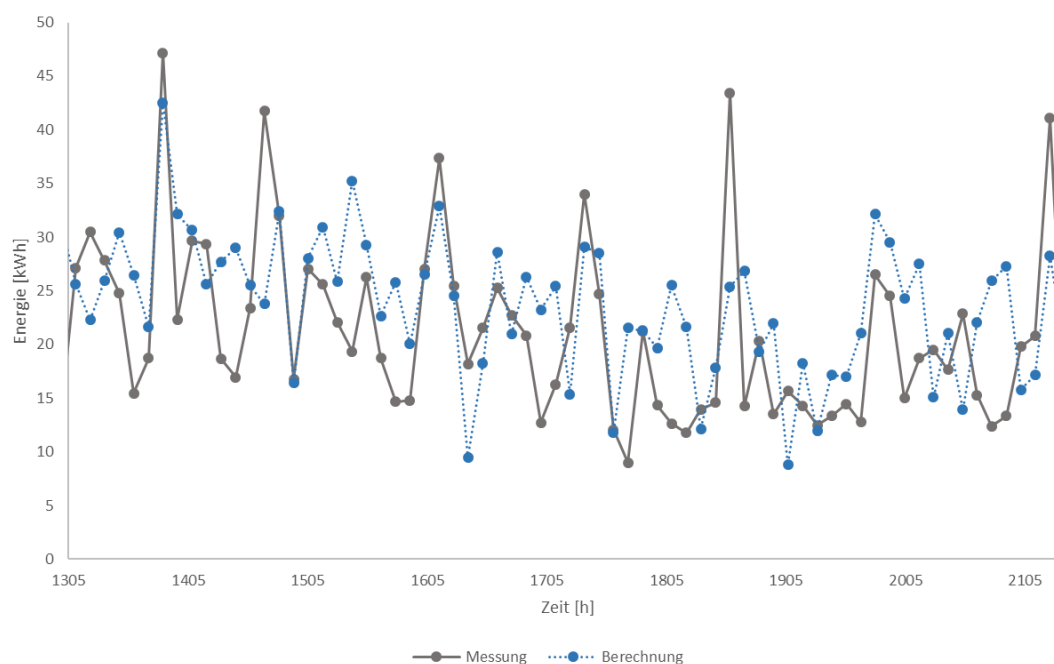


Abbildung 27: Vergleich des Wärmebedarfs aus der Messung und der Berechnung im Betrachtungszeitraum in 12h-Intervallen

Die Abbildung zeigt in grau den real gemessenen Wärmeeintrag in die FWs und in blau-gestrichelt die berechneten Werte aus dem thermischen Gebäudemodell, jeweils in 12h-Intervallen. Dabei wird deutlich, dass die Verläufe zwischen den beiden Kurven durchaus gut übereinstimmen, es v.a. in den Spitzenwerten der Messung aber zu deutlicheren Abweichungen kommt.

Erstmal lassen sich die Spitzenverbräuche mit Blick auf die Temperaturverläufe in den FWs recht gut zuordnen. In der Regel treten die Werte dann auf, wenn in FW B die Temperaturen auf über bzw. bis zu 25 °C steigen. Die Skalierung der X-Achse der beiden Diagramme ist dabei leicht unterschiedlich – die ersten paar Tage der Betrachtung werden in Abbildung 27 nicht analysiert, da zu Beginn der Untersuchung eine Einschwingphase des thermischen Modells vorausgesetzt wird.

Beim Grund für die hohen Abweichungen, die v.a. im Bereich der Maximumwerte auftreten, können nur Vermutungen angestellt werden. Eine Möglichkeit liegt im Bereich der Lüftungswärmeverluste. Diese sind stark nutzerabhängig und wurden innerhalb des thermischen Modells mit einem konstanten Wert von 0.6 h^{-1} angenommen. Denkbar wäre allerdings, dass gerade zu Zeiten mit Temperaturen über 25°C in FW B, die Lüftung gezielt zur Steuerung der Innentemperatur genutzt wurde. Fußbodenheizungen sind, wie alle Flächenheizungen, recht träge. Daher ist über ein Abdrehen der FBH keine direkte Temperaturreduzierung zu erwarten. Somit wäre es durchaus möglich, dass durch das Öffnen von einem oder mehreren Fenstern in der Realität auf die hohen Temperaturen reagiert wurde. Dies würde auch erklären, warum es recht schnell nach den entsprechenden Peaks wieder zu deutlichen Temperaturabfällen kommt.

Das Lüftungsverhalten kann allerdings nicht verlässlich präzisiert werden. Die Frage ist vielmehr, ob es wirklich notwendig ist, Zeiten mit konstant hoher Lüftung bzw. gegebenenfalls einer Stoßlüftung vorhersagen zu können. Sicherlich werden die Energieverluste in diesen Zeiträumen von der Optimierung deutlich unterschätzt. Andererseits wird sich kein Nutzer über geringere Innentemperaturen in der Heizperiode beschweren, wenn gleichzeitig das Fenster geöffnet ist. Daher ist es grundsätzlich wenig problematisch, wenn die WP zu solchen Zeiten nicht prädiktiv, sondern kurzfristig zugeschaltet wird, da eine Temperaturunterschreitung vom Nutzer akzeptiert wird.

Wenn man die insgesamt auftretenden Unwägbarkeiten bei der Messung von realen Verbräuchen in Wohngebäuden berücksichtigt, stellen die Ergebnisse allerdings einen zufriedenstellenden Rahmen für die Validierung des thermischen Gebäudemodells dar. Es gibt Abweichungen, die teilweise recht deutlich ausfallen, aber grundsätzlich eine gute Übereinstimmung im Verlauf zwischen Messung und Berechnung. Abschließend zeigen die beiden Validierungsansätze daher, dass das entwickelte Modell eine gute Möglichkeit darstellt, das reale Verhalten der Ferienwohnungen abzubilden und die entwickelte Optimierung somit testen zu können.

6. Optimierungsstrategie

In Kapitel 6 wird zuerst die prädiktive Optimierung der Energieflüsse vorgestellt und dabei auch konkret auf die benötigten Modelle eingegangen. Anschließend wird auf den Aufbau der Optimierung eingegangen und dabei werden v.a. die unterschiedlichen Pfade, die bei den Energieflüssen auftreten können, dargestellt. Da die entwickelte Optimierung anschließend ausgewertet werden soll, wird dazu ein Vergleich mit einem konventionellen Regelungssystem durchgeführt und dieses in Kapitel 6.4 ebenfalls eingeführt.

6.1. Prädiktive Optimierung der Energieflüsse

Die prädiktive Optimierung, die in dieser Arbeit entwickelt wurde, soll für Wohngebäude eingesetzt werden können und hierbei die Energieflüsse innerhalb des Gebäudes regeln. Die Zielfunktion hierbei ist es, die Netzhängigkeit des Gebäudes zu reduzieren, was für den Gebäudeeigentümer auch wirtschaftliche Vorteile mitbringen soll. Die Optimierung ist dabei so aufgebaut, dass verschiedene Komponenten, sofern diese im Gebäude vorhanden sind, modular hinzugefügt werden können. Dabei handelt es sich größtenteils um eben solche Komponenten, die zukünftig in einem Großteil des deutschen Gebäudebestandes vorhanden sein sollen und müssen, um die Zielvorgaben der Energiewende zu erreichen.

Konkret umschließt dies eine Wärmepumpe zur thermischen Versorgung, einen thermischen Speicher, eine PV-Anlage zur Eigenstromproduktion, einen Haushaltsstromspeicher und eine Wallbox mit Zugang zu einem E-Auto mit der Möglichkeit zum bidirektionalen Laden. Die Wärmepumpe, der thermische Speicher und die PV-Anlage werden hierbei als standardmäßige Gebäudeausstattung angesehen. Die Wärmepumpe wird sich als eines der primären Heizsysteme in Deutschland durchsetzen und wird grundsätzlich mit einem thermischen Speicher installiert. Die Möglichkeit zur Eigenstromerzeugung wird bei dieser Optimierung ebenfalls als notwendig angesehen – ohne Stromproduktion ist eine Optimierung des entsprechenden PV-Stroms im Gebäude nicht umsetzbar. Grundsätzlich kann aber davon ausgegangen werden, dass viele Gebäude, die eine WP und ein E-Auto haben, auch über eine PV-Anlage auf dem Dach verfügen.

Die weiteren Modelle, konkret der Haushaltsstromspeicher und das E-Auto, sind optional. Es kann also angegeben werden, ob diese vorhanden sind oder nicht. Weiterhin sollen die Modelle in ihrer Größe variabel sein. Über eine Sensitivitätsanalyse soll analysiert werden, welchen Einfluss unterschiedliche Dimensionierungen auf die Ergebnisse und die Effizienz der Optimierung haben. Dies wird im entsprechenden Kapitel näher untersucht.

Innerhalb der Optimierung gibt es hierbei verschiedene Bedingungen, die stets erfüllt sein müssen:

- Thermischer Komfort: die entwickelte Optimierung darf im Vergleich zu einer herkömmlichen Regelung zu keinem verschlechterten Komfort der Bewohner führen. Perioden, in denen die Innentemperatur unter die vorher festgelegte Grenze fällt, müssen ausgeschlossen werden. Die Optimierung der Energieflüsse wird nur unter der Bedingung durchgeführt, dass der thermische Komfort sichergestellt ist. Der thermische Bedarf wird hierbei über die Gleichungen in Kapitel 5 berechnet und über 6, 12 und 24 Stunden prädiziert. Das DGL-System ist ein zentraler Bestandteil der Optimierung und ermöglicht eine Vorhersage des Wärmebedarfs anhand der Wetterprognose. Über einen Abgleich mit der nutzbaren Wärmemenge des thermischen Speichers lässt sich die Dringlichkeit der Wärmeerzeugung klassifizieren.

- Deckung der elektrischen Grundlast: Um die Betrachtung auf Simulationsebene möglichst realitätsnah durchführen zu können, wird nicht nur der Strombedarf der WP abgebildet, sondern auch ein klassisches Profil für den Haushaltsstrom hinterlegt (siehe Kapitel 6.2.6). Der Haushaltsstrombedarf wird hierbei immer primär behandelt. Steht also PV-Strom zur Verfügung, wird erst die Grundlast gedeckt, bevor der Überschussstrom zur Optimierung eingesetzt wird. Steht kein selbsterzeugter Strom zur Verfügung, wird der Bedarf zur Not auch über den Netzbezug gedeckt.
- Reichweite des E-Autos: eine Grundvoraussetzung zur erfolgreichen Umsetzung des Ansatzes der bidirektionalen Ladung von E-Autos liegt in der klaren Definition von Grenzwerten. Die wenigsten Menschen werden ihr Auto für die gezielte Entladung zur Verfügung stellen, wenn das Risiko besteht, morgens in ein Fahrzeug einzusteigen, das die Reichweite für den Arbeitsweg nicht zur Verfügung stellt. Daher berücksichtigt die Optimierung eine vorgegebene Untergrenze (in km), die bei der nächsten Benutzung des Autos immer zur Verfügung stehen muss. Auch hier wird, analog zum Haushaltsstrom, zur Not auf Netzbezug zurückgegriffen, um ausreichend Reichweite zu garantieren. Im Testen der Optimierung auf Simulationsebene wird zudem davon ausgegangen, dass das Auto nur am Wohnort geladen werden kann. Dies ist eine konservative Annahme, die die Flexibilität der Regelung etwas reduziert, dafür allerdings auch keine zusätzlich optimierten Randbedingungen annimmt. Grundsätzlich wird es zukünftig sicherlich häufig auch möglich sein, das Auto am Ort des Arbeitgebers zu laden.

Bei diesen aufgeführten Punkten handelt es sich um Randbedingungen, die immer erfüllt sein müssen. Darüber hinaus nutzt die Optimierung dann aber alle ihr zur Verfügung stehenden Flexibilität, um die Energieflüsse zu optimieren und beispielsweise den Strombezug aus dem Netz zu reduzieren. Bei den Flexibilitätspotenzialen handelt es sich um:

- Thermischer Speicher: je nach Volumen des Speichers ändert sich die vorhandene Wärmekapazität. Somit können längere Zeiträume überbrückt werden, in denen die Wärmepumpe nicht betrieben werden muss. In Kombination mit klassischen Regelungssystemen bieten große und tendenziell überdimensionierte Speicher keine Vorteile, weisen aber in der Regel höhere Wärmeverluste auf. In Kombination mit einem intelligenten Regelungssystem könnten solche Speicher allerdings Vorteile bieten.
- Haushaltsstromspeicher: Auch hier spielt die maximale Kapazität eine wichtige Rolle, um die Flexibilität und die Netzunabhängigkeit zu erhöhen. Verschiedene Größen werden hinsichtlich der Auswirkungen auf Netzeinspeisung und Netzbezug untersucht.
- PV: wie bereits im Verlauf des Kapitels erwähnt, ist eine PV-Anlage in der Betrachtung eine Grundvoraussetzung. Dennoch spielt darüber hinaus natürlich auch die Größe und die Ausrichtung der Anlage eine Rolle für die Stromerzeugung. Mögliche Deckungsgrade verschiedener Anlagengrößen werden ebenfalls untersucht, zur Eingrenzung der Variationen wird allerdings auf unterschiedliche Ausrichtungen verzichtet.
- E-Auto: die vorhandene Speicherkapazität von E-Autos bzw. ihrer Batterien variiert sehr stark zwischen den unterschiedlichen auf dem Markt erhältlichen Modellen. Basierend auf den (hauptsächlich) verfügbaren Kapazitäten wird die Größe unterschiedlich dimensioniert.
- Innentemperatur: Der thermische Komfort von verschiedenen Personen ist sehr unterschiedlich. Während manche Personen im Winter bereits mit einer Innentemperatur im Bereich von 20-21 °C zufrieden sind, brauchen andere eher Temperaturen im Bereich von 22-23 °C. Dieser Unterschied ist sehr relevant für die benötigte thermische Energie und damit im Umkehrschluss auch für die notwendige Betriebszeit der Wärmepumpe. Daher werden verschiedene Innenraumtemperaturen festgelegt und der Einfluss auf die vorhandene Flexibilität untersucht.

Unter Berücksichtigung der „harten“ Randbedingungen, die immer erfüllt sein müssen, und den vorhandenen Flexibilitätsoptionen versucht die Optimierung, die Energieflüsse im Gebäude zu regeln. Dabei kommt auch der prädiktive Bestandteil der Optimierung zum Tragen:

- Wärmebedarf: wie bereits erwähnt, wird der Wärmebedarf anhand der DGLs und der Wetterprognose berechnet. Die Prognose erfolgt hier in 6, 12 und 24h-Intervallen. Über die verschiedenen Zeitintervalle lässt sich die Dringlichkeit des anfallenden Wärmebedarfs gut einschätzen. Ist der prognostizierte Wärmebedarf der nächsten 12 Stunden beispielsweise kleiner als die nutzbare Wärmemenge im Speicher, fällt der Betrieb der Wärmepumpe in der Prioritätenliste zurück. Steht hingegen ein unmittelbarer Bedarf in den nächsten 6 Stunden an, wird die WP zur Not auch mit Netzstrom betrieben. Die untere Grenze von 6 Stunden könnte hierbei in Zukunft auch noch weiter abgesenkt werden. Aktuell laufen WPs aber häufig mit eigenen Stromtarifen, die den Netzbetreibern die Möglichkeit geben, die WP dreimal am Tag für bis zu zwei Stunden abzuschalten. Diese sogenannte EVU-Sperre ist die aktuelle Möglichkeit, Spitzenlasten zu reduzieren. Zukünftig dürfte diese Lösung von intelligenten Regelungssystemen abgelöst werden. Aktuell wäre die Optimierung aber auch unter Berücksichtigung einer 2-stündigen Sperrzeit in der Lage, den Wärmebedarf zu decken, da die untere Grenze mit 6 Stunden entsprechend flexibel gewählt wurde.
- PV-Produktion: Neben dem Wärmebedarf wird auch die Stromproduktion aus der PV-Anlage mit Wetterdaten prädiziert. Auch damit soll beispielsweise der Betrieb der WP optimiert werden. Wenn Wärmebedarf in den nächsten Stunden ansteht, versucht die Optimierung die Betriebszeit der WP möglichst in den Bereich des Tages zu verschieben, in dem der Strombedarf durch die Eigenproduktion gedeckt werden kann.
- Standzeit des E-Autos: diese Prädiktion greift innerhalb dieser Arbeit auf einen Schedule zurück, der in Kapitel 6.2.5 genauer dargestellt wird. Dabei wird für jeden Wochentag klar definiert, wann das Auto benötigt wird und welche Reichweite bei der Nutzung zurückgelegt wird. Das Auto kommt dann mit entsprechend verringerter Speicherkapazität an den Wohnort zurück. Die Optimierung ist dabei so aufgebaut, dass bei der nächsten Nutzung des Autos immer mindestens 100 km Reichweite vorhanden sein müssen. Über diese untere Grenze und die obere Kapazität der E-Batterie kann in Kombination mit den prädizierten Standzeiten des Autos zu jeder Zeit die vorhandene Flexibilität eingeschätzt werden – und somit über die Optimierung entschieden werden, wann eine Be- bzw. Entladung des Autos am besten durchgeführt werden kann.

Um die Optimierung auf Simulationsebene testen zu können, sind verschiedene Modelle notwendig. Diese werden im nachfolgenden Kapitel erläutert.

6.2. Benötigte Modelle

Wie im vorherigen Kapitel erläutert, werden zur Optimierung der Energieflüsse viele verschiedene Daten benötigt, z.B. thermische und elektrische Lasten. Um diese berechnen und abbilden zu können, werden unterschiedliche Modelle benötigt. Die folgende Abbildung verdeutlicht den schematischen Aufbau der Optimierung, nachfolgend werden die einzelnen Modelle dann detaillierter erläutert. Die TRNSYS-Modelle, die innerhalb der Simulation genutzt werden (thermischer Speicher und Thermostat), können dabei in einer realen Umsetzung durch Messdaten ersetzt werden.

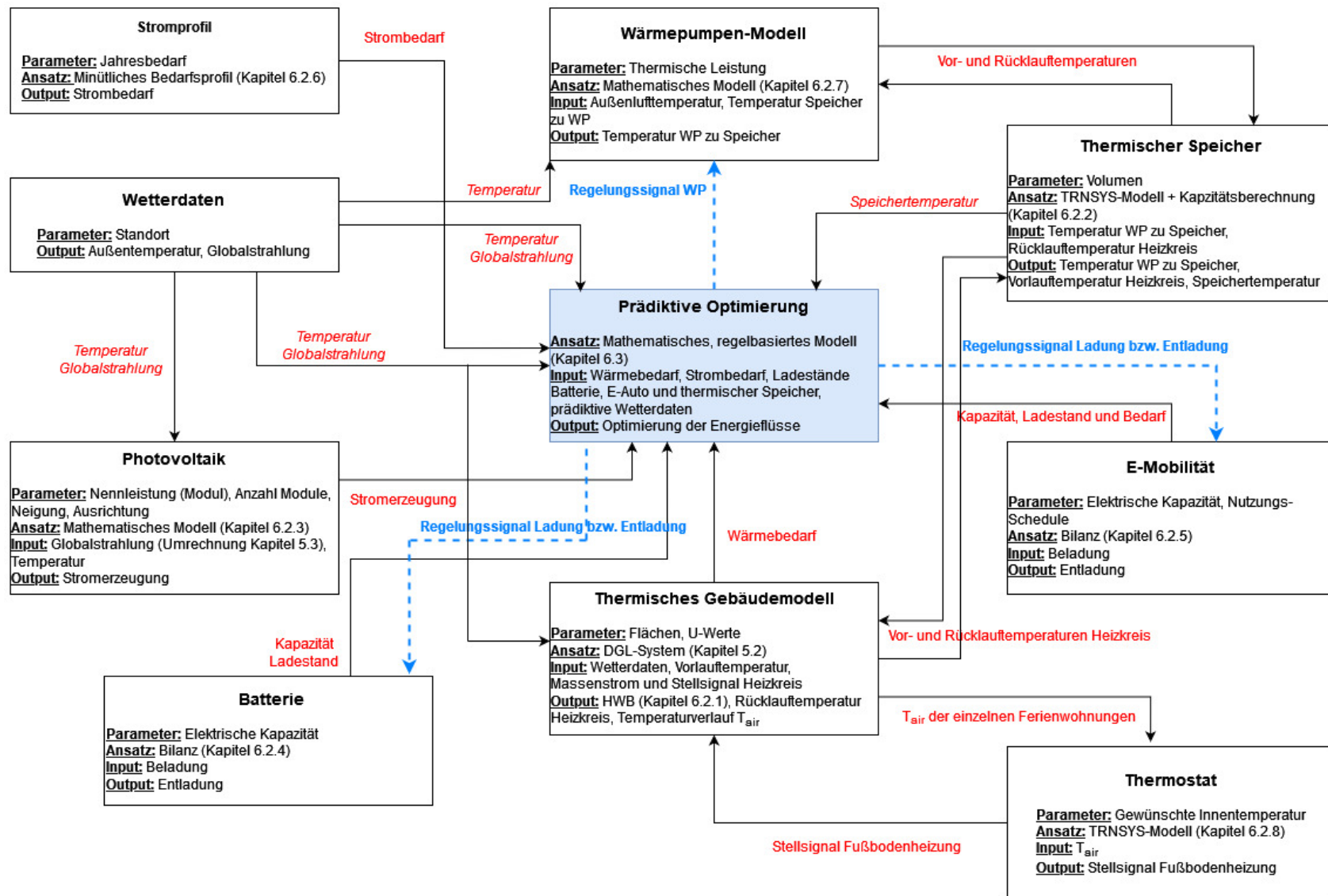


Abbildung 28: Schematischer Aufbau der Optimierung mit allen benötigten Modellen und dem entsprechenden Austausch von Variable

6.2.1. Heizwärmebedarf

Der Heizwärmebedarf stellt eine zentrale Größe innerhalb der Optimierung dar und ist ein Unterpunkt des mathematischen Gebäudemodells. Der HWB gibt hierbei vor, zu welcher Zeit welche Energiemenge im Gebäude benötigt wird. Die entwickelte Optimierung hat anschließend die Aufgabe, die Wärmepumpe so zu steuern, dass diese Energiemenge unter Einbeziehung der anderen Modelle zur möglichst besten Zeit erzeugt wird.

Hierbei ist es bei einer prädiktiven Betrachtung üblich, nicht nur die aktuelle Wärmemenge zu betrachten, sondern ebenjene, die im gesamten Prädiktionshorizont anfällt. Innerhalb dieser Arbeit wird der Wärmebedarf über Gleichung 6.2.1 berechnet. Ein zentraler Vorteil liegt hierbei darin, dass durch die bereits vorgestellten Differentialgleichungen in Kapitel 5 u.a. die Raumtemperatur für jede Zone berechnet werden kann. Diese Temperatur kann anschließend genutzt werden, um den Heizwärmebedarf möglichst genau zu berechnen.

Grundsätzlich wird zur Berechnung auf die DIN EN 4108-6 zugegriffen. [93] Demnach setzt sich der Heizwärmebedarf aus folgenden Größen zusammen:

$$Q_{HWB} = Q_{Trans} + Q_{Vent} - Q_{Solar} - Q_{Intern} \pm Q_{IW} \quad (6.2.1)$$

Mit:

Q_{Trans} = Transmissionswärmeverluste über die außenliegenden Bauteile

Q_{Vent} = Lüftungswärmeverluste

Q_{Solar} = Solare Gewinne

Q_{Intern} = Interne Gewinne

Q_{IW} = Wärmeeinträge bzw. Wärmeverluste über die Innenwand zu angrenzenden Ferienwohnungen

Die einzelnen Formeln zur Bestimmung der Größen wurden bereits in Kapitel 5 dargestellt, da sie dort ebenfalls zur Berechnung der Raumtemperatur genutzt werden. Für die Transmissionswärmeverluste, die Lüftungswärmeverluste und die Wärmetransportvorgänge über die Innenwände ist dabei die Raumtemperatur in den einzelnen Ferienwohnungen entscheidend. Diese wird dabei durch die DGLs in Kapitel 5 für alle 4 FWs bestimmt und dient somit als Eingangsgröße zur Bestimmung des Wärmebedarfs.

Über den Jahresverlauf kann somit für jeden Zeitschritt der Heizwärmebedarf der einzelnen Zonen und somit auch des gesamten Gebäudes dargestellt werden. Wird dieser anschließend über den Prädiktionshorizont integriert, erhält man die Wärmemenge, die für den entsprechenden Zeitraum benötigt wird. Wichtig im Kontext dieser Arbeit ist zudem, dass der Heizwärmebedarf keinen Anteil zur Erwärmung von Trinkwarmwasser (TWW) enthält, da dieses im betrachteten Gebäude über Durchlauferhitzer und somit nicht mit der Wärmepumpe erzeugt wird.

6.2.2. Thermischer Speicher

Das Modell des thermischen Speichers soll innerhalb der Optimierung genutzt werden, um berechnen zu können, wie sich die aktuell vorhandene Speicherkapazität darstellt. Mit einem Abgleich des benötigten HWB in den nächsten 6 bis 24 Stunden kann die Optimierung somit entscheiden, ob eine unmittelbare Wärmeerzeugung notwendig ist oder ob die gespeicherte Wärme zur Deckung des Bedarfs ausreicht. Dies ist ein wichtiger Vorteil gegenüber herkömmlichen Steuerungen von WP, die oftmals lediglich von der Temperatur des Wärmespeichers abhängen.

Die nutzbare Wärmemenge des Speichers hängt hierbei von 4 zentralen Größen ab: dem Volumen (bzw. der daraus resultierenden Masse), der spezifischen Wärmekapazität von Wasser und den Temperaturen des Speichers und des Heizungsvorlaufs.

$$\text{Nutzbare Wärmemenge} = m_{\text{Speicher}} * cp_{\text{Wasser}} * (T_{\text{Speicher}} - T_{\text{Vorlauf}}) \quad (6.2.2)$$

Die Masse des Speichers berechnet sich hierbei durch das Volumen und die entsprechende Dichte des Wassers. Die Wärmekapazität von Wasser ist eine Stoffgröße. Die Temperaturdifferenz stellt den Unterschied zwischen der Temperatur im oberen Bereich des Speichers und der benötigten Vorlauftemperatur des Heizkreises dar. Diese Differenz beschreibt letztlich die real nutzbare Kapazität. Alle Temperaturen, die unterhalb der benötigten Vorlauftemperatur liegen, stellen zwar grundsätzlich eine vorhandene Speicherkapazität dar, so lange sie oberhalb von 0 K liegen, sind für die Optimierung aber nicht relevant, da sie sich nicht zur Deckung des HWBs eignen.

Diese vorhandene Kapazität wird innerhalb der Optimierung bei jedem Durchlauf mit dem zukünftigen Heizwärmebedarf verglichen und gibt somit Aufschluss darüber, wie lange das Gebäude ohne den Betrieb des WP noch beheizt werden kann. Die Vorlauftemperatur der FBH ist hierbei variabel und Außentemperaturgeregelt. Über folgende allgemeine Gleichung wird die Heizkurve zur Beladung der FBH berechnet:

$$T_{\text{Vorlauf}} = a * T_{\text{Amb}} + b \quad (6.2.3)$$

Mit:

$$a = -0.416$$

$$b = 421.75$$

für $T_{\text{Vorlauf}} = 313 \text{ K}$ bei $T_{\text{Amb}} = 261 \text{ K}$ und $T_{\text{Vorlauf}} = 303 \text{ K}$ bei $T_{\text{Amb}} = 285 \text{ K}$

Die Eckpunkte der Gleichung sind hierbei die Heizgrenztemperaturen. Bei einer minimalen Außentemperatur von -12 °C würde die Heizung mit der maximalen Vorlauftemperatur von 40 °C betrieben, während die Temperatur linear abnimmt bis 30 °C bei einer Außentemperatur von +12 °C. Somit wird die Berechnung der vorhandenen thermischen Energie auch immer an die aktuell benötigte Vorlauftemperatur angepasst.

6.2.3. Photovoltaik

Ein weiterer wichtiger Bestandteil der Optimierung ist die Eigenstromproduktion über Photovoltaik-Module. Ein Optimierungsansatz, der später primär untersucht werden soll, ist die Reduzierung des Netzbezugs, was entsprechend mit einem möglichst hohen Selbstnutzungsgrad des erzeugten Stroms einhergeht.

Die Berechnung der Stromproduktion aus PV wurde ebenfalls innerhalb der Optimierung modelliert und lässt sich mit folgender Gleichung darstellen [106]:

$$P_{PV} = n_{Inv} * N * (P_{mp_ref} * \left(\frac{G_i}{G_{ref}}\right) * \left(1 + j_T * \left(\frac{T_{Cel} - T_{Ref}}{100}\right)\right)) \quad (6.2.4)$$

Mit:

P_{PV} = Leistung der Anlage [W]

n_{Inv} = Effizienz des Inverters (aus Datenblatt) [-]

N = Anzahl der Module innerhalb der gesamten Anlage [-]

P_{mp_ref} = Nennleistung eines PV-Moduls unter Standard-Testbedingungen (STC) (aus Datenblatt) [W]

G_i = Auftreffende Solarstrahlung auf das ausgerichtete, geneigte Modul (Berechnung siehe Kapitel 5.3) [W/m^2]

G_{ref} = Referenz-Strahlung unter STC (aus Datenblatt) [W/m^2]

j_T = Temperaturkoeffizient, beschreibt Einfluss der Temperatur auf Leistung eines Moduls (aus Datenblatt) [%/K]

T_{Cel} = Zelltemperatur des Moduls im Betriebszustand [in K]

T_{Ref} = Zelltemperatur des Moduls unter STC (aus Datenblatt) [in K]

Viele der benötigten Informationen können aus Datenblättern der entsprechenden PV-Module entnommen werden und sind dort für Messungen unter Standard-Testbedingungen (STC) aufgeführt. Die Anzahl der Module hängt von der gewünschten Leistung der Gesamtanlage ab. Wichtige verbleibende Größen sind dann die auftreffende Solarstrahlung und die Zelltemperatur, die einen wichtigen Einfluss auf die Stromerzeugung hat. Umso wärmer die Zellen eines Moduls werden, umso geringer wird die Effizienz. Die Berechnung der Solarstrahlung wird in Kapitel 5.3 erläutert, die Zelltemperatur kann mit nachfolgender Formel berechnet werden [106]:

$$T_{Cel} = T_{Amb} + \left(\frac{(NOCT - 20)}{800}\right) * G_i \quad (6.2.5)$$

Dabei ist:

T_{Amb} = Umgebungstemperatur [K]

$NOCT$ = Zellen-Nennbetriebstemperatur (aus Datenblatt) [K]

Die Zelltemperatur berechnet sich somit aus der Umgebungstemperatur, der einfallenden Strahlung und der Nennbetriebstemperatur der Zellen.

Über die beiden Formeln kann, unter Einbeziehung der Wetterdaten, für jeden Zeitpunkt die aktuelle Stromerzeugung aus der PV-Anlage berechnet werden. Die Ausrichtung und die Neigung haben keinen direkten Einfluss in den Formeln, da diese bereits zur Ermittlung der Einstrahlung G_i berücksichtigt werden. Die Einstrahlung wird also gezielt für eine bestimmte Ausrichtung und Neigung der PV-Module berechnet und stellt eine Eingangsgröße für die Formeln dar. Innerhalb der Arbeit und bei der Auswertung der Ergebnisse sollen verschiedene Größen der PV-Anlage untersucht werden.

Weiterhin findet in der Optimierung auch eine Prädiktion der Zeiträume statt, in denen PV-Strom zur Verfügung steht. Dies hat v.a. Auswirkungen auf die Planung des Wärmepumpen-Betriebs, aber auch auf die gezielte Entladung des Haushaltsstromspeichers. Die Vorhersage des PV-Stroms beschränkt sich dabei auf die grundsätzliche Information, ob selbsterzeugter Strom zur Verfügung steht, prädiziert aber nicht die genaue Menge. Dies reduziert die Abhängigkeit der genauen Prädiktion an Globalstrahlung, kann in der Optimierung aber dennoch für die Regelung der Energieflüsse genutzt werden. Eine genauere Erläuterung des entsprechenden Ansatzes erfolgt in Kapitel 6.3.

6.2.4. Batterie

Elektrische Speichersysteme, also Batterien, werden zukünftig auf Haushaltsebene eine zunehmend wichtige Rolle spielen und können einen großen Beitrag zur Netzdienlichkeit von Gebäuden leisten, indem sie Spitzenlasten reduzieren und Flexibilität erhöhen. Innerhalb der Optimierung wird die Batterie bilanziell betrachtet. Die vorhandene Kapazität ist dabei ein Parameter, der zu Simulationsbeginn festgelegt wird, allerdings in den Untersuchungen dieser Arbeit flexibel bleibt und hinsichtlich seiner Sensitivität auf die Gesamtergebnisse untersucht werden soll.

Grundsätzlich wird beim Beladen der Batterie aus den PV-Modulen im ersten Schritt überprüft, ob der aktuelle Ladestand unterhalb der maximalen Kapazität liegt. Ist dies der Fall, kann die Batterie beladen werden. Umgekehrt kann so lange Strom aus der Batterie entzogen werden (für die Wärmepumpe oder auch den Haushaltsstrom), wie der Ladestand > 0 ist.

Wichtig bei Batterien ist grundsätzlich die Temperatur der Umgebung. Daher dürfen Batterien in privaten Haushalten auch nur in Räumen aufgestellt werden, die ganzjährig eine Temperatur zwischen 5 °C und 35 °C aufweisen, zudem sollte direkte Solarstrahlung vermieden werden. Wenn diese Grundsätze eingehalten werden, spielt die Umgebungstemperatur eine vernachlässigbare Einflussgröße. Daher wird in der Arbeit davon ausgegangen, dass die Batterie ordnungsgerecht aufgestellt wurde, und der Einfluss der Umgebungstemperatur wird nicht betrachtet.

Dennoch sind sowohl die Be- als auch die Entladung von Batterien nicht verlustfrei. Innerhalb dieser Arbeit wird jeweils ein Wirkungsgrad von 95 % angesetzt. Die Energieflüsse der Batterie sind somit immer mit einer Verlustleistung von 5 % veranschlagt.

6.2.5. E-Mobilität

Die E-Mobilität wird aus zwei Blickwinkeln innerhalb der Optimierung betrachtet: einerseits kann der erzeugte PV-Strom natürlich genutzt werden, um die Batterie des E-Autos zu laden. Andererseits soll allerdings auch der Stromentzug aus dieser Batterie betrachtet werden, der dann gezielt genutzt werden kann, um die WP zu betreiben und somit den thermischen Speicher zu beladen. Dieser Ansatz ist in der Wissenschaft als Vehicle-2-Building (V2B) bekannt und wird zunehmend untersucht und als potenzieller Lösungsansatz für eines der Hauptprobleme der Energiewende angesehen – die zunehmende Netzdienlichkeit von Gebäuden und die damit einhergehende Vermeidung von Lastspitzen.

Bei der Modellierung stellt die Batterie des E-Autos allerdings keinen Unterschied zum Haushaltsstromspeicher dar. Auch hier wird bei der Be- als auch bei der Entladung mit einem Wirkungsgrad von 95 % gerechnet. Der zentrale Unterschied liegt letztlich darin, dass der Haushaltsstromspeicher dauerhaft verfügbar ist, während das E-Auto einem festgelegten Schedule folgt und die Kapazität der Batterie daher natürlich nur dann genutzt werden kann, wenn das Auto am Wohnort parkt.

Für diesen Schedule wurde in der Arbeit beispielhaft das folgende Szenario festgelegt.

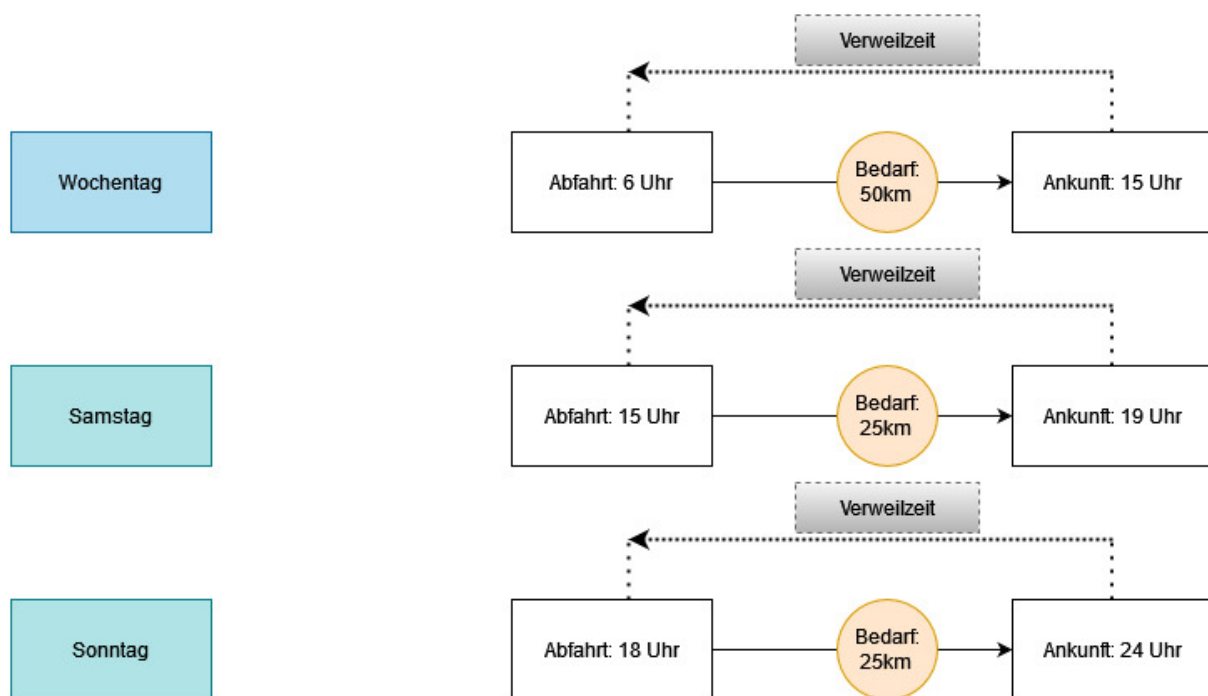


Abbildung 29: Schematischer Schedule des E-Autos

Die Verweilzeit des Autos am Wohnort und der tägliche Bedarf sind selbstredend extrem nutzerabhängig. Daher soll der hier aufgeführte Plan auch nur ein Beispiel aufzeigen, anhand dessen die Optimierung untersucht wird. Am Ende der Verweilzeit muss die Batterie des Autos dabei immer mindestens eine Reichweite von **100 km** bereitstellen. Bei einem angenommenen Verbrauch von 0,15 kWh/km entspricht dies einer Kapazität von **15 kWh**. Da innerhalb der Arbeit nur die Heizperiode untersucht wird, zeigt sich anhand des Profils bereits, dass eine Ladung des Autos mit PV-Strom zeitlich

stark begrenzt ist, da das Auto unter der Woche zu Zeiten mit potenziell hoher Solarstrahlung nicht am Wohnort parkt. Dies ist allerdings auch eine durchaus realistische Annahme für Arbeitnehmer in den Wintermonaten.

Ein weiterer wichtiger Punkt bei der E-Mobilität liegt in der Limitierung der Ladegeschwindigkeit. Wallboxen mit einer Leistung > 11 kW müssen dabei über den Netzbetreiber genehmigt werden und werden heutzutage häufig nicht mehr zugelassen. [107] Wallboxen mit einer Leistung bis 11 kW sind allerdings nur anzeige- und nicht genehmigungspflichtig, daher beinhaltet das Modell in dieser Arbeit einen maximalen Leistungsbezug von 11 kW.

Zusätzlich soll auch die Ladegeschwindigkeit mit Strom aus der PV-Anlage intelligent geregelt werden. So wird bei der Beladung immer der aktuelle Ladestand der E-Batterie abgefragt. Liegt dieser unter 50 % wird mit maximaler PV-Leistung geladen. Liegt die Kapazität zwischen 50-80 %, wird mit bis zu 8,25 kW geladen und bei >80 % mit 5,5 kW. Sollte die Batterie also bereits gut geladen sein, wird der (möglicherweise) vorhandene Überschussstrom für andere Bedarfe innerhalb des Gebäudes (z.B. der Haushaltsstromspeicher) genutzt. Da die Betrachtung innerhalb dieser Arbeit sich aber v.a. auch auf die Wärmepumpe bezieht und sich deshalb auf die Heizperiode begrenzt, sind entsprechend hohe Leistungen der PV-Anlage von 8-11 kW im Haushaltsbereich eher selten zu erwarten.

6.2.6. Stromprofil

Zur Überprüfung der Auswirkungen der entwickelten Optimierung auf die Stromflüsse im Gebäude ist es wichtig, nicht nur die optionalen Lasten der WP und des E-Autos zu berücksichtigen, sondern überdies auch den anfallenden Haushaltsstrom zu berücksichtigen. Dieser wird in der Optimierung auch immer priorisiert betrachtet – bei vorhandener PV-Erzeugung wird im ersten Schritt immer der Haushaltsbedarf gedeckt und nur der (möglicherweise) anfallende Überschuss wird zur Optimierung genutzt.

Da die Optimierung zu jedem Zeitschritt eine Berechnung durchführt, muss der Strombedarf zudem als Profil vorgegeben werden, das zu jedem Simulationsschritt einen aktuellen Bedarf aufführt. Wie im vorderen Teil der Arbeit erwähnt, handelt es sich bei dem untersuchten Gebäudekomplex um vier Ferienwohnungen. Ferienwohnungen werden klassischerweise von Personen angemietet, die viel unterwegs sind und im Vergleich zu „klassischen“ Bewohnern einen eher kleineren Teil der Tagesstunden im Inneren verbringen. Daher wurde beim Stromprofil auf einen vergleichsweise geringeren Jahresverbrauch von ca. 1000 kWh zurückgegriffen. [108] Das Profil ist darüber hinaus so aufgebaut, dass es die jahreszeitlichen Schwankungen im klassischen Strombedarf von Haushalten berücksichtigt. Das genutzte Profil wird nachfolgend dargestellt.

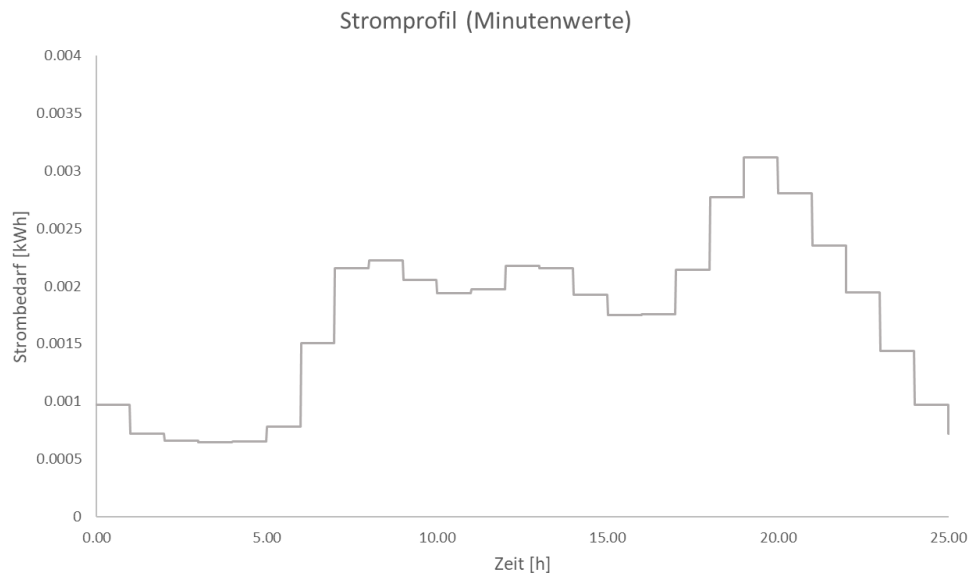


Abbildung 30: Haushaltsstromprofil für die Ferienwohnungen in Minutenwerten

Die Abbildung zeigt den minutengenauen Verlauf des Stromprofils, beispielhaft für einen Tag im Januar. Dabei werden sowohl Schwankungen im Tages- aber auch im Jahresprofil abgebildet. Grundsätzlich ist der Strombedarf im Winter (v.a. für die Beleuchtung) etwas höher als im Sommer. Die im Ergebnisteil der Arbeit enthaltenen Strombedarfe enthalten immer die Summe aus der Wärmepumpe, dem E-Auto und dem dargestellten Haushaltsstrom.

6.2.7. Wärmepumpe

Bei der Wärmepumpe handelt es sich um ein mathematisches Modell einer drehzahlvariablen Luft-Wasser-WP. Basierend auf mehreren Messpunkten wurde eine Kurvenanpassung vorgenommen, aus der sich ein funktionaler Zusammenhang zwischen thermischer Leistungsabgabe bzw. elektrischer Leistungsaufnahme und der Außentemperatur, der Vorlauftemperatur und der Drehzahl ergibt. Beispielhaft zeigt nachfolgende Abbildung die Effizienz der Wärmepumpe für eine Außentemperatur von 7 °C. Der sogenannte Coefficient of Performance (COP) ist dabei das Verhältnis von der erzeugten Wärmeleistung zur eingesetzten elektrischen Leistung, wie bereits in Gleichung 2.1 dargestellt.

Der COP wird dabei über die Drehzahl der WP und die Vorlauftemperatur vom thermischen Speicher zur Wärmepumpe dargestellt. Dies verdeutlicht auch nochmals den Vorteil von drehzahlvariablen Wärmepumpen, die gerade bei geringen Temperaturdifferenzen zwischen Wärmequelle und –senke mit niedrigen Drehzahlen eine optimale Effizienz erreichen. Genauere Informationen zum WP-Modell können [109] entnommen werden.

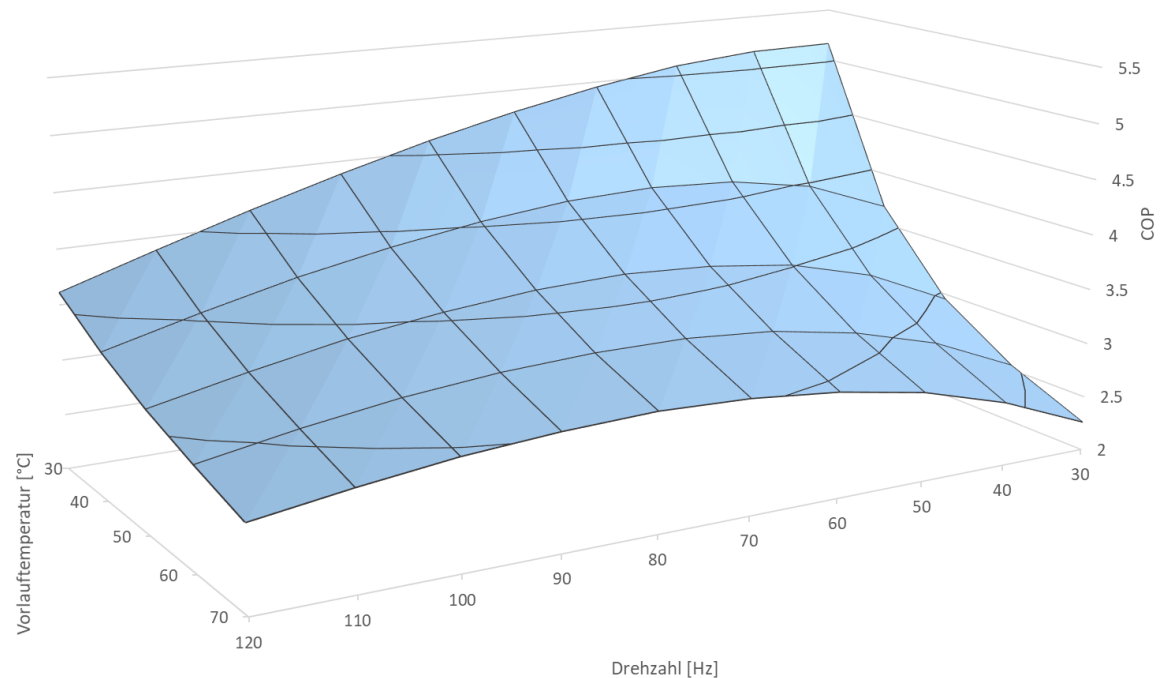


Abbildung 31: COP der Wärmepumpe in Abhängigkeit der Drehzahl und der Vorlauftemperatur bei einer Außentemperatur von 7 °C

Bei der ursprünglich messtechnisch untersuchten Wärmepumpe handelt es sich um ein Modell mit einer thermischen Leistung von etwa 13,9 kW bei einer Außentemperatur von 7 °C und einer Vorlauftemperatur von 35 °C. Die Anpassung der WP an die tatsächlich vorliegende thermische Last der Ferienwohnungen im untersuchten Gebäudekomplex erfolgt hierbei linear. Thermische und elektrische Leistung werden also mit einem konstanten Faktor skaliert. Dies entspricht nicht zu 100 % dem realen Verhalten von Wärmepumpen, wird für die simulative Untersuchung aber als hinreichend genau angenommen. In der Untersuchung wird die WP auf 60 % ihrer maximalen Leistung getrimmt, also auf etwa 8 kW thermische Leistung.

Über die thermische Leistung der Wärmepumpe, die sich aus dem funktionalen Zusammenhang berechnen lässt, kann anschließend auch die Temperaturerhöhung im Vorlauf des Wassers von Speicher zur Wärmepumpe bestimmt werden. Grundsätzlich berechnet sich die thermische Leistung mit:

$$\dot{Q}_{therm} = \dot{m} * c_p * (T_{Rücklauf} - T_{Vorlauf}) \quad (6.2.6)$$

Mit:

$\dot{Q}_{therm}$ = erzeugte thermische Leistung der WP [in W]

$\dot{m}$ = Massenstrom der Wärmepumpe [in kg/s]

c_p = spezifische Wärmekapazität von Wasser [in J/kgK]

$T_{Rücklauf}$ = Temperatur des Wassers von WP zum thermischen Speicher [in K]

$T_{Vorlauf}$ = Temperatur des Wassers vom thermischen Speicher zur WP [in K]

Die Formel kann nach der Rücklauftemperatur von WP zum Speicher aufgelöst werden.

$$T_{\text{Rücklauf}} = \left(\frac{\dot{Q}_{\text{Therm}}}{\dot{m} * c_p} \right) + T_{\text{Vorlauf}} \quad (6.2.7)$$

Somit lässt sich basierend auf der Vorlauftemperatur, der thermischen Leistung und dem Massenstrom die Rücklauftemperatur berechnen und somit die Beladung des thermischen Speichers. Als Massenstrom der WP wird in der Untersuchung ein Wert von 2000 kg/h (bzw. 0,556 kg/s) angenommen, was einen realistischen Bereich für Luft-Wasser-Wärmepumpen darstellt.

Der COP gibt hierbei immer einen Wert für einen bestimmten Betriebszustand der Wärmepumpe an. Für die eigentliche Bewertung der Effizienz einer WP wird in der Regel die Jahresarbeitszahl (JAZ) genutzt. Dabei werden keine Zustandsdaten für die thermische und elektrische Leistung genutzt, sondern die entsprechende Energiemenge. Der Betrachtungszeitraum bezieht sich hierbei in der Regel auf ein Jahr bzw. in dem hier gewählten Ansatz auf eine Heizperiode.

In dieser Arbeit soll zudem die Regelung der Drehzahl optimiert werden. Klassischerweise richtet sich die Drehzahl nach den Temperaturen im Speicher und im Heizsystem, eine entsprechende Möglichkeit, die für die Referenzsimulationen genutzt wird, wird in Kapitel 6.4 vorgestellt. Da über das mathematische Gebäudemodell in diesem Ansatz allerdings bereits der Wärmebedarf der Ferienwohnungen berechnet wird, macht es Sinn, die Drehzahl der Wärmepumpe an diesen Bedarf anzupassen. Zudem richtet sich die Drehzahl auch nach dem vorhandenen Speichervolumen und somit auch nach der verfügbaren Kapazität.

Am Beispiel eines 2000 l Speichers wird die entwickelte Drehzahlregelung nachfolgend erläutert.

Tabelle 10: Drehzahlregelung der WP in der entwickelten Optimierung anhand des prädictierten Wärmebedarfs für einen thermischen Speicher mit 2000 l

	HWB_{Stunde} ≥ 6	4.5 ≤ HWB_{Stunde} < 6	3 ≤ HWB_{Stunde} < 4.5	HWB_{Stunde} < 3
Drehzahl [Hz]	120	90	60	30

Der Heizwärmebedarf wird bei dieser Optimierung der Drehzahl immer auf die Stunde bezogen, gibt also effektiv den Wert an, der in der nächsten Stunde benötigt wird. Liegt dieser Wert oberhalb von 6 kWh, wird die WP mit maximaler Drehzahl, also mit 120 Hz, betrieben. Liegt der anfallende Wärmebedarf geringer, wird die Drehzahl auf bis zu 30 Hz bei einem Bedarf von unter 3 kWh angepasst. Somit ist es dann auch tatsächlich möglich, die WP ganz gezielt anhand der Wärmemenge zu regeln, die im Gebäude benötigt wird. Der Zusammenhang zwischen der Drehzahl der Wärmepumpe und ihrem Strombezug ist in dieser Arbeit als nicht-linear angenommen und entspricht somit dem realen Verhalten von WPs. Dies hängt mit der Effizienz des Verdichters zusammen, der das Kältemittel komprimiert. Der Ansatz ist dabei auch in Abbildung 31 zu erkennen – bei einer konkreten Vorlauftemperatur liegt der optimale Betriebspunkt der Wärmepumpe in der Regel zwischen der maximalen und minimalen Drehzahl. Die Anpassung der Drehzahl soll im Vergleich zur rein temperaturgesteuerten Regelung der Referenzvariante zu einer Betriebsoptimierung und somit zu geringeren Stromverbräuchen führen, indem der Strombezug der Wärmepumpe effektiver an die tatsächlich anfallende Wärmemenge angepasst werden kann. Ein entsprechender Vergleich der beiden Varianten findet im Ergebnis-Teil dieser Arbeit statt.

Weiterhin wichtig für den Ansatz in dieser Arbeit ist die Mindestlaufzeit von Wärmepumpen. Wie in Kapitel 2.2 bereits erläutert, sollen Wärmepumpen nicht zu häufig getaktet, also an- bzw. abgeschaltet werden. Empfohlen werden durchschnittliche Laufzeiten von mindestens 30 Minuten pro Schaltung. Diese Vorgabe wird dementsprechend auch in dieser Arbeit umgesetzt. Wird die Wärmepumpe also, sowohl in der prädiktiven Optimierung als auch in der konventionellen Regelung, angeschaltet, muss sie anschließend mindestens 30 Minuten betrieben werden. Dies reduziert zwar die vorhandene Flexibilität und damit potenziell auch das Optimierungspotenzial, stellt dafür aber einen realistischen und praxistauglichen Rahmen dar, der auch bei einer Umsetzung beibehalten werden könnte.

6.2.8. Thermostat

Als letztes benötigtes Modell wird eine Regelung der Raumtemperatur im Inneren der Ferienwohnungen benötigt, die überdies das Stellsignal zum Betrieb der Fußbodenheizung ausgibt. Im Ansatz dieser Arbeit wird hierbei ein klassisches Thermostat gewählt. Dabei wird einerseits die gewünschte Innentemperatur festgelegt, andererseits aber auch die Hysterese im Verlauf. Das ΔT der Innentemperatur wird dabei auf 1 °C definiert, bei einer gewählten Innentemperatur von 22 °C würde das Thermostat den Verlauf der Temperatur also immer zwischen 21,5 °C und 22,5 °C halten. Die Raumtemperatur hat einen großen Einfluss auf den thermischen Energiebedarf des betrachteten Gebäudekomplexes und wird daher in dieser Arbeit variabel gehalten. Dies wird im Kapitel der Sensitivitätsanalyse genauer erläutert.

Das Thermostat gibt, basierend auf der aktuellen Raumtemperatur, die für jeden Zeitschritt vom thermischen Gebäudemodell berechnet wird, ein Stellsignal für die Fußbodenheizung aus. Das Signal variiert dabei zwischen 0 und 1 und ist somit für den Betrieb der FBH zuständig. Basierend auf dem Stellsignal wird entweder über Gleichung 5.2.19a (Signal = 1) oder 5.2.19b (Signal = 0) der Wärmeeintrag in den Fußboden berechnet. Die hydraulischen Einflussgrößen (Reynolds-, Nusselt- und Prandtl-Zahl), die den Wärmetransport beeinflussen, werden in Kapitel 5.3 konkret für den gewählten Volumenstrom innerhalb der Arbeit berechnet. Um das Thermostat innerhalb dieser Arbeit abzubilden, wird ein entsprechendes TRNSYS-Modell (Type 166) genutzt. TRNSYS erhält dabei aus MATLAB die berechnete Innentemperatur für alle vier Ferienwohnungen und gibt jeweils das Signal für die FBH zurück, das sich über einen Abgleich der aktuellen mit der gewünschten Temperatur ergibt. Somit ist der Betrieb des Heizkreises definiert und unterschiedliche Innentemperaturen können abgebildet werden. Dabei wird für jede FW ein Thermostat modelliert, um somit auch die vier Heizkreise einzeln und unabhängig voneinander regeln zu können.

6.3. Aufbau der prädiktiven Optimierung

Im folgenden Kapitel wird die Optimierungsstrategie mit allen verschiedenen Abfragen und Entscheidungsmöglichkeiten vorgestellt. Abbildung 32 zeigt den Aufbau der Optimierung, die im Folgenden genauer erläutert wird.

Ein zentraler Punkt der Optimierung ist dabei immer der benötigte Heizwärmebedarf, da dieser über die WP erzeugt werden muss und der Netzbezug der WP möglichst gering gehalten werden soll. Die Berechnung des HWBs erfolgt hierbei über die vorgestellten Formeln des mathematischen Gebäudemodells in Kapitel 6.2.1. Mit diesen Formeln ist es aber nicht nur möglich, den aktuellen Wärmebedarf zu ermitteln, sondern über die Prädiktion von Außentemperatur und Solarstrahlung kann auch der Wärmebedarf in den kommenden Stunden ermittelt werden.

Daher ist die Optimierung grundsätzlich so aufgebaut, dass der Wärmebedarf für verschiedene Zeitintervalle vorhergesagt wird: für 6, 12 und 24 Stunden. Über diese Abstufung soll es einerseits möglich sein, die Dringlichkeit der Wärmeerzeugung zu klassifizieren. Dazu wird der jeweilige Wert mit der vorhandenen thermischen Speicherkapazität verglichen. Zeigt sich beispielsweise, dass in den nächsten 12 Stunden mehr Wärme im Speicher vorhanden ist, als im Gebäude als Bedarf erwartet wird, kann die Erzeugung hinausgezögert werden. Ist die Kapazität hingegen geringer als der Bedarf der nächsten 6 Stunden, wird unmittelbar erzeugt, notfalls auch über Netzbezug. Durch die Wahl der unteren Grenze von 6 Stunden soll andererseits aber auch sichergestellt werden, dass keine thermische Unterdeckung mit entsprechenden geringeren Temperaturen in den Ferienwohnungen auftreten kann. Die Zeitspanne berücksichtigt dabei die aktuell noch vorhandene Möglichkeit der EVU-Sperre. In Zukunft könnten prädiktive Regelungssysteme einen sinnvollen Ersatz für diese Sperre darstellen, da das Vermeiden von Spitzenlasten ein häufiges Optimierungskriterium darstellt.

Die Modelle, die für die Optimierung benötigt werden, wurden alle in den vorherigen Kapiteln bereits vorgestellt. Neben der Vorhersage des Wärmebedarfs gehört dazu auch die Prädiktion der PV-Erzeugungszeiten. Auch hierfür werden Wetterprognosen genutzt. Zur Ladung und Entladung von Batterie und E-Mobilität werden die bereits erläuterten Verluste berücksichtigt. Die Optimierung hat verschiedene Entscheidungsmöglichkeiten.

Fällt in den nächsten 24 Stunden ein Wärmebedarf an, muss bei vorhandenem PV-Strom immer entschieden werden, wo dieser im Gebäude eingesetzt wird. Übergeordnet wird immer der vorhandene Haushaltsstrom abgezogen. Dieser kann dann unterschiedlich priorisiert werden – steht innerhalb der nächsten 6 Stunden ein Wärmebedarf an, wird immer zuerst die WP bedient. Ist dies nicht der Fall, wird Bedarf der E-Mobilität abgefragt. Bedarf ist hierbei so zu verstehen, dass der aktuelle Speicherstand geringer ist, als er für eine Reichweite von 100 km notwendig wäre. Diese Randbedingung ist stark nutzerabhängig und stellt in dieser Untersuchung daher eine Annahme dar, die bei nachfolgenden Untersuchungen auch variiert werden könnte. Ist der Ladestand bereits höher, wird der thermische Speicher vollgeladen. Der Betrieb der Wärmepumpe bietet sich mit selbsterzeugtem Strom an, zumal in diesem Szenario eine hohe Wahrscheinlichkeit für eine tendenziell höhere Außentemperatur und damit eine bessere Effizienz der WP vorliegt. Dieser Punkt wird im Ergebnis-Teil der Arbeit genauer analysiert. Bei welcher Temperatur der Speicher als vollständig geladen gilt, hängt von der benötigten Vorlauftemperatur ab. Wird die WP direkt mit PV-Strom betrieben, liegt die obere Grenze bei $T_{\text{Vorlauf}} + 20\text{ °C}$. Anhand der Heizkurve wurde bereits erläutert, dass die höchste Vorlauftemperatur der FBH bei 40 °C liegt, somit liegt die maximale Speichertemperatur bei 60 °C , was somit auch die technischen Restriktionen einer Luft-WP berücksichtigt.

Ist diese Grenze erreicht, wird der Strom in den Haushaltsstromspeicher geleitet. Sollte auch hier die maximale Kapazität erreicht sein, wird das E-Auto anschließend vollgeladen. Dabei zeigt sich auch die Unterscheidung zwischen Bedarf und vollgeladen. Wenn direkter Bedarf besteht, wird das E-Auto priorisiert, ist dies nicht der Fall, erfolgt die Ladung erst, nachdem die thermischen und elektrischen Speicher im Gebäude gefüllt sind. Wenn allerdings auch das E-Auto vollständig geladen ist, sind alle (potenziell) vorhandenen Verbraucher abgefragt und es bleibt nur die Netzeinspeisung.

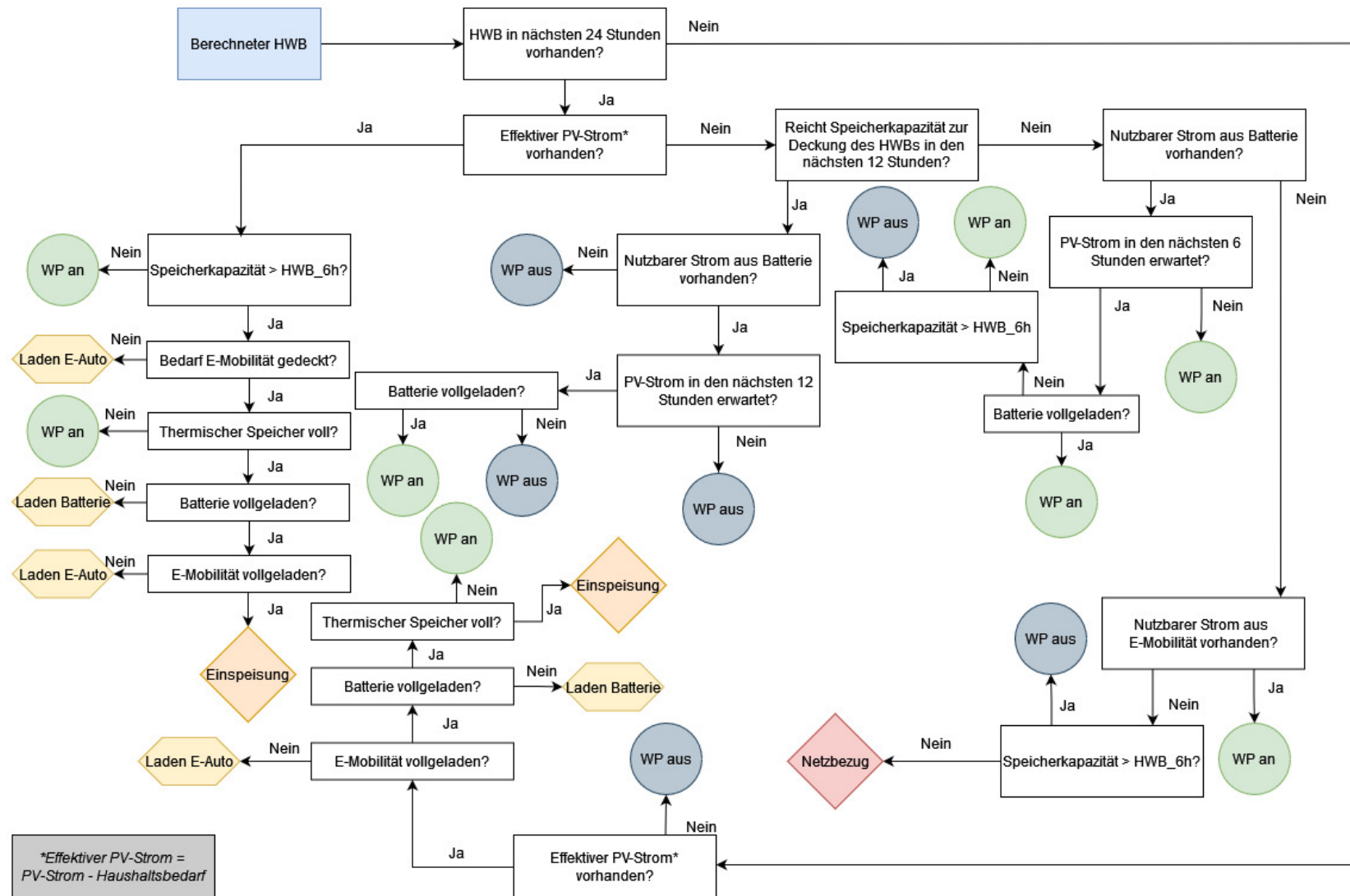


Abbildung 32: Schema der prädiktiven Optimierung

Das beschriebene Szenario für die Optimierung des PV-Stroms tritt allerdings nur ein, wenn innerhalb der nächsten 24 Stunden ein Wärmebedarf auftritt. Ist dies nicht der Fall, ändert sich die Priorisierung leicht, was auch in Abbildung 32 dargestellt wird. Wenn innerhalb der nächsten 24 Stunden aufgrund der Wetterprognose und/oder der vorhandenen thermischen Energie im Speicher kein Betrieb der Wärmepumpe notwendig ist, springt der Betrieb der WP auf die geringste Prioritätsstufe. Da der Haushaltsstrombedarf in den untersuchten Ferienwohnungen eher gering ausfällt und die Batteriekapazität dafür nicht vollständig benötigt wird, springt die E-Mobilität in diesem Szenario auf die höchste Priorität und das Auto wird möglichst vollgeladen.

Allerdings wird die Ladegeschwindigkeit in diesem Fall ebenfalls von der Optimierung angepasst. Die maximale Ladegeschwindigkeit über die Wallbox liegt im Haushaltsbereich in der Regel bei 11 kW. Sollte der Ladestand des E-Autos im beschriebenen Szenario (kein Wärmebedarf, PV-Strom) unterhalb von 50 % liegen, so wird mit maximaler PV-Leistung (bis 11 kW) geladen. Liegt der Ladestand der E-Batterie allerdings zwischen 50-80 %, wird die maximale Ladeleistung auf 75 % (entspricht 8,25 kW) getrimmt. Bei einem Ladestand der E-Batterie von >80 % wird sogar auf 50 % (5,5 kW) reduziert. Der Hintergrund ist der, dass bei einem hohen Ladestand der E-Batterie der überschüssige Strom gegebenenfalls besser in der Batterie oder dem thermischen Speicher genutzt werden kann. Bei einem beispielhaften Szenario von einem Ladestand der E-Batterie von 85 % und einer PV-Leistung von 7 kW würden also 5,5 kW ins Auto fließen und 1,5 kW in den Haushaltsstromspeicher. In den Wintermonaten beschränkt sich dieses Szenario aber auf sehr groß-dimensionierte PV-Anlagen, da Leistungen in diesem Bereich sonst eher selten auftreten. Dennoch bietet sich im Falle einer fast vollständig geladenen E-Batterie und vorhandener Kapazität in dem Haushaltsstromspeicher somit die Möglichkeit, Priorisierungen aufzuteilen und diese nicht als starre Randbedingungen anzusehen. Allgemein soll die Optimierung für ein konkretes Beispiel mit festgelegten Prioritäten analysiert werden – allerdings auch klar aufgezeigt werden, dass die getroffenen Annahmen in anderen Gebäuden oder abweichenden Nutzungsarten jederzeit angepasst werden könnten.

Die beiden bisher beschriebenen Szenarien bzw. Pfade beziehen sich allerdings immer auf die Optimierung des aktuell erzeugten PV-Stroms. Allerdings gibt es, v.a. in den untersuchten Wintermonaten, häufig auch das Szenario, dass kein selbsterzeugter Strom zur Verfügung steht. Für den Fall, dass in den nächsten 24 Stunden kein HWB prognostiziert wird und aktuell auch kein selbsterzeugter Strom zur Verfügung steht, beschränkt sich die Optimierungsentscheidung hier auf „WP aus“. Kein Wärmebedarf und keine Energieerzeugung bedürfen in diesem Falle keiner Optimierung. Der Haushaltsstrom wird entweder aus den vorhandenen elektrischen Kapazitäten gedeckt oder aus dem Netz bezogen. Im Haushaltsstrom werden keine Flexibilitäten angenommen, die optimiert bzw. verschoben werden könnten.

Wird in den nächsten 24 Stunden allerdings ein Wärmebedarf erwartet, es steht allerdings kein PV-Strom zu Verfügung, wird der Wärmebedarf weiter klassifiziert. Ein Zeitraum von 24 Stunden gibt erstmal noch keine Dringlichkeit an. Daher folgt eine Abfrage bezüglich der nächsten 12 Stunden. Wenn die Kapazität im thermischen Speicher zur Deckung des HWBs für diesen Zeitraum ausreicht, wird die Wärmepumpe nur in einem Szenario betrieben: der Haushaltsstromspeicher ist vollgeladen und in den nächsten 12 Stunden wird PV-Strom erwartet. Über diese Optimierungsentscheidung wird also die WP mit Strom aus der Batterie betrieben, um somit die Wahrscheinlichkeit zu erhöhen, dass der prognostizierte PV-Strom anschließend wieder in der Batterie gespeichert werden kann und nicht eingespeist werden muss. Würde man sich in diesem Szenario rein auf den thermischen Bedarf beschränken, müsste die WP nicht betrieben werden und die Batterie wäre weiterhin voll. In einer ganzheitlichen Betrachtung macht es allerdings durchaus Sinn, die Batterie auch gezielt zu entladen, um die Netzeinspeisung mit ihrem geringen Entgelt zu minimieren.

Die nächste Dringlichkeitsstufe beim thermischen Bedarf wäre erreicht, wenn die Speicherkapazität nicht ausreicht, um die nächsten 12 Stunden abzudecken. Auch in diesem Fall wird erstmal der Speicherstand der Batterie abgefragt. Ist diese ausreichend geladen, wird ebenfalls nach der PV-Prädiktion gefragt – aufgrund der erhöhten Dringlichkeit allerdings nicht in den nächsten 12 Stunden, sondern in den nächsten 6. Grundsätzlich ist das Szenario aber identisch: wird PV-Produktion erwartet und der Speicher ist bereits vollgeladen, wird die WP direkt betrieben. Ist der Batteriespeicher nicht vollgeladen und die thermische Kapazität übertrifft den Bedarf der nächsten 6 Stunden, wird erstmal abgewartet. Hier ergibt sich dann die Möglichkeit, den PV-Strom direkt über die WP zu nutzen und Überschussstrom trotzdem in der nicht vollgeladenen Batterie zu speichern. Somit vermeidet man die Lade- bzw. Entladeverluste der Batterie. Reicht die thermische Kapazität nicht für die nächsten 6 Stunden, wird die WP allerdings direkt über die Batterie betrieben. Ein letzter Pfad in diesem Szenario, der zum Betrieb der WP führen würde, wäre kein erwarteter PV-Strom in den nächsten 6 Stunden und erwarteter thermischer Bedarf im selben Zeitraum. Auch dann macht es keinen Sinn, mit dem Betrieb der WP zu warten.

Abschließend steht noch ein Szenario in der entwickelten Optimierung aus. Es gibt keinen PV-Strom, es besteht Wärmebedarf in den nächsten 12 Stunden und die Batterie ist leer. Hier käme nun erstmals eine gezielte Entladung des E-Autos in Frage. Wichtig ist hierbei aber die Tatsache, dass nicht nur Kapazität in der E-Batterie verfügbar sein muss und das Auto auch gerade auch an der Wallbox angeschlossen ist. Die Kapazität muss „nutzbar“ sein. Nutzbar wird dabei so definiert, dass die vorhandene Kapazität für mindestens 100 km Reichweite ausreicht. In den festgelegten Randbedingungen zur E-Mobilität (siehe Kapitel 6.2.5) reichen diese 100 km immer zur Deckung des täglichen Bedarfs aus und lassen dabei ausreichend Flexibilität für ungeplante Fahrten in Alltagsreichweite. Sollte also eine nach dieser Definition nutzbare Kapazität zur Verfügung stehen, kann die WP betrieben werden. Auch Haushaltsstrom kann bei Bedarf über die E-Batterie gedeckt werden. Diese ist beim Strombezug in der Priorisierung allerdings immer hinter Eigenerzeugung und dem Haushaltsstromspeicher eingeordnet.

Steht keine nutzbare Kapazität zur Verfügung und/oder das Auto ist nicht am Wohnort, wird die höchste Dringlichkeit des thermischen Bedarfs in Bezug auf die nächsten 6 Stunden abgefragt. Reicht die Speicherkapazität nicht aus, muss die WP zur Einhaltung des thermischen Komforts dennoch betrieben werden. Dieser ist immer übergeordnet. Eine Optimierung der Energieflüsse darf nicht zu einem schlechteren Komfort innerhalb der Wohnungen führen. Dies würde die Akzeptanz in der Praxis auch extrem limitieren. Wenn die WP nun betrieben werden muss und weder PV-Strom noch Kapazitäten in der Batterie und im Auto zur Verfügung stehen, muss auf Netzbezug zurückgegriffen werden. Dies ist v.a. die Regelentscheidung, die auch im Vergleich zur konventionellen Regelung möglichst limitiert werden soll. Reicht die gespeicherte Wärme allerdings für die nächsten 6 Stunden, wird der Betrieb der WP über einen Netzbezug weiter hinausgezögert.

Ein weiterer positiver Effekt der Optimierung soll darüber hinaus aber auch erreicht werden, indem die maximale Temperatur, mit welcher der thermische Speicher beladen wird, von der Quelle des Strombezugs abhängt. Steht beispielsweise direkt erzeugter PV-Strom zur Verfügung, der nicht weiter im Gebäude genutzt werden kann, wird der Speicher auf bis zu +20 °C im Vergleich zur benötigten Vorlauftemperatur geladen. Dadurch wird die Einspeisung von PV-Strom, der aktuell in der Regel eher mit geringer Vergütung entlohnt wird, reduziert und der Speicher gezielt überladen. Stammt der Strom aus einem elektrischen Speicher, wird mit bis zu +15 °C beladen, bei Netzbezug lediglich bedarfsorientiert mit +10 °C. Über eine Einbeziehung der Stromquelle soll die thermische Kapazität besser ausgenutzt, die Flexibilität auf Gebäudeebene erhöht und somit der Netzbezug reduziert werden.

Innerhalb der Optimierung gibt es einige Randbedingungen, die im Zuge dieser Untersuchung gewählt wurden und einen wichtigen Einfluss auf die später analysierten Ergebnisse nehmen. Beispielsweise die Wahl der unteren Grenze von 6 Stunden bei der Klassifizierung der Dringlichkeit. Diese Grenze könnte man, v.a. in einer späteren Weiterentwicklung der Optimierung, auch tiefer ansetzen. Dies würde die vorhandene Flexibilität über den thermischen Speicher weiter erhöhen. Die Optimierung soll sich allerdings an den aktuellen Regularien beim Betrieb von WPs orientieren. Und hierbei stellt die bereits angesprochene EVU-Sperre aktuell beim Nutzen von Wärmepumpen-Tarifen eine mögliche Blockade des WP-Betriebs von bis zu 2 Stunden dar. Daher war der Ansatz, die untere Grenze in einer zeitlichen Dimension zu wählen, das man auch auf eine mögliche Sperre noch reagieren könnte. Zukünftig sollen und können intelligente Regelungssysteme allerdings eine Möglichkeit darstellen, die recht starren EVU-Sperren abzulösen und auch so möglichen Lastspitzen reduzieren zu können.

6.4. Konventionelle Regelung

Um die entwickelte prädiktive Optimierung bewerten zu können, soll in erster Linie ein Vergleich zur heutzutage üblichen konventionellen Regelung erfolgen. Damit soll u.a. aufgezeigt werden, wie sich der Strombezug aus dem Netz verändert, aber auch mögliche wirtschaftliche Vorteile aufgezeigt werden. Sollte die prädiktive Optimierung beispielsweise zu höheren Kosten für Gebäudebetreiber führen, dürfte es schwierig werden, diese in der Praxis umzusetzen.

Grundsätzlich umfasst die konventionelle Regelung dabei immer die identischen Modelle, wie die prädiktive Optimierung, und dementsprechend eben jene, die in Kapitel 6.2. vorgestellt wurden. Auch die Dimensionierung ist in den jeweiligen Vergleichssimulationen gleich. Somit wird sichergestellt, dass die unterschiedlichen Ergebnisse nicht auf verschiedene Randbedingungen zurückzuführen sind, sondern im unterschiedlichen Regelungsansatz begründet sind. Auch das mathematische Gebäudemodell, das in der Arbeit beschrieben wurde, ist in beiden Ansätzen identisch.

Weiterhin gleich behandelt wird die Priorisierung des Haushaltsstroms. Auch in der konventionellen Regelung wird dieser immer primär vom selbsterzeugten PV-Strom abgezogen. Der Deckungsanteil der PV-Anlage am Haushaltsstrom ist dementsprechend in beiden Varianten identisch.

Der hauptsächliche Unterschied liegt somit in der Vorhersage des Wärmebedarfs und dem Abgleich mit der vorhandenen Speicherkapazität. Auch die Prädiktion der PV-Erzeugung wird in der konventionellen Regelung nicht berücksichtigt. Die konventionelle Regelung reagiert also immer auf den aktuellen Ist-Zustand und eine Ladung des thermischen Speichers erfolgt ausschließlich bedarfsorientiert.

Unterschiede gibt es ebenfalls in der Drehzahlregelung der Wärmepumpe. Die konventionelle Regelung besitzt keine Prädiktion des Heizwärmebedarfs. Daher kann die Drehzahl der Wärmepumpe auch nicht an den thermischen Bedarf angepasst werden. Dennoch wird auch in der klassischen Regelung eine Anpassung der Drehzahl durchgeführt. Diese orientiert sich allerdings an den Vorlauftemperaturen im Heizsystem. Konkret fragt die Wärmepumpe im Betrieb ab, wie die aktuelle Vorlauftemperatur der Fußbodenheizung sein soll (basierend auf der Außentemperatur, siehe Kapitel 6.2.2) und vergleicht dies mit der Temperatur, die vom Speicher an die Wärmepumpe geleitet wird. Im konkreten Beispiel dieser Arbeit liegt die Vorlauftemperatur der FBH zwischen 40 °C und 30 °C. Die WP belädt den Speicher dabei auf bis zu +10 °C über der Vorlauftemperatur, um den thermischen Bedarf immer decken zu können. Dies stellt auch einen zentralen Unterschied zur Optimierung dar – die maximale Speichertemperatur orientiert sich nicht an der Quelle des Strombezugs.

Die Drehzahl wird so geregelt, dass mit maximaler Leistung (entspricht einer Drehzahl von 120 Hz) gearbeitet wird, wenn die gewünschte Vorlauftemperatur unter die Speichertemperatur fallen sollte. Dies tritt v.a. dann ein, wenn die Außentemperatur absinkt und eine höhere Vorlauftemperatur benötigt wird, die die aktuelle Speichertemperatur übersteigt. Sollte die Vorlauftemperatur aber andererseits deutlich unter die Speichertemperatur sinken, kann die Drehzahl im Betrieb reduziert und der Strombezug somit deutlich reduziert werden. In dieser Untersuchung wird davon ausgegangen, dass die Drehzahl in 4 Stufen (100 %, 75 %, 50 % und 25 %) geregelt werden kann. Dies entspricht Frequenzen von 120 Hz, 90 Hz, 60 Hz und 30 Hz. Die konkrete Anpassung der Drehzahl erfolgt dabei nach folgenden Vorgaben:

$$\Delta T_{\text{Drehzahl}} = T_{\text{VorlaufFBH}} - T_{\text{Speicher}} \quad (6.4.1)$$

Tabelle 11: Drehzahlregelung der WP in der Referenzvariante

	$\Delta T_{\text{Drehzahl}} \geq 0$	$0 < \Delta T_{\text{Drehzahl}} \leq -5$	$-5 < \Delta T_{\text{Drehzahl}} \leq -10$	$\Delta T_{\text{Drehzahl}} < -10$
Drehzahl [Hz]	120	90	60	30

Der Fall der Drehzahlregulierung kann auch während des Betriebs der WP vorkommen. Da auch die konventionelle Regelung eine Mindestbetriebszeit der WP pro Schaltung von 30 Minuten vorsieht, ist es durchaus möglich, dass die Temperatur im Speicher die benötigte Grenze währenddessen überschreitet. Unter anderem in diesem Fall würde die Drehzahl im Betrieb dann angepasst werden.

Die konventionelle Regelung soll den klassischen Betrieb von WPs abbilden, der heutzutage auch in der Anwendung häufig so umgesetzt wird. In der Kombination mit PV und Batteriespeicher gibt es allerdings auch heute bereits verschiedene Home-Energy-Management-Systeme, die eine intelligente Regelung durchführen. Da diese Systeme aber abhängig vom Hersteller variieren und ihr zugrundeliegender Regelungsalgorithmus nicht zugänglich ist, beschränkt sich der Vergleich auf Wärmepumpen, die ohne ein solches System betrieben werden.

7. Ergebnisse ausgewählter Szenarien

In diesem Kapitel werden konkrete Szenarien festgelegt, die detailliert dargestellt und analysiert werden. Dabei wird der Einfluss der Optimierung v.a. in Bezug auf die potenzielle Reduzierung des Netzbezugs im Vergleich zur Referenzsimulation betrachtet. Abschließend wird ebenfalls auf die Auswirkungen der Prognosequalität eingegangen und dabei ausgewertet, wie sich eine Über- und Unterschätzung des Wärmebedarfs auf die Effizienz der Optimierung auswirkt. Eine ganzheitliche Analyse aller verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten der untersuchten Modelle (Thermischer Speicher, PV, Batterien, Innentemperatur) erfolgt anschließend im Kapitel zur Sensitivitätsanalyse.

7.1. Definition Szenarien

In den Szenarien soll dargestellt werden, wie sich die entwickelte Optimierung im Vergleich zu den Referenzsimulationen auf die Ergebnisse auswirkt. Die gewählten Szenarien sind dabei modular aufgebaut und enthalten von Schritt zu Schritt mehr Komponenten.

Szenario 1

2000 l thermischer Speicher, 21 kW PV, kein elektrischer Speicher, kein E-Auto, 22 °C Innentemperatur

Im ersten Szenario wird davon ausgegangen, dass 21 kWp als PV-Anlage zur Verfügung stehen, dies entspricht der real verbauten Anlage auf den betrachteten Ferienwohnungen. Die gewünschte Innentemperatur liegt bei 22 °C. Es ist in dieser ersten Betrachtung weder ein elektrischer Batteriespeicher noch ein E-Auto vorhanden. Der Wasserspeicher wird mit 2000 l recht groß dimensioniert, um auf der thermischen Seite eine große Flexibilität abzubilden. Dieses Szenario soll abbilden, ob das entwickelte prädiktive Optimierungssystem auch ohne elektrische Speichermöglichkeiten bereits einen positiven Einfluss auf die Ergebnisse nehmen kann.

Szenario 2

2000 l thermischer Speicher, 21 kW PV, 10 kWh elektrischer Speicher, kein E-Auto, 22 °C Innentemperatur

Szenario 1 wird um einen Batteriespeicher mit einer typischen Haushaltsgröße von 10 kWh erweitert. Somit ergibt sich eine weitere Flexibilitätsoption für die Optimierung zur Regelung der Energieflüsse.

Szenario 3

2000 l thermischer Speicher, 21 kW PV, 10 kWh elektrischer Speicher, 50 kWh Kapazität E-Auto, 22 °C Innentemperatur

Abschließend wird Szenario 2 noch um ein E-Auto erweitert. Auch hier entspricht die gewählte Kapazität des Autos von 50 kWh einem guten Durchschnitt der aktuell auf dem Markt erhältlichen Modelle mit einer Reichweite im Bereich von 300-400 km.

7.2. Ergebnisse Szenarien

Zu den einzelnen Szenarien werden jeweils vier unterschiedliche Ergebnisse dargestellt. Einerseits die Ergebnisse einer Fix-Speed-WP, deren Drehzahl nicht geregelt werden kann, sowohl in prädiktiver als auch in konventioneller Regelung. Andererseits die identischen Werte für eine drehzahlvariable Wärmepumpe. Dieses Vorgehen wird bewusst so gewählt, um den Einfluss der entwickelten Optimierung auch einzeln bewerten zu können, ohne die Effekte der Drehzahlregelung ebenfalls zu berücksichtigen. Die Analyse einer Fix-Speed-WP zeigt also den isolierten Einfluss der prädiktiven Optimierung, während die drehzahlvariable Version auch die Vorteile der entwickelten Drehzahlregelung beinhaltet. Die Drehzahl wird in dieser Arbeit ebenfalls, wie in Kapitel 6.3 bereits erläutert, über eine Vorhersage des Wärmebedarfs geregelt. Dies soll einen weiteren positiven Aspekt der Optimierung darstellen, der über das gewählte Vorgehen somit auch gesondert analysiert wird.

Szenario 1

Die nachfolgende Tabelle zeigt die jeweiligen Ergebnisse der Simulation für Szenario 1 mit einer Fix-Speed-WP.

Tabelle 12: Ergebnisse Szenario 1 mit Fix-Speed-WP

Szenario 1	Referenz_Fix	Optimierung_Fix	Abweichung	Abweichung [%]
WP_{therm} [kWh]	16155	16171	-16	0,1
WP_{elekt} [kWh]	4993	4983	10	0,2
JAZ [-]	3,24	3,25	0,01	0,3
Netzbezug [kWh]	4531	3903	628	13,9
Stromkosten [€]	942	798	144	15,3

Die Tabelle umfasst fünf Kenndaten. Einerseits die erzeugte Wärmemenge der WP, der benötigte Strom und die daraus resultierende Jahresarbeitszahl. Andererseits aber auch den benötigten Netzbezug zur Deckung des Strombedarfs im Gebäude und die resultierenden Stromkosten. Bei den Stromkosten wird in dieser Arbeit ein Netzbezugspreis von 30 Cent/kWh angesetzt und eine Einspeisevergütung von 7,1 Cent/kWh. Die Vergütung von PV-Strom ist dabei abhängig vom Zeitpunkt der Installation und unterliegt regelmäßigen Anpassungen. In dieser Arbeit wird allerdings immer die Differenz zwischen Optimierung und Referenz analysiert, daher spielt die absolute Größe, die in beiden Modellen identisch ist, keine zentrale Rolle bei der Analyse der Ergebnisse. Dennoch liegt der gewählte Wert von 7,1 Cent/kWh in einem realistischen Bereich in Bezug auf den Anfertigungszeitraum der Arbeit.

Die erzeugte Wärmemenge der WP unterscheidet sich kaum zwischen Optimierung und Referenz. Dies ist auch sinnvoll und war so zu erwarten – in beiden Simulationen werden die Ferienwohnungen identisch beheizt und deren Wärmebedarf hängt nicht von der Art der Regelung ab. Das Gebäude soll bei 22 °C gehalten werden und die entsprechende Wärmemenge muss von der WP erzeugt werden. Auch bei dem Strombedarf und der resultierenden JAZ gibt es keine merklichen Abweichungen bei einer Fix-Speed-WP.

Die beiden weiteren Werte zeigen aber deutlich den Einfluss der prädiktiven Optimierung. Der Netzbezug kann um knapp 600 kWh bzw. 14 % reduziert werden und somit kommt es auch zu einer Kostenersparnis von etwa 150 € bzw. 15 %. Obwohl die Flexibilität des Gebäudes in dieser Betrachtung lediglich im Bereich des thermischen Speichers liegt, können also merkliche Verbesserungen erzielt

werden, die sowohl die Lasten im Netz als auch die realen Kosten für die Gebäudenutzer reduzieren können.

Die Verbesserungen liegen v.a. darin begründet, dass die prädiktive Optimierung versucht, die Betriebszeiten der WP in Perioden zu verlegen, in denen eigenerzeugter Strom aus der PV-Anlage zur Verfügung steht. Dies mindert den benötigten Netzbezug und somit die resultierenden Stromkosten. Daraus ergibt sich aber ebenso die Frage, warum eine Verschiebung der Betriebszeiten der WP in möglichst sonnige Tagesstunden die JAZ nicht signifikant steigert. Da in dieser Arbeit eine Luft-Wasser-WP betrachtet wird, müsste ein primärer Betrieb bei milderer Umgebungsbedingungen eigentlich zu einer höheren Effizienz führen.

Dies erklärt sich durch die unterschiedlichen Regelungsbedingungen zwischen Optimierung und Referenz. Im Referenzszenario lädt die WP den Speicher immer auf maximal +10 °C über der benötigten Vorlauftemperatur. Wird die FBH also gerade mit 35 °C betrieben, belädt die WP den Speicher bis maximal 45 °C. In der entwickelten Optimierung richtet sich die Ladetemperatur aber nicht nur nach der Vorlauftemperatur, sondern auch nach der Stromquelle. Kommt der Strom beispielsweise aus der PV-Anlage und kann im Gebäude sonst nicht weiter genutzt werden, dann wird der Speicher bis auf +20 °C über die Vorlauftemperatur geheizt.

Der gewählte Ansatz reduziert allerdings auch die JAZ, da die Wärmesenktemperatur im Schnitt höher ist als in der Referenzsimulation. Dennoch zeigt sich, dass die JAZ nahezu identisch bleibt. Die Effekte der höheren Quellen- und gleichzeitig höheren Senktemperatur gleichen sich also nahezu aus. Dementsprechend führt die Optimierung im ersten betrachteten Szenario ausschließlich zu Verbesserungen im Vergleich zur Referenz.

Nachfolgend werden die Ergebnisse von Szenario 1 mit einer drehzahlvariablen Wärmepumpe dargestellt.

Tabelle 13: Ergebnisse Szenario 1 mit drehzahlvariabler WP

Szenario 1	Referenz_Var	Optimierung_Var	Abweichung	Abweichung [%]
WP_{therm} [kWh]	16175	15798	377	2,3
WP_{elekt} [kWh]	4592	3647	945	20,6
JAZ [-]	3,52	4,33	0,81	23
Netzbezug [kWh]	4226	3452	774	18,3
Stromkosten [€]	844	600	244	28,9

Die Ergebnisse verdeutlichen, warum heutzutage standardmäßig v.a. drehzahlvariable Wärmepumpen installiert werden. Durch die Anpassung der Drehzahl kann die JAZ erhöht und somit der elektrische Energiebezug reduziert werden. In Kombination mit der Optimierung und einer Regelung der Drehzahl anhand des prädizierten Wärmebedarfs führt dies zu noch deutlicheren Einsparungen bzw. Verbesserungen im Vergleich zur vorherigen Betrachtung. Die thermische Wärmeerzeugung bleibt in beiden Szenarien erneut relativ gleich, durch die Optimierung kann der Strombezug der WP nun aber um über 20 % reduziert werden, indem die JAZ um 23 % gesteigert wird. Dies verdeutlicht den Vorteil einer passgenauen Regelung der Drehzahl basierend auf dem tatsächlich anfallenden Wärmebedarf des Gebäudes. In der Referenzsimulation orientiert sich die Drehzahl an der Differenz zwischen Vorlauf- und Speichertemperatur - dies wird auch in der Praxis häufig entsprechend umgesetzt.

Somit lassen sich auch Netzbezug und Stromkosten nochmal deutlicher reduzieren um 18,3 % bzw. 28,9 %. Durch die Optimierung könnte man also, nur durch den Einsatz eines groß dimensionierten thermischen Speichers, etwa 250 € pro Jahr sparen. Auch für den Netzbetreiber ließe sich der

Netzbezug des Gebäudes um knapp 800 kWh reduzieren. Dies ist v.a. in der Heizperiode, in der weniger erneuerbarer Strom aus PV-Anlagen zur Verfügung steht, der Bedarf im Vergleich zum Sommer aber höher ist, eine durchaus relevante Größe für ein einzelnes Gebäude.

Szenario 2

Die folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Ergebnisse für Szenario 2 mit Fix-Speed-WP.

Tabelle 14: Ergebnisse Szenario 2 mit Fix-Speed-WP

Szenario 2	Referenz_Fix	Optimierung_Fix	Abweichung	Abweichung [%]
WP _{therm} [kWh]	16155	16158	-3	-
WP _{elekt} [kWh]	4993	4979	14	0,2
JAZ [-]	3,24	3,25	0,01	0,3
Netzbezug [kWh]	2746	2453	293	10,7
Stromkosten [€]	547	477	70	12,8

Mit Bezug auf die Kenndaten der Wärmepumpe zeigt sich in einem ersten Vergleich, dass diese für das Referenzszenario absolut identisch sind im Vergleich zu Szenario 1. Dies ist auch nachvollziehbar, da die Betriebsplanung der WP nicht von der Stromquelle, sondern lediglich von den Temperaturen im Speicher bzw. der benötigten Vorlauftemperatur abhängt. Der Einbau eines zusätzlichen Batteriespeichers ändert also nicht die Laufzeiten der WP. Ansonsten zeigt sich, dass sich der Netzbezug und folglich auch die Stromkosten in der Referenzsimulation deutlich reduzieren lassen. Der 10 kWh-Speicher führt in Kombination mit einer 21 kW PV-Anlage zu einem um ca. 1800 kWh reduzierten Netzbezug, alleine in der Heizperiode.

Die entwickelte Optimierung zeigt allerdings auch in Szenario 2 ihren Einfluss auf die relevanten Ergebnisse. Sowohl Netzbezug als auch Stromkosten können merklich reduziert werden. Im Vergleich zu Szenario 1 fallen die prozentualen Verbesserungen etwas geringer aus. Die PV-Anlage ist in Referenz zur Speichergröße recht groß dimensioniert. In Kombination mit dem eher geringen Haushaltsstrombedarf der Ferienwohnungen (siehe Kapitel 6.2.6) und keinem Strombedarf für die E-Mobilität ist der Batteriespeicher somit häufig geladen und die Kapazität steht v.a. der WP als größtem elektrischen Verbraucher zur Verfügung. Dadurch reduziert sich der allgemeine Netzbezug und somit auch das Potenzial der Optimierung für weitere Einsparungen im Vergleich zu dem deutlich höheren Bezug in Szenario 1.

Nachfolgend werden die Ergebnisse des Szenarios für die drehzahlvariable WP dargestellt.

Tabelle 15: Ergebnisse Szenario 2 mit drehzahlvariabler WP

Szenario 2	Referenz_Var	Optimierung_Var	Abweichung	Abweichung [%]
WP _{therm} [kWh]	16175	15795	380	2,3
WP _{elekt} [kWh]	4592	3648	944	20,6
JAZ [-]	3,52	4,33	0,81	23
Netzbezug [kWh]	2449	1855	594	24,2
Stromkosten [€]	450	246	204	45,3

Analog zur vorherigen Tabelle bleiben auch hier die Kenndaten der WP identisch zu Szenario 1. Darüber hinaus führt die variable Drehzahlregelung der WP in beiden Varianten erneut zu deutlichen Einsparungen. Die prozentualen Verbesserungen, die durch die Optimierung im Vergleich zur Referenzregelung auftreten, sind dabei nochmals deutlich höher beim Netzbezug und bei den

Stromkosten. Die höheren prozentualen Einsparungen liegen hierbei aber v.a. an den insgesamt geringeren Werten. Absolut gesehen werden die Stromkosten in Szenario 2 um 204 € reduziert, in Szenario 1 lag der entsprechende Wert bei 244 €.

Dennoch lässt sich insgesamt feststellen, dass das zusätzliche Berücksichtigen eines Batteriespeichers den positiven Einfluss der Optimierung nicht reduziert. Grundsätzlich erhöht die Speicherkapazität auch für das Referenzszenario ohne prädiktiven Ansatz die Möglichkeit, den Netzbezug zu reduzieren. Allerdings führt diese zusätzliche Kapazität auch zu einer weiterhin erhöhten Flexibilität. In Kombination mit der Drehzahlregelung aus der Optimierung, die sich an dem prädizierten Wärmebedarf orientiert, lassen sich die Stromkosten nahezu halbieren, und auch der reduzierte Netzbezug um etwa 600 kWh verdeutlicht das Optimierungspotenzial.

Szenario 3

In Szenario 3 wird die Betrachtung um ein E-Auto erweitert, Tabelle 16 zeigt die Ergebnisse in Kombination mit einer Fix-Speed-Wärmepumpe.

Tabelle 16: Ergebnisse Szenario 3 mit Fix-Speed-WP

Szenario 3	Referenz_Fix	Optimierung_Fix	Abweichung	Abweichung [%]
WP_{therm} [kWh]	16155	16202	-47	-0,3
WP_{elekt} [kWh]	4993	5015	-22	-0,4
JAZ [-]	3,24	3,23	-0,01	-0,3
Netzbezug [kWh]	3133	2966	167	5,3
Stromkosten [€]	741	701	40	5,4

Die erste Auffälligkeit im Vergleich zu den vorhergehenden Untersuchungen in Szenario 2 liegt darin, dass der Netzbezug steigt, obwohl mit dem E-Auto eine weitere Flexibilitätsoption hinzukommt. Dies erklärt sich über den allgemein höheren Strombedarf. Wie in Kapitel 6.2.5 erläutert, wird ein Bedarfsprofil für das Auto festgelegt und dabei davon ausgegangen, dass nur am Wohnort geladen werden kann. Somit ergibt sich natürlich ein insgesamt höherer Bedarf im Vergleich zu den vorherigen Betrachtungen, der dann auch zu einem höheren Netzbezug führt. Zudem ist das Profil des Autos möglichst realitätsnah einem Arbeitnehmer nachempfunden – inklusive der Problematik, dass nach der Ankunft um 15 Uhr in der Heizperiode keine großen Mengen an selbsterzeugtem Strom mehr zur Verfügung stehen.

Daher kann in beiden Varianten, also Referenz und Optimierung, abends bzw. nachts Strom aus der E-Batterie entzogen werden, um damit gezielt die WP zu betreiben. Es ist aber keine Flexibilität in der Verfügbarkeit des Autos vorhanden und somit auch kein Optimierungspotenzial bei der Beladung mit PV-Strom. Somit bietet das E-Auto ein Flexibilitätspotenzial bei der gezielten Entladung – allerdings in beiden Szenarien. Daher sind die Einsparpotenziale im Vergleich der Ergebnisse eher gering, da der zusätzliche Strombedarf die Effektivität der Optimierung eher limitiert.

Tabelle 17: Ergebnisse Szenario 3 mit drehzahlvariabler WP

Szenario 3	Referenz_Vari	Optimierung_Var	Abweichung	Abweichung [%]
WP_{therm} [kWh]	16175	15936	239	1,5
WP_{elekt} [kWh]	4592	3757	835	18,2
JAZ [-]	3,52	4,24	0,72	20,5
Netzbezug [kWh]	2825	2312	513	18,2
Stromkosten [€]	641	464	177	27,6

Die Ergebnisse mit variabler Drehzahl bestätigen die vorher bereits festgestellten Einsparpotenziale der Optimierung. Durch die bedarfsoptimierte Festlegung der Drehzahl kann der Strombezug der WP durch eine höhere JAZ gesenkt werden. Allgemein lässt sich auch nicht nur dieser Bedarf reduzieren, sondern auch der gesamte Netzbezug und die resultierenden Stromkosten.

Bei einer gesamten Betrachtung der drei Szenarien lässt sich feststellen, dass die größten absoluten Einsparungen in Szenario 1 erzielt werden können. Dies liegt in den beschränkten Speichermöglichkeiten des Referenzszenarios. Wenn weder ein Batteriespeicher noch ein E-Auto zur Verfügung steht, ist eine prädiktive Optimierung der Betriebszeiten der WP ganz besonders effektiv, um den Netzbezug zu reduzieren. In allen anderen Szenarien besteht auch in der Referenzbetrachtung die Möglichkeit, dass Strom aus dem Haushaltsstromspeicher oder dem E-Auto genutzt werden kann, ohne dass dies gezielt geregelt werden muss. Gerade im ersten Szenario machen eine Vorhersage der PV-Erzeugungszeiten und ein Abgleich zwischen Wärmebedarf in den nächsten Stunden und Kapazität im thermischen Speicher aber einen großen Unterschied und führen zu deutlichen Einsparungen.

Prozentual gesehen bietet v.a. Szenario 2 ein großes Potential. Durch den vorhandenen Batteriespeicher lässt sich der Netzbezug allgemein schon merklich reduzieren, in Kombination mit der Optimierung kann der entsprechende Wert um knapp 25 % abgesenkt werden. Allgemein lässt sich in allen betrachteten Fällen ein positiver Einfluss der Optimierung feststellen. Durch die Aufteilung in Fix-Speed und drehzahlgeregelte WP lassen sich die Einflüsse auch gut aufteilen. Drehzahlvariable Wärmepumpen sind zwar bereits Stand der Technik, in Kombination mit der Prädiktion des Wärmebedarfs ließe sich ihr Betrieb aber noch weiter optimieren im Vergleich zu einer rein temperaturgeführten Regelung.

Weiterhin soll nachfolgend das Potenzial der Optimierung auch grafisch dargestellt werden. Dafür wird konkret ein Zeitraum von 9 Tagen im März untersucht. Die folgende Abbildung zeigt die Umgebungsbedingungen – Globalstrahlung und Außentemperatur – für die entsprechende Periode.

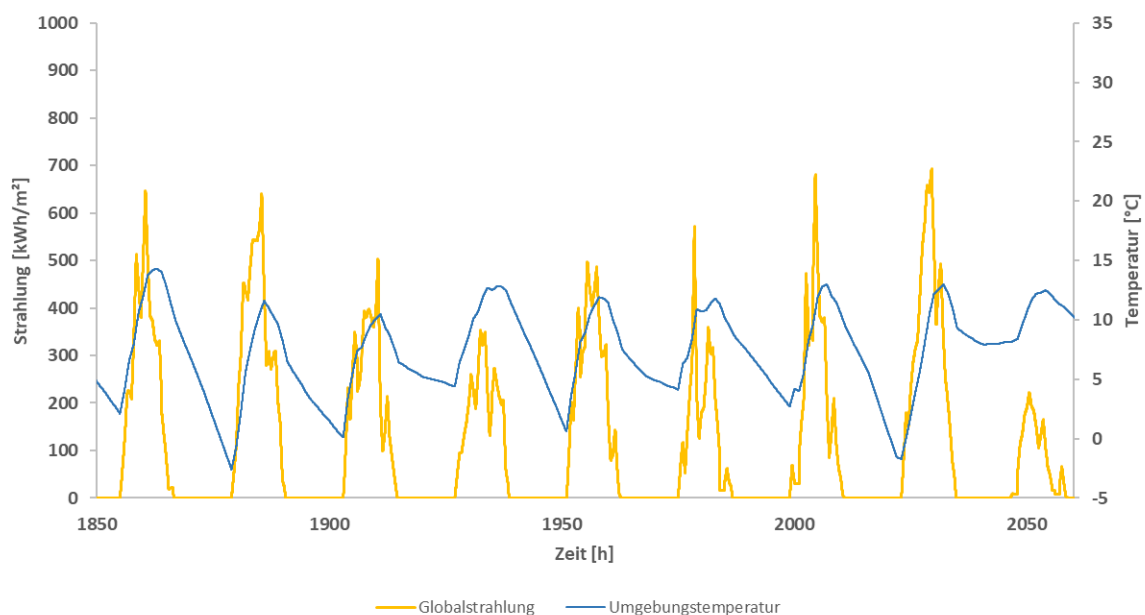


Abbildung 33: Globalstrahlung (gelb) und Umgebungstemperatur (blau) für die Analyse der 9 Tage im März

Der entsprechende Zeitraum wurde gewählt, da er gute und vielfältige Randbedingungen für die Simulation bietet. Die Temperaturen liegen klar noch im Bereich der Heizperiode und gehen v.a. in den frühen Morgenstunden teilweise noch unter 0 °C. Zudem bietet auch die Globalstrahlung eine gute Varianz und beinhaltet recht sonnige Tage mit über 600 kWh/m², aber auch bewölkte Tage im Bereich zwischen 200-400 kWh/m². Für den Vergleich der Szenarien also Bedingungen, die einen regelmäßigen Betrieb der WP bedingen, aber dennoch auch genug eigenerzeugten Strom aufweisen, um diesen möglichst optimal im Gebäude nutzen zu können.

Im ersten Schritt wird für Szenario 1 der Strombezug der drehzahlvariablen Wärmepumpe mit Blick auf die PV-Erzeugung analysiert, sowohl für die Optimierung, als auch für die Referenz.

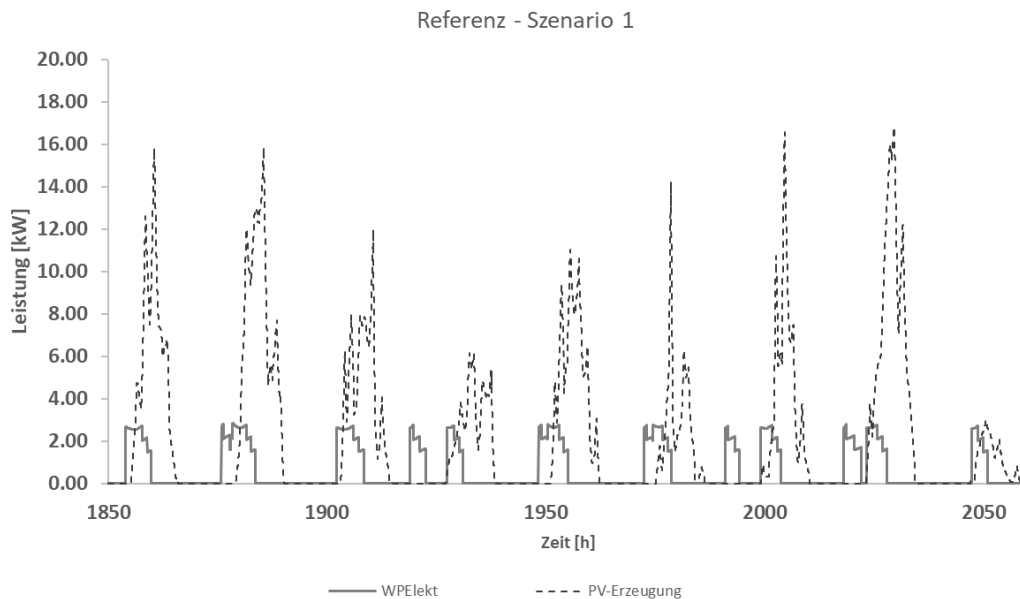


Abbildung 34: Ergebnisse der Referenzbetrachtung in Szenario 1 mit drehzahlvariabler WP

Abbildung 34 zeigt die entsprechenden Ergebnisse für das Referenzszenario 1. Auf der X-Achse ist die Zeit dargestellt, die Betrachtung bezieht sich auf 9 Tage im März. Die Y-Achse zeigt die Leistung, sowohl für die Erzeugung als auch den Bezug der WP. Grau dargestellt ist der Strombezug der Wärmepumpe, in schwarz-gestrichelt die Stromerzeugung aus der PV-Anlage. In Abbildung 35 werden die Ergebnisse auch für die Optimierung aufgeführt.

Auf den ersten Blick zeigt sich bereits, dass die Erzeugung aus der PV-Anlage an eher sonnigen Tagen im März größtenteils recht deutlich über dem Bedarf der WP liegt. Das hängt auch mit der großen Dimensionierung der PV-Leistung zusammen. Darüber hinaus sind die beiden Kurven der Stromerzeugung aus PV in beiden Fällen, Referenz und Optimierung, natürlich identisch.

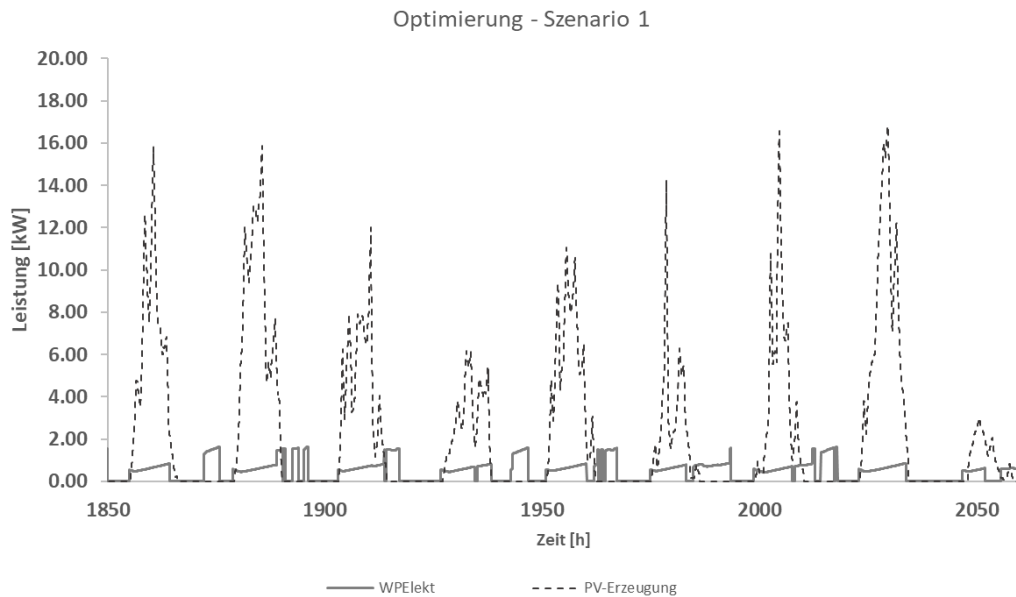


Abbildung 35: Ergebnisse der Optimierung in Szenario 1 mit drehzahlvariabler WP

Im Referenzszenario zeigt sich beim Blick auf den Strombezug der WP, dass die Betriebszeiten immer recht ähnlich aussehen. Die WP wird bedarfsgesteuert angeschaltet, startet mit einem recht hohen Stromverbrauch, der dann nach und nach über mehrere Stufen geringer wird, bis die Wärmeerzeugung abgeschlossen ist. Dies liegt in der konventionellen Regelung der WP. Der Betrieb und auch die Drehzahl der Wärmepumpe orientieren sich an Temperaturen. Wenn die Temperatur im Speicher Gefahr läuft, unter die benötigte Vorlauftemperatur abzusinken, wird die WP betrieben, bis die Speichertemperatur maximal $+10\text{ °C}$ oberhalb der Bedarfstemperatur liegt.

Im Falle der Optimierung zeigt sich, dass die PV-Erzeugung im Betrachtungsfall immer nahezu komplett für den Betrieb der WP ausgenutzt wird. Über die Prädiktion der Wetterdaten kann einerseits gut abgeschätzt werden, wann mit PV-Strom gerechnet werden kann. Andererseits wird der thermische Speicher in der Optimierung bewusst auf bis zu $+20\text{ °C}$ im Vergleich zur benötigten Vorlauftemperatur überhitzt. Auch dadurch kann die Betriebszeit in Zeiträumen mit Eigenstromerzeugung erhöht werden.

Eine weitere Besonderheit ist der unterschiedliche Verlauf der Strombezugscurve der WP. In der Referenz startet die Kurve in der Regel recht hoch und geht dann nach und nach über leichte Stufen nach unten. Auch hierfür ist die (konventionelle) Drehzahlregelung verantwortlich. Zu Beginn der Laufzeit ist der Unterschied zwischen Vorlauf- und Speichertemperatur recht hoch und die WP wird mit oder nahe der maximalen Drehzahl betrieben. Im Laufe der Betriebszeit wird das ΔT durch das Beladen des thermischen Speichers geringer und somit auch die Drehzahl nach unten angepasst.

Im Optimierungsfall wird der Wärmebedarf von Beginn an prädiziert und mit der vorhandenen Kapazität verglichen. Im betrachteten Zeitraum im März ist der vorhandene Wärmebedarf gerade tagsüber eher gering und somit wird die WP von Beginn an mit einer eher geringen Drehzahl betrieben. Allerdings zeigt sich hier auch, dass der Strombezug bis zum Ende der Laufzeit immer leicht steigt. Dies begründet sich über die steigende Speichertemperatur. Das ΔT zwischen Quelltemperatur (= Außentemperatur) und der zu erzeugenden Temperatur im Speicher wird immer größer, da der Speicher bewusst überhitzt wird. Dies senkt den COP im Betrieb und führt im Verlauf zu leicht höherem Strombezug.

Insgesamt zeigt der Vergleich, dass die Optimierung in der Lage ist, die Zeiträume mit Eigenstromerzeugung besser auszunutzen, somit den thermischen Speicher gezielt zu überladen und

damit den Netzbezug zu reduzieren. Weiterhin bietet die Prädiktion des Wärmebedarfs die Möglichkeit, die Drehzahlregelung zu optimieren und somit Spitzenlasten zu reduzieren. Es zeigt sich allerdings auch eine mögliche Weiterentwicklung der Optimierung – wenn die PV-Anlage, wie im betrachteten Szenario, recht groß dimensioniert ist und daher häufig Strom eingespeist werden muss, könnte man die WP in entsprechenden Zeitpunkten auch bewusst immer mit voller Drehzahl betreiben um die Eigennutzungsquote weiter zu erhöhen.

Im nächsten Schritt sollen die entsprechenden Grafiken auch für das Szenario 2 mit Batteriespeicher untersucht werden.

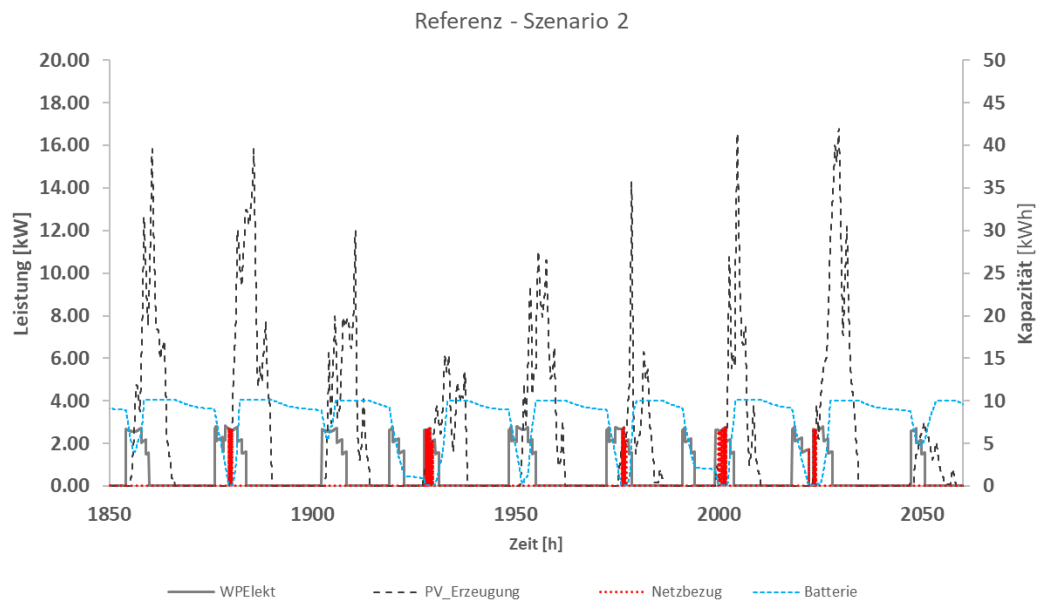


Abbildung 36: Ergebnisse der Referenzbetrachtung in Szenario 2 mit drehzahlvariabler WP

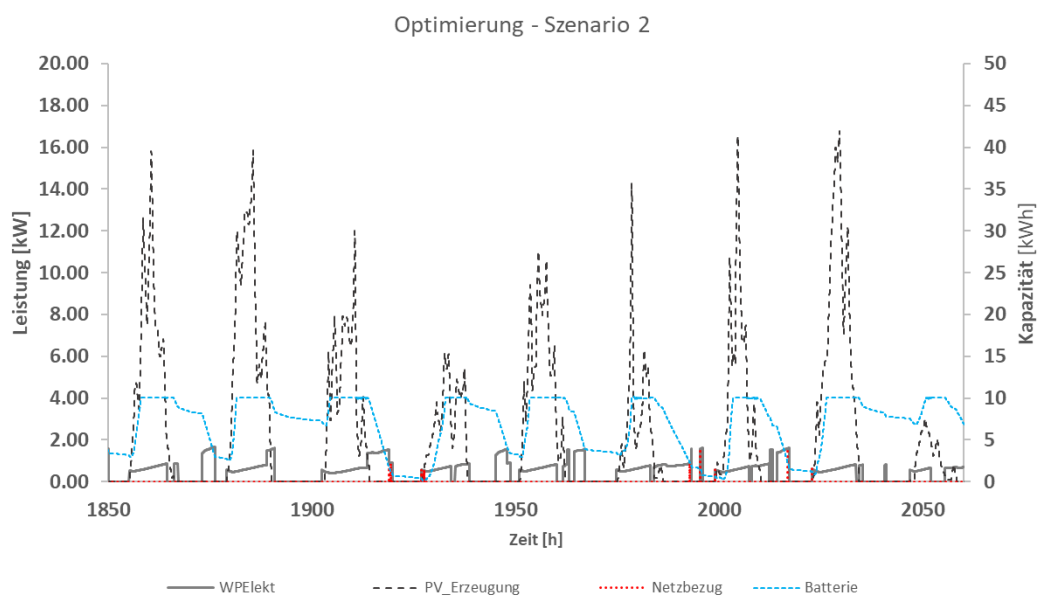


Abbildung 37: Ergebnisse der Optimierung in Szenario 2 mit drehzahlvariabler WP

Im Vergleich zur vorherigen Betrachtung sind zwei weitere Kurven in den Grafiken vorhanden: in rot und an der linken Y-Achse abzulesen ist der Netzbezug und in blau (rechte Y-Achse) die aktuelle

Kapazität der Batterie. Die Batterie hat im hier näher untersuchten Szenario eine obere Kapazität von 10 kWh. Dies verdeutlichen auch die Kurven, die diesen Wert nicht überschreiten können. Die untere Grenze der Batterie liegt sinnvollerweise bei einer vollständigen Entladung und somit bei 0 kWh.

Im ersten Vergleich der Referenzsimulationen in Szenario 1 und 2 zeigt sich, dass die Laufzeiten der WP identisch sind. Dies wurde im ersten Teil des Kapitels bereits erläutert – der Betrieb der WP richtet sich nach den Temperaturen im Speicher und nach der benötigten Vorlauftemperatur, nicht aber nach den vorhandenen Modellen. Daher beeinflusst ein zusätzlicher Haushaltsstromspeicher nicht die Laufzeiten der Wärmepumpe.

In der Referenzsimulation zeigt sich weiterhin, dass zu etwa fünf Zeitpunkten innerhalb des Betrachtungszeitraums auf Netzbezug zurückgegriffen werden muss. Der Zeitpunkt im Tagesverlauf ist dabei jeweils identisch und nicht überraschend: es handelt sich jeweils um die frühen Morgenstunden. Zu diesem Zeitpunkt ist die letzte Beladung der Batterie über die PV-Anlage bereits viele Stunden her und über die Nacht wird auch der Haushaltsstrombedarf über die Batterie gedeckt. Zudem ist in den Simulationen eine Nachtabsenkung hinterlegt und somit steht morgens zum Aufheizen der Wohnbereiche ein signifikanter Wärmebedarf an. Zusätzlich ist eine ausreichende Eigenstromerzeugung im März aber in den frühen Morgenstunden noch nicht vorhanden. Diese Differenz muss daher über den Netzbezug gedeckt werden.

In der Optimierung kann dieser Netzbezug deutlich reduziert werden, es sind nur sehr geringe Ausschläge der entsprechenden Kurve erkennbar. Durch die Optimierung der Drehzahl kann einerseits der Strombezug der WP reduziert und die Kapazität der Batterie länger aufrechterhalten werden. Andererseits führt die PV-Prädiktion aber allgemein zu einem höheren Deckungsanteil des Strombedarfs der WP über die PV-Anlage. Im betrachteten Zeitraum kann somit der Netzbezug des Gebäudes für 9 Tage nahezu umgangen werden, obwohl Wärmebedarf vorhanden ist und die WP somit regelmäßig angeschaltet werden muss. Auch im Referenzszenario ist eine hohe Autarkiequote erkennbar, dennoch lassen sich Spitzenlasten in den Morgenstunden nicht völlig vermeiden.

Nachfolgend werden die entsprechenden Grafiken auch für das Szenario 3 mit zusätzlicher E-Mobilität dargestellt und analysiert.

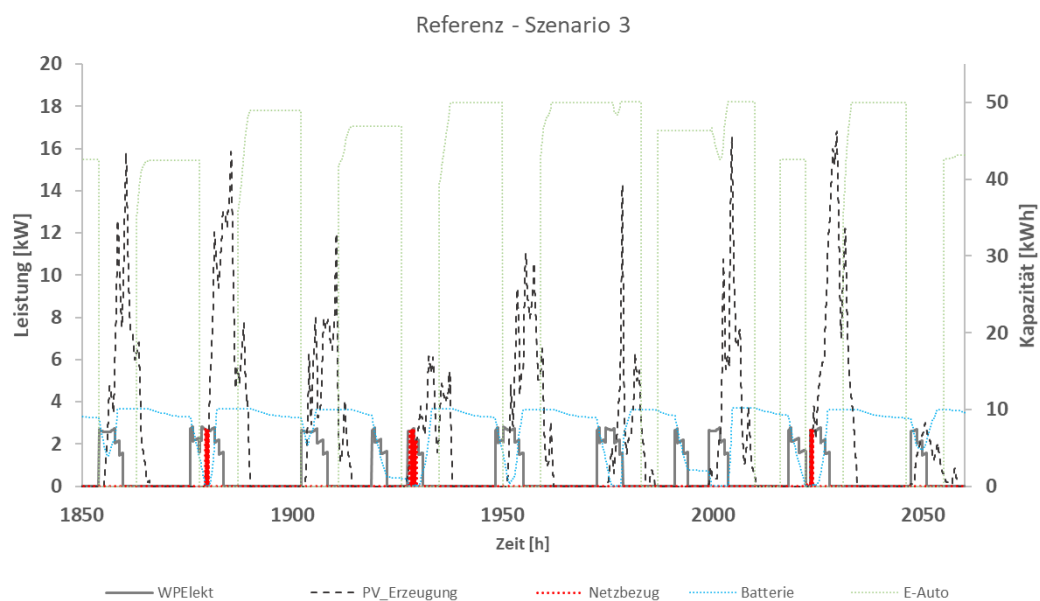


Abbildung 38: Ergebnisse der Referenzbetrachtung in Szenario 3 mit drehzahlvariabler WP

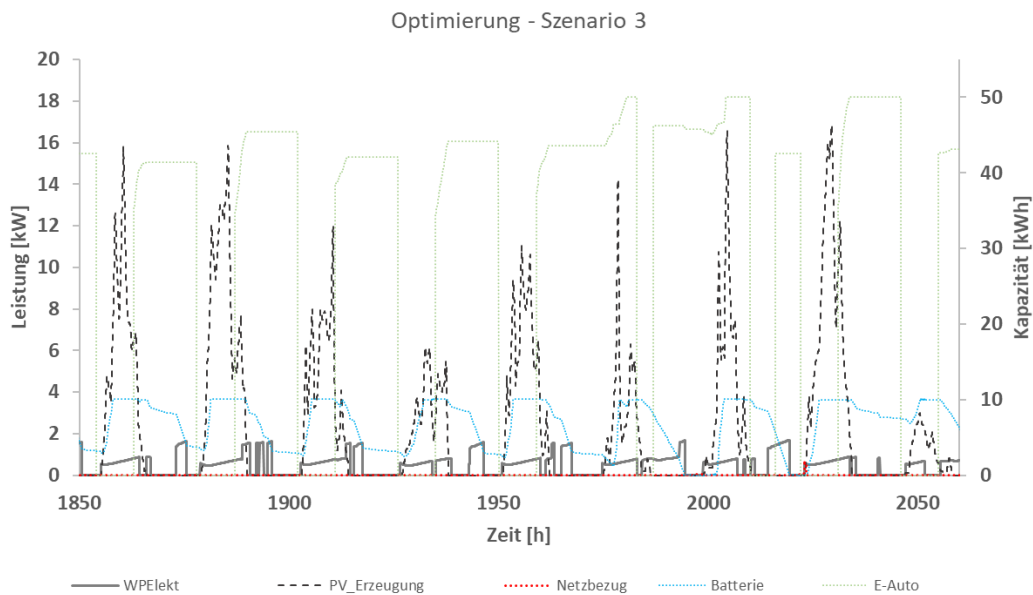


Abbildung 39: Ergebnisse der Optimierung in Szenario 3 mit drehzahlvariabler WP

Der Zeitraum, in dem die beiden Grafiken dargestellt sind, ist identisch zur vorherigen Betrachtung in den Szenarien 1 und 2. Zusätzlich ist jetzt aber eine weitere Kurve enthalten, die Kapazität des E-Autos in grün. Diese ist, entsprechend zur Kapazität des Haushaltsstromspeichers, an der rechten Y-Achse abzulesen.

Beim E-Auto zeigt sich der hinterlegte Schedule. Wenn der Wert auf 0 springt, bedeutet dies, dass das E-Auto gerade unterwegs ist. Darüber lassen sich auch die verschiedenen Tage konkreten Wochentagen zuordnen. Der sechste und siebte Tag in der Betrachtung fallen hierbei auf das Wochenende, in dem das Auto auch in den Tagesstunden größtenteils am Wohnort steht. Unter der Woche zeigt sich hingegen, dass das Auto in den solarstarken Tagesstunden größtenteils am Ort des Arbeitsplatzes steht und die Kapazität somit nicht genutzt werden kann.

Wie in der Definition des Szenarios festgelegt, ist die obere Kapazität des E-Autos auf 50 kWh beschränkt. Zusätzlich wurde festgelegt, dass eine vollständige Entladung nicht als zielführend angesehen werden kann, da das Auto anschließend nicht genutzt werden könnte. Wie im entsprechenden Kapitel erläutert, wird die Untergrenze hier auf eine Mindestreichweite von 100 km gesetzt, was in der Realität etwa einer Kapazität von 15 kWh entspricht. Auch der festgelegte Bedarf an Reichweite pro Tag lässt sich der Grafik entnehmen – so kommt das Auto immer mit einer im Vergleich zur Abfahrt geringeren Kapazität zurück.

Im betrachteten Zeitraum steht allerdings immer genug Überschussstrom aus der PV-Anlage zur Verfügung, um die E-Batterie zu beladen, ein Netzbezug ist nicht notwendig. Auch bei einer Rückkehr unter der Woche und nachmittags lässt sich der selbsterzeugte Strom immer noch gut im Auto speichern. Weiterhin zeigt sich auch der Einfluss des bidirektionalen Ladens. So zeigt sich sowohl in der Optimierungs- aber v.a. in der Referenzbetrachtung, dass ca. bei Stunde 2000 jeweils Strom aus der Autobatterie entzogen wird, um damit die WP zu betreiben. In beiden Fällen ist der Haushaltsstromspeicher zum jeweiligen Zeitpunkt entladen und die PV-Produktion reicht noch nicht zur Deckung des Bedarfs.

Vergleicht man Szenario 2 und 3 in der Referenzsimulation, so zeigt sich, dass der Netzbezug in zwei von fünf Fällen vermieden werden kann. Die Begründung liegt darin, dass die beiden Fälle auf die

jeweiligen Wochenendtage Samstag und Sonntag entfallen. An diesen Tagen stehen das Auto und seine Kapazität in den frühen Morgenstunden zur Verfügung und können somit für den Betrieb der WP genutzt werden. An den anderen drei Tagen bleibt das grundsätzliche Problem allerdings unverändert, da an Arbeitstagen davon ausgegangen werden kann, dass das Auto zu den entsprechenden Zeiten nicht mehr am Wohnort steht, sondern bereits zum Erreichen des Arbeitsplatzes genutzt wurde.

Wenn man beide Abbildungen betrachtet, lassen sich auch die Ergebnisse aus Tabelle 13 und Tabelle 17 zu den entsprechenden Szenarien gut einordnen und begründen. In Szenario 3 hatte die Optimierung absolut gesehen den geringsten Einfluss, der Netzbezug konnte beispielsweise „nur“ um 500 kWh gesenkt werden, im Vergleich zu beispielsweise knapp 800 kWh in Szenario 1. Und dies, obwohl mehr nutzbare Flexibilität zur Verfügung steht und die Optimierung somit den Betrieb der WP noch besser verschieben können sollte.

Wie bereits erwähnt, steht diese Flexibilität aber eben in beiden betrachteten Fällen, also auch in der Referenz, zur Verfügung. Dies wird nun in Abbildung 38 auch grafisch verdeutlicht. Die Zeiten, in denen weder das E-Auto zur Verfügung steht, noch nutzbare Kapazität im Haushaltsspeicher vorhanden ist, sind eher begrenzt. Somit sind die Chancen auch in der Referenz-Variante hoch, nicht auf Netzbezug zurückgreifen zu müssen. Dies ist erfreulich für die zukünftigen Potenziale zur Reduzierung von Spitzenlasten im Verteilnetz, reduziert aber gleichermaßen etwas das Potenzial der entwickelten Optimierung.

Konkret betrachtet zeigt sich aber auch im Vergleich der beiden Abbildungen ein kritischer Punkt, der mit der Optimierung vermieden werden kann. Obwohl der Wärmebedarf im März nicht maximal ist, die PV-Anlage groß dimensioniert wurde und verschiedene Speichertechnologien zur Verfügung stehen, gibt es im Referenzszenario drei kurze Perioden, in denen Strom aus dem Netz bezogen werden muss. Die Batterie ist vollständig entladen, das E-Auto bereits auf dem Weg zur Arbeit und die PV-Erzeugung in den frühen Morgenstunden noch recht gering. Da trotzdem Wärmebedarf im Referenz-Szenario besteht, muss die WP betrieben und die Differenz zwischen PV-Erzeugung und Strombedarf aus dem Netz bezogen werden. Allgemein lässt sich festhalten, dass die frühen Morgenstunden unter den gegebenen Randbedingungen das höchste Risiko für Netzbezug aufweisen. Andere klassische Spitzenlastzeiten, wie die Mittagszeit gegen 12 Uhr oder Abendstunden zwischen 18-20 Uhr, lassen sich allerdings auch ohne Optimierung gut vermeiden.

Neben den bereits diskutierten Größen ist auch der Temperaturverlauf innerhalb der Ferienwohnungen – und dabei v.a. der mögliche Unterschied zwischen Referenzbetrachtung und Optimierung – interessant. Nachfolgend wird für Szenario 3 der Temperaturverlauf in Ferienwohnung 4 über den identischen Betrachtungszeitraum dargestellt.

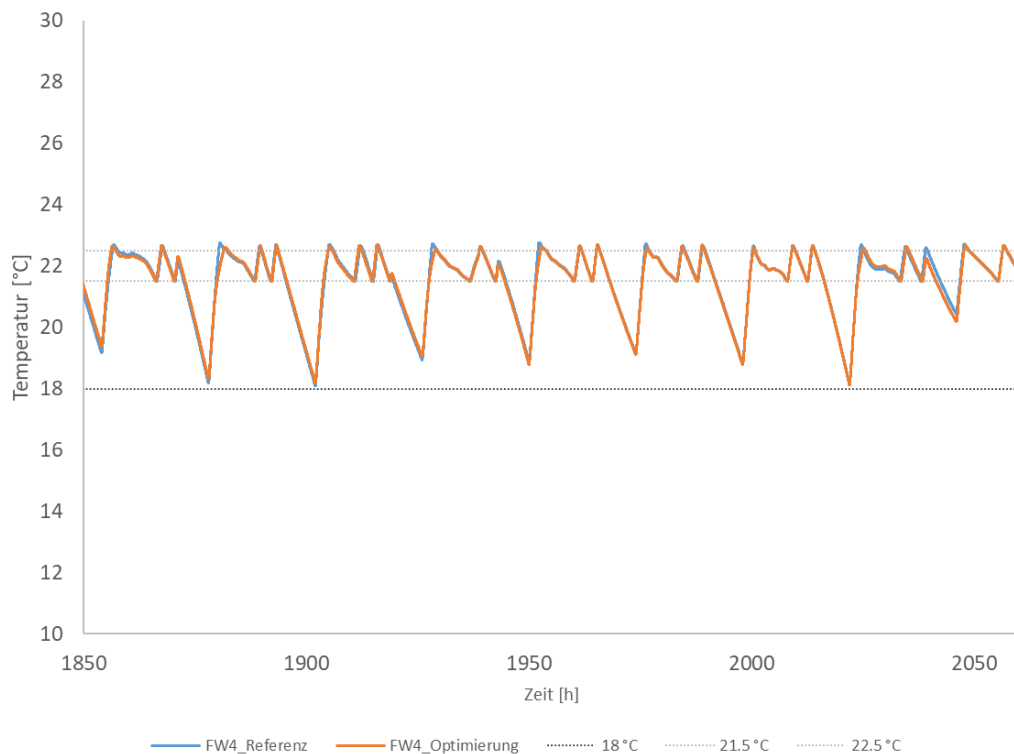


Abbildung 40: Temperaturverlauf in Ferienwohnung 4 für Referenz und Optimierung im Betrachtungszeitraum von Szenario 3

Anhand der Abbildung lassen sich die festgelegten Grenzwerte der Simulation nachvollziehen. Nachts ist eine Absenkung der Temperatur auf bis zu 18 °C möglich, tagsüber regelt das Thermostat die Innentemperatur mit einer Hysterese von 1 °C um die Zieltemperatur von 22 °C, also zwischen 21.5 °C und 22.5 °C. Es zeigt sich darüber hinaus, dass es kaum einen ersichtlichen Unterschied zwischen den Innentemperaturen zwischen Referenz und Optimierung gibt. In beiden Fällen ist eine identische Heizkurve hinterlegt und die Optimierung ist dabei so aufgebaut, dass eine Unterschreitung des festgelegten Mindestkomforts vermieden werden muss. Dies führt in allen betrachteten Szenarien dazu, dass es keine Verletzungen des festgelegten Komforts durch die Optimierung gibt. Dies hängt auch damit zusammen, dass die Prognose der Wetterbedingungen in der Simulation auch den tatsächlich eintretenden Randbedingungen entspricht. Im folgenden Kapitel wird darüber hinaus analysiert, welchen Einfluss die Prognosequalität auf die Optimierung und mögliche Unterschreitungen der Mindesttemperatur hat.

7.3. Einfluss der Prognosequalität

Im folgenden Abschnitt soll auf den Einfluss der Prognosequalität auf die Ergebnisse der Optimierung eingegangen werden. Konkret hat die Prognose Auswirkungen auf den Heizwärmebedarf, aber auch auf die Prädiktion des PV-Stroms über die Solarstrahlung. Bei den bisher vorgestellten Ergebnissen wurde immer von einem idealisierten Ansatz ausgegangen, die Prognose der entsprechenden Daten entsprach also genau den eingetretenen Wetterbedingungen. Dies entspricht allerdings in der Regel nicht der Realität. Daher wird nachfolgend aufgezeigt, wie sich eine schlechtere Qualität der Wetterprognosen auf die Optimierung auswirken würde. Die Einflussgrößen auf den Heizwärmebedarf, die prädiziert werden, sind hierbei die Außentemperatur und die Globalstrahlung, für die PV-Erzeugung spielt größtenteils die Strahlung eine Rolle.

Im ersten Schritt wird der Wärmebedarf analysiert und dieser in zwei Varianten für Szenario 3 einmal um 20 % überschätzt und einmal um 20 % unterschätzt. Anschließend wird auch kurz auf den Einfluss auf die PV-Erzeugung eingegangen. Für die abweichende Prognosequalität auf den Wärmebedarf zeigt Tabelle 18 die Ergebnisse.

Tabelle 18: Ergebnisse Szenario 3 mit drehzahlvariabler WP für die Standard-Variante (ohne Prognose-Abweichung) und einer Abweichung im HWB von +20 % und -20 %

Szenario 3	Standard	HWB_+20%	HWB_-20%
WP_{therm} [kWh]	15936	15907	14918
WP_{elekt} [kWh]	3757	3856	3265
JAZ [-]	4,24	4,13	4,57
Netzbezug [kWh]	2312	2385	1890
Stromkosten [€]	464	487	333
Komfortverletzung [h]	7	7	45

Die Bezeichnung „Standard“ stimmt hierbei mit den Ergebnissen der klassischen Optimierung aus Tabelle 17 überein und bedeutet, dass es keine Abweichung zwischen Prognose und eintretendem HWB gibt. Zusätzlich sind die Ergebnisse für eine Über- bzw. Unterschätzung von 20 % angegeben.

Bei einem Vergleich der Standard-Variante mit einer +20%-igen Überschätzung zeigt sich zuerst, dass die erzeugte Wärmemenge der WP nahezu identisch ist (Abweichung < 0,2 %). Dies ist auch sinnvoll, da die Ferienwohnungen in beiden Varianten denselben Temperatur-Schedule nutzen und daher auch gleich viel Energie benötigen. Eine Überschätzung des HWBs führt somit nicht dazu, dass auch tatsächlich mehr Wärme benötigt wird. Die Optimierung prognostiziert diesen höheren Bedarf lediglich.

Beim elektrischen Strombedarf und daraus resultierend auch in der JAZ und den Stromkosten zeigen sich allerdings deutlichere Abweichungen. Wenn der Bedarf überschätzt wird, steigt der Strombezug, u.a. durch eine sinkende Effizienz der WP, was für den Eigentümer zu höheren entstehenden Stromkosten führt. Auch dies ist dabei nachvollziehbar – durch die Überschätzung des Wärmebedarfs beschneidet die Optimierung sich in ihrer vorhandenen Flexibilität. Der Betrieb der WP kann seltener in die PV-Erzeugungsstunden verlegt werden und fällt daher eher in Abend- und Nachtstunden mit geringerer Außentemperatur. Dies erhöht das ΔT zwischen Wärmequelle und Wärmesenke und führt somit zu einer geringeren Effizienz und höherem Strombedarf. Zusätzlich beeinflusst die höhere Prädiktion des HWBs auch die Drehzahl der WP. Diese richtet sich, wie im entsprechenden Kapitel vorgestellt, ebenfalls nach dem erwarteten Wärmebedarf. Wird dieser überschätzt, führt dies auch zu vergleichsweise höheren Drehzahlen und somit zu einem steigenden Strombedarf. Die Abweichungen sind dabei zwar feststellbar, aber dennoch als recht gering zu klassifizieren: eine konstante Überschätzung des Wärmebedarfs würde über die gesamte Heizperiode zu höheren Kosten von knapp 25 € bzw. höherem Netzbezug von etwa 70 kWh führen.

Im Unterschied zu den vorherigen Betrachtungen wird in dieser Untersuchung aber auch eine weitere Größe analysiert: die Stunden während der Heizperiode, in der die gewünschten Komfortkriterien verletzt werden. Im betrachteten Szenario liegt die gewünschte Innentemperatur bei 22 °C mit einer Hysterese von 1 °C. Somit soll sich die Temperatur immer (mindestens) zwischen 21,5 °C und 22,5 °C bewegen. Berücksichtigt wird zudem eine Nachtabsenkung auf 18 °C zwischen 23 Uhr und 6 Uhr. Eine Komfortverletzung wird in der Untersuchung dabei so definiert, dass die Temperatur tagsüber auf unter 21 °C abfällt.

Es zeigt sich hierbei, dass die entsprechenden Stunden in beiden Varianten bei 7 liegen. Dieser Wert repräsentiert die Summe aus allen 4 FWs. Dass die Zahl in beiden Fällen identisch ist, lässt sich unter dem identischen Hintergrund erläutern, mit dem bereits auf die thermische Energieerzeugung der WP eingegangen wurde. Die 7 h werden innerhalb dieser Arbeit als vernachlässigbar angesehen, zudem zeigt eine weitergehende Analyse, dass die Werte fast ausschließlich auf Temperaturen zwischen 20,5 °C und 21 °C entfallen und zudem in allen Wohnungen zum selben Zeitpunkt auftreten. Konkret tritt das Problem also im Schnitt zu jeweils etwa 2 h pro Wohnung auf. Um dies zu vermeiden, müsste man die Heizkurve anheben mit entsprechend negativen Auswirkungen auf die Gesamtergebnisse. Daher wird davon ausgegangen, dass auch Temperaturen im angesprochenen Bereich im kältesten Zeitraum des Jahres akzeptiert werden, wenn diese zu so wenigen Stunden auftreten.

Zu abweichenden Erkenntnissen führt ein Vergleich der Standard-Variante mit der Unterschätzung des Wärmebedarfs. Hierbei zeigen sich direkt deutlichere Abweichungen auch im thermischen Verhalten der Wärmepumpe. Allerdings sind auch diese Ergebnisse nachvollziehbar: die Optimierung geht von einem geringeren Wärmebedarf aus, als er tatsächlich anfällt und betreibt die WP somit seltener, um diesen unterschätzten Bedarf zu decken. Dies führt über den Betrachtungszeitraum auch zu einer insgesamt geringeren Wärmemenge, die erzeugt wurde.

Ansonsten wird die Effizienz der WP deutlich besser, was zu einem recht deutlich reduzierten Strom- und Netzbezug führt. Durch die geringere Prädiktion erhöht sich die Flexibilität für die Optimierung in der Betriebsplanung der Wärmepumpe. Somit wird diese häufiger mit Eigenstrom und v.a. auch unter geringeren Drehzahlen betrieben. Also exakt der umgekehrte Fall im Vergleich zur Überschätzung des Wärmebedarfs. Die Ergebnisse passen somit sehr gut zur Funktionsweise der Optimierung und zeigen den Einfluss der vorhandenen (prognostizierten) Flexibilität. Eine Unter- oder Überschätzung dieser hat auch sichtbare Auswirkungen auf den Betrieb der WP.

Die deutlichste Abweichung zeigt sich allerdings in der Komfortverletzung und dies verdeutlicht die grundsätzliche Problematik bei einer Unterschätzung des Wärmebedarfs. Die geringere Erzeugung der Wärmepumpe führt zu einer deutlich ansteigenden Zahl von 45 Stunden, in denen der Mindestkomfort nicht gedeckt werden kann. Dieses Szenario würde dementsprechend das Risiko für (zu) geringe Innentemperaturen in der Heizperiode deutlich erhöhen.

Schlussfolgernd verdeutlicht sich also, dass eine Überschätzung des Wärmebedarfs als wenig problematisch angesehen werden kann. Die Optimierung verliert etwas an Flexibilität, was auch das Potential der Lastverschiebung reduziert, ansonsten sind aber mit der Ausnahme von leicht steigenden Kosten keine unmittelbaren Konsequenzen für die Bewohner zu erwarten. Anders verhält es sich bei einer merklichen Unterschätzung. Hier kann es durchaus zu Einbußen im Bereich des gewohnten und gewünschten Komforts kommen. Eine Konsequenz daraus könnte es sein, solche prädiktiven Optimierungssysteme mit einem Sicherheitszuschlag zu betreiben – so könnte der prognostizierte Wärmebedarf beispielsweise immer um einen gewissen Faktor erhöht werden. Damit würde man das Risiko einer Unterschätzung minimieren. Zur Dimensionierung des Faktors müssten weitere Untersuchungen angestellt werden, Werte im Bereich von 10-20 % könnten allerdings bereits ausreichend sein.

Darüber hinaus soll in Bezug auf den HWB allerdings auch angemerkt werden, dass dieser in erster Linie von der Qualität der prognostizierten Außentemperatur abhängt. Solare Gewinne über die Fensterflächen spielen zwar ebenfalls eine Rolle, diese sind in der Heizperiode und bei (wie in dieser Arbeit vorliegenden) Sonnenschutzverglasung allerdings als recht gering einzuordnen. Die Temperatur hat für die Transmissions- und Lüftungswärmeverluste einen bedeutend höheren Einfluss. Dies ist daher wichtig zu erwähnen, da die Temperatur in der Regel deutlich genauer in Wetterprognosen präzisiert werden kann als die genaue Solarstrahlung. Daher dürfte der HWB auch in der Realität

weniger starken Abweichungen zwischen Prognose und Realität ausgesetzt sein als die Vorhersage des PV-Stroms.

Für die genaue Prädiktion der Stromerzeugung aus der PV-Anlage würde beispielsweise der konkrete Verlauf der horizontalen Globalstrahlung benötigt werden. Gerade bei diesem Wert haben aber die externen Einflussgrößen einen sehr hohen Einfluss und lassen sich zudem nur sehr schwer vorhersagen. So kann bereits das Verdecken der Sonne über eine Wolke die Stromproduktion aus der Photovoltaik deutlich reduzieren, da damit die direkte Solarstrahlung deutlich abgeschwächt wird. Gerade an bewölkten Tagen, die v.a. in der betrachteten Heizperiode die Regel sind, spielt dieser Einfluss aber eine große Rolle. Im Vergleich zur Außentemperatur lassen sich Wolkenbewegungen nur schwer prognostizieren, gerade auch in den Zeitschritten von 6-12 h, die für die PV-Vorhersage in dieser Arbeit genutzt werden.

Daher wurde bei der Entwicklung der Optimierung ein anderer Ansatz gewählt, der nicht auf die genaue Vorhersage des PV-Stroms zurückgreift. Die Abfrage, die an entsprechender Stelle durchgeführt wird, dient lediglich einer allgemeinen Information darüber, ob überhaupt Strom aus der PV-Anlage in den nächsten 6 bzw. 12 Stunden zu erwarten ist. Dies bezieht sich also bei entsprechenden Tagen auf die konkrete Zeit des Sonnenaufgangs. Somit weiß die Optimierung lediglich, wann selbsterzeugter Strom anfällt, aber nicht wie viel. Daher wird diese Abfrage in der Optimierung auch lediglich in Kombination mit einem vollgeladenen Batteriespeicher relevant. Sind die elektrischen Kapazitäten ausgeschöpft und es wird Strom in den nächsten Stunden erzeugt, kann es durchaus sinnvoll sein, die Batterie gezielt mit der WP zu entladen, um Überschussstrom später somit wiederum speichern zu können.

Der positive Nebeneffekt dieses Ansatzes liegt darin, dass die Globalstrahlung und ihr Verlauf eben nicht konkret präzisiert werden müssen. Damit minimiert sich das Risiko einer falschen Vorhersage in Bezug auf die Solarstrahlung deutlich bzw. ist dieses nicht vorhanden. Andererseits könnte man mit einer zuverlässigen Prognose natürlich die Laufzeiten der WP auch noch effektiver verschieben. Dieses Potenzial ist aber gerade in den Monaten der Heizperiode stark von der Qualität der Prognose abhängig. Daher wurde im Ansatz dieser Arbeit darauf verzichtet, um die Optimierung auch robuster gegen ungenaue Prognosen zu gestalten – diese ist somit zum Großteil lediglich von der Vorhersage der Außentemperatur abhängig und diese ist in der Regel relativ zuverlässig. Die Ergebnisse dieses Kapitels zeigen dabei, dass lediglich bei einer deutlichen Unterschätzung des Wärmebedarfs mit Konsequenzen auf den thermischen Komfort zu rechnen ist. Das ließe sich mit einem Sicherheitszuschlag vermeiden, der die Flexibilität der Optimierung zwar etwas reduzieren, aber insgesamt dennoch zu ausschließlich positiven Effekten im Vergleich zum konventionellen Betrieb der WP führen würde.

8. Sensitivitätsanalyse

In Kapitel 8 wird die Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Dabei soll der Einfluss von verschiedenen Parametern auf die Ergebnisse und Potenziale der Optimierung dargestellt werden. Im ersten Teil des Kapitels wird das untersuchte Parameterfeld vorgestellt und im zweiten Teil die Ergebnisse analysiert.

8.1. Beschreibung des untersuchten Parameterfeldes

Nachdem die konkreten Szenarien analysiert wurden, soll der Effekt der entwickelten Optimierung nachfolgend über einen ganzheitlichen Vergleich der Ergebnisse mit der konventionellen Regelung abgebildet werden. Aus dem Aufbau der Optimierung ergibt sich aber eine sehr große Varianz bei der Dimensionierung der verschiedenen Modelle. Vordergründig zu nennen sind hierbei das Volumen des thermischen Speichers, die Kapazität der Haushalts- und der Autobatterie, die Anzahl der PV-Module und die Innentemperatur in den Ferienwohnungen. Die folgende Abbildung zeigt die möglichen Dimensionierungen, die nachfolgend auch erläutert werden.

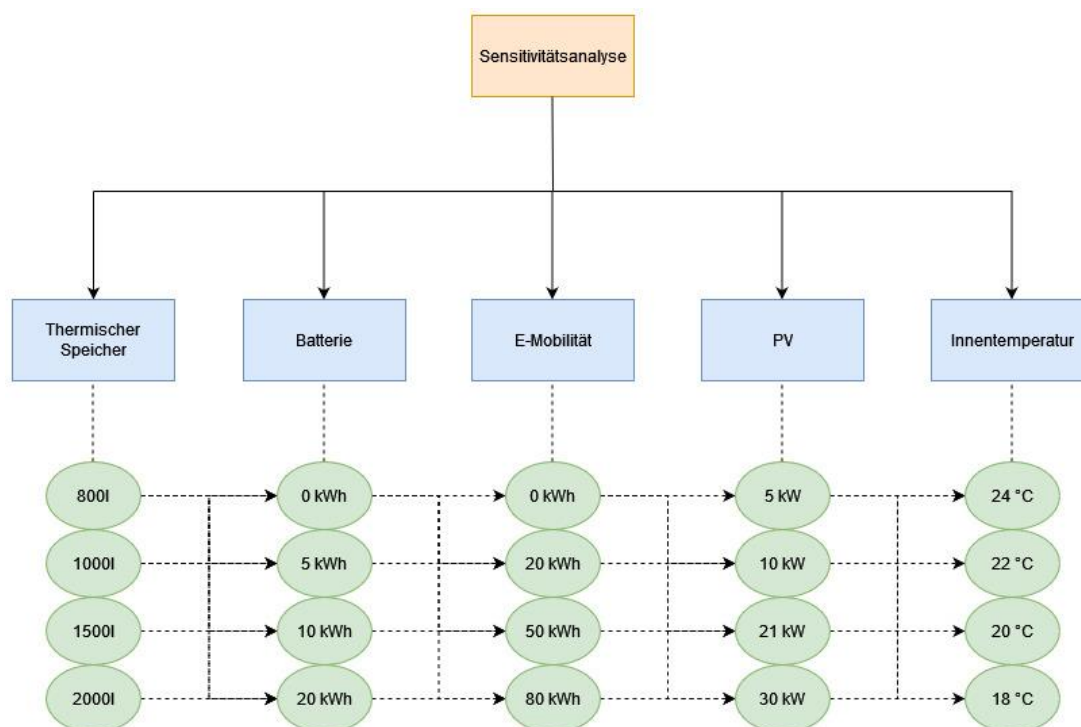


Abbildung 41: Schematischer Aufbau der Sensitivitätsanalyse

- Thermischer Speicher:

Der thermische Speicher und seine Dimensionierung haben einen wichtigen Einfluss auf die vorhandene thermische Kapazität im Gebäude und somit auch auf die Freiheiten bei der Betriebsplanung der Wärmepumpe. Ein großer Speicher kann bei vollständiger Beladung die Ferienwohnung ohne Betrieb der WP deutlich länger heizen als ein kleiner Speicher. Die vier gewählten Volumina entsprechen 800 l, 1000 l, 1500 l und 2000 l. Thermische Speicher, die größer als 2000 l sind, sind auf dem Markt eher selten erhältlich. Das liegt v.a. auch daran, dass solch

„überdimensionierte“ Speicher mit einer herkömmlichen Regelung über keine nennenswerten Vorteile verfügen. Viel mehr steigen dadurch die Wärmeverluste über die erhöhte Hüllfläche des Speichers. In Kombination mit einer prädiktiven Regelung bzw. Optimierung kann die erhöhte Flexibilität aber nicht nur die Netzunabhängigkeit der WP erhöhen, sondern über höhere Selbstnutzungsgrade auch finanzielle Vorteile für den Eigentümer mit sich bringen.

- Batterie:

Die Größe der Batterie gibt die maximale elektrische Kapazität an. Hierbei ist die Optimierung so aufgebaut, dass die Ergebnisse auch komplett ohne Haushaltsstromspeicher analysiert werden können, da diese heutzutage noch nicht flächendeckend in Wohngebäuden zu finden sind. Wird die Größe auf „0 kWh“ gesetzt, wird die Optimierung ohne den Einfluss eines Haushaltsstromspeichers simuliert. Die weiteren möglichen Größen zwischen 5 und 20 kWh geben klassische Batteriegrößen an, die in Haushalten genutzt und über den Markt erworben werden können.

- E-Mobilität:

Die Sensitivitätsanalyse bezüglich der E-Mobilität bezieht sich ebenfalls auf die vorhandene Kapazität der entsprechenden Batterie. Nicht in dieser Arbeit untersucht wird hingegen der Einfluss eines unterschiedlichen Nutzungsprofils (vgl. Kapitel 6.2.5) beim E-Auto. Analog zum Haushaltsstromspeicher kann auch hier ohne Nutzung eines E-Autos untersucht werden. Die Kapazitäten der Batterie weichen allerdings vom Haushaltsstromspeicher ab, da E-Autos in der Regel deutlich höhere Kapazitäten haben und diese auch für eine ausreichende Reichweite des Autos benötigen. Die Kapazität der Batterie ist hierbei stark abhängig vom gewählten Modell und der benötigten Reichweite. Die gewählte Kapazität zwischen 20 und 80 kWh stellt aber einen guten Durchschnitt dar, der sowohl kleinere E-Autos als auch größere Limousinen beinhaltet.

- PV:

Die Größe der PV-Anlage und somit auch die Anzahl der Module hat einen großen Einfluss auf die selbsterzeugte Strommenge. In diesem Fall ist es in der Optimierung nicht möglich, den Wert auf „0 kW“ einzustellen und somit ohne PV-Anlage zu rechnen. Der Titel der Arbeit bezieht sich auf die Optimierung von Energieflüssen. Diese Optimierung soll mit selbst-erzeugtem Strom durchgeführt werden. Dabei wird analysiert, ob die Selbstverbrauchsquote durch eine prädiktive und intelligente Regelung verbessert werden kann. Ohne PV-Anlage wäre eine Optimierung, wie die, die in dieser Arbeit vorgestellt wird, nicht sinnvoll umzusetzen. Ansonsten liegt die Spitzenleistung der Anlage zwischen 5 kWp und 30 kWp. Kurz erläutert werden muss dabei die etwas unpassend wirkende Größe von 21 kWp (statt 20 kWp) – dies ist auf die realen Gegebenheiten vor Ort zurückzuführen. Die installierte Leistung der PV-Anlage auf den Ferienwohnungen entspricht eben jenen 21 kWp und wurde daher zur Abbildung der realen Gegebenheiten auch in der Arbeit so umgesetzt. Kein Teil der Sensitivitätsanalyse sind dabei allerdings unterschiedliche Ausrichtungen und Neigungen der PV-Anlage. Dies würde die vorzunehmenden Simulationen weiter in die Höhe treiben und soll daher Bestandteil nachfolgender Untersuchungen sein.

- Innentemperatur:

Die Innentemperatur stellt einen ganz zentralen Faktor für den Wärmebedarf dar und ist darüber hinaus noch unheimlich nutzerabhängig. Ob ein Bewohner bzw. eine Bewohnerin in der Heizperiode Innentemperaturen von 24 °C wünscht oder eventuell auch bereits mit 20 °C zufrieden ist, hängt mit dem thermischen Empfinden zusammen und lässt sich daher nicht präzisieren. Da die Ferienwohnungen allerdings in einem sehr guten thermischen Zustand sind,

macht es für den tatsächlichen Wärmebedarf einen sehr großen Unterschied. Daher sollen in der Sensitivitätsanalyse verschiedene Innentemperaturen und ihr Einfluss auf die Laufzeit und den Energiebedarf der Wärmepumpe analysiert werden. Der Rahmen umfasst dabei bereits geringere Temperaturen von 18 °C bis zu recht warmen 24 °C.

8.2. Auswertung Sensitivitätsanalyse

In Kapitel 8.1 wird die Sensitivitätsanalyse durchgeführt und somit ausgewertet, wie unterschiedliche Randbedingungen und Dimensionierungen der Modelle die Ergebnisse und die Effizienz der Optimierung beeinflussen. Die verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten wurden bereits im vorherigen Abschnitt bzw. in Abbildung 41 erläutert. Insgesamt ergeben sich 1024 verschiedene Kombinationsmöglichkeiten. Diese wurden sowohl für die Optimierung, aber auch für die Referenzszenarien simuliert. Das primäre Auswertungskriterium in diesem Kapitel bezieht sich dabei auf die Reduzierung des Netzbezugs durch die Optimierung im Vergleich mit der Referenz. Ein verringerter Netzbezug stellt dabei sowohl für den Netzbetreiber ein potenziell positives Szenario dar, da Spitzenlasten reduziert werden können, als auch für den Gebäudeeigentümer, der wirtschaftliche Vorteile erzielen kann.

In einem ersten Schritt werden alle Simulationen im Gesamten analysiert, anschließend wird spezifisch auf den Einfluss der verschiedenen Flexibilitäten eingegangen (Thermischer Speicher, Haushaltsstromspeicher, E-Mobilität). Auch eine unterschiedliche Dimensionierung der PV-Anlage wird detailliert untersucht. Die folgenden beiden Abbildungen zeigen die Reduzierung des Netzbezugs durch die Optimierung, sowohl absolut [in kWh] als auch prozentual.

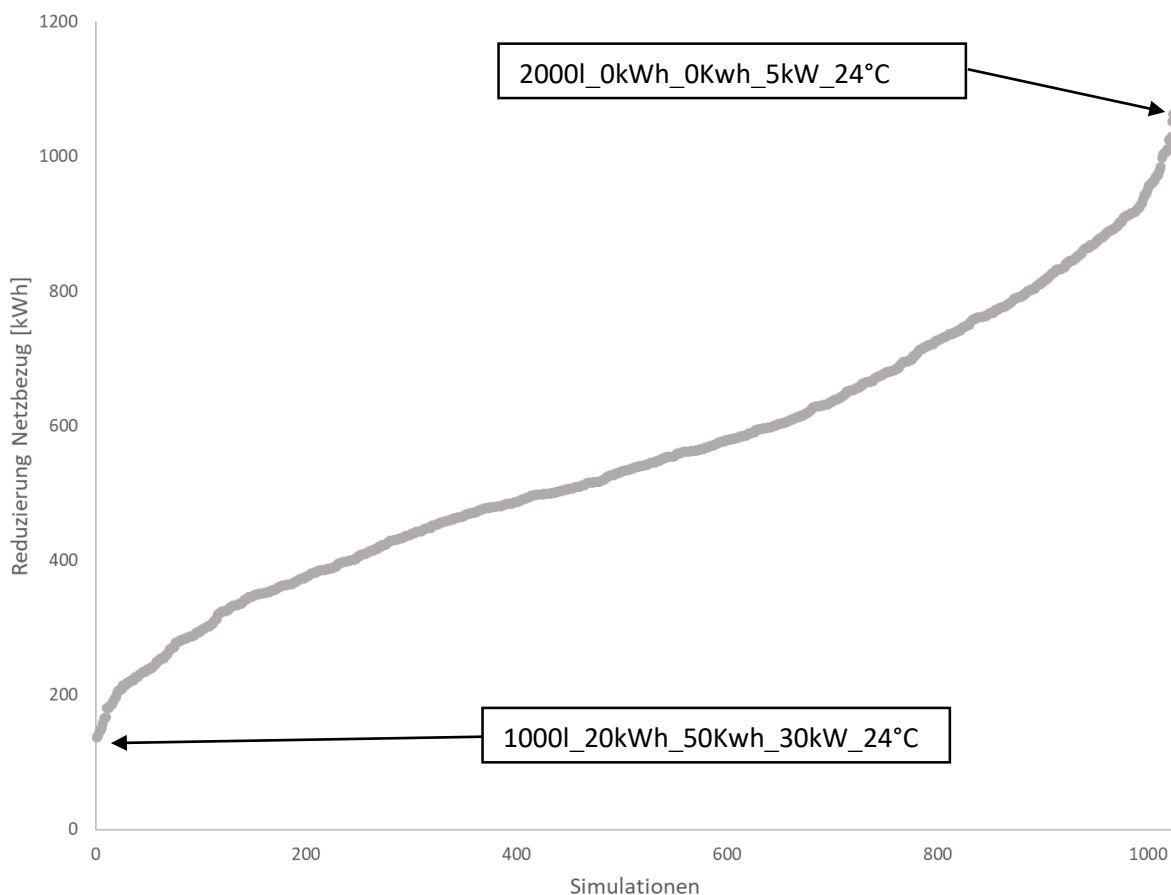


Abbildung 42: Absolute Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh

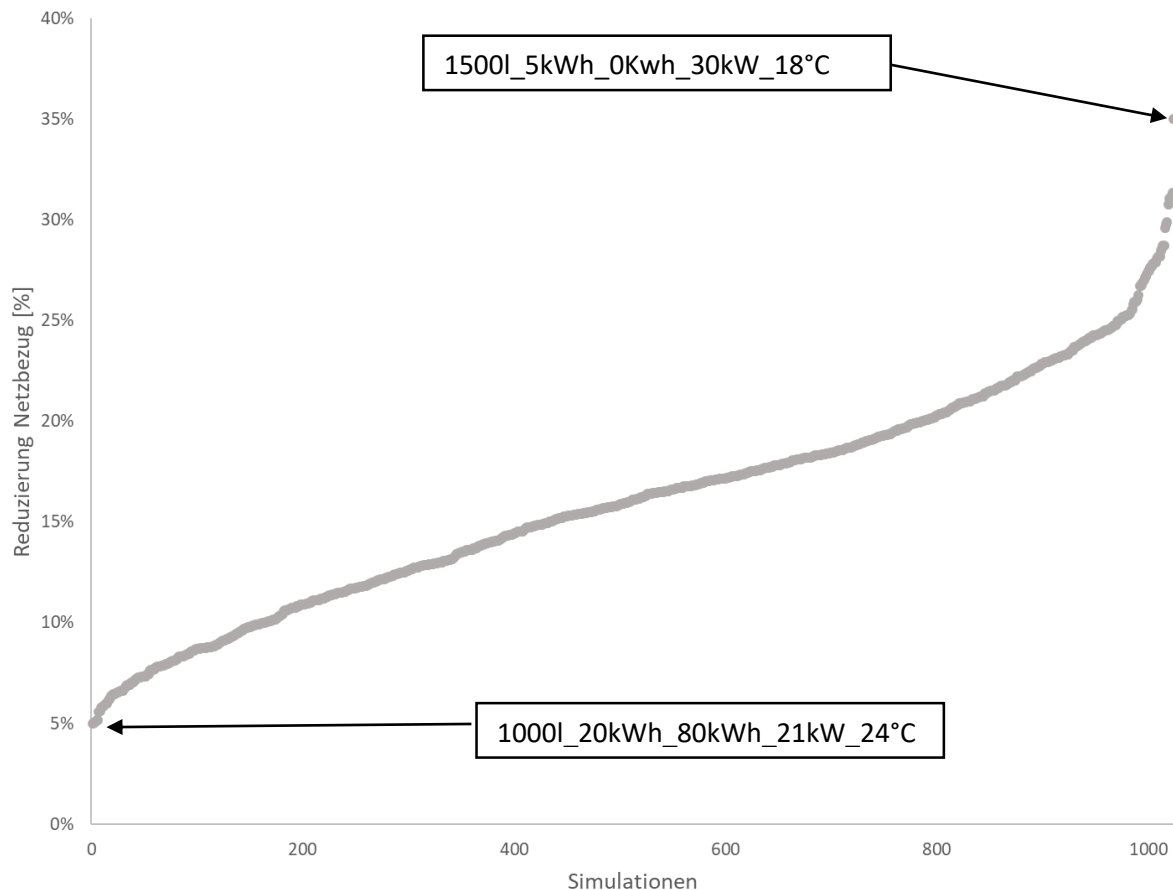


Abbildung 43: Prozentuale Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz

Auf der x-Achse sind die jeweiligen Simulationen angegeben. Wie bereits erwähnt, umfasst die Sensitivitätsanalyse insgesamt 1024 Varianten, diese wurden aufsteigend nach der absoluten bzw. prozentualen Reduzierung des Netzbezugs sortiert. Als erste wichtige Erkenntnis aus beiden Abbildungen lässt sich ableiten, dass sich in allen untersuchten Varianten durch die prädiktive Optimierung eine Reduzierung des Netzbezugs realisieren lässt. Unabhängig von der gewählten Variante sind also ausschließlich Verbesserungen durch die Optimierung auf Simulationsebene feststellbar. Darüber hinaus zeigen sich aber auch deutliche Unterschiede in der Effizienz – die Einsparungen reichen absolut von lediglich etwa 140 kWh bis auf über 1000 kWh in den untersuchten Szenarien. Bezieht man die Betrachtung auf die prozentuale Reduzierung, liegen die Werte im Bereich von minimal 5 % und maximal 35 %. Als Mittelwert aus der gesamten Sensitivitätsanalyse ergeben sich Einsparungen im Netzbezug von etwa 555 kWh bzw. 16 %. Dies verdeutlicht das grundsätzliche Potenzial der entwickelten Optimierung, verfügbare Flexibilität zu nutzen und damit effektiv den Netzbezug des Gebäudekomplexes zu reduzieren.

Weiterhin soll in beiden Varianten genauer betrachtet werden, welche Varianten besonders effektiv abgeschnitten haben bzw. auch in welchen Szenarien die erzielten Einsparungen minimal waren. Dafür wurden in den Abbildungen jeweils die beste und die schwächste Variante markiert und entsprechend beschriftet. Der Code gibt dabei zuerst die thermische Speichergröße an, dann den Haushaltsstromspeicher, das E-Auto, die Größe der PV-Anlage und die betrachtete Innentemperatur.

Bei der absoluten Betrachtung der Reduzierung des Netzbezugs zeigt sich, dass die effektivste Variante eine solche ist, in der keine elektrischen Speicher zur Verfügung stehen. Dafür ist der thermische Speicher maximal dimensioniert und die höchste Innentemperatur wird betrachtet, bei einer klein dimensionierten PV-Anlage. Auf den ersten Blick mag es überraschend wirken, dass die höchsten

Einsparungen in einem Szenario auftreten, in dem keine elektrische Speicherkapazität zur Verfügung steht. Dabei muss aber immer bedacht werden, dass es in der Auswertung nicht um die grundsätzlich beste Variante der Optimierung geht, sondern um den direkten Vergleich zur Referenz. Und im Vergleich ist das Einsparpotenzial besonders dann entsprechend hoch, wenn der Netzbezug der Referenzvariante bereits sehr hoch ist.

Im konkreten Szenario gibt es eine vergleichsweise geringe Stromerzeugung aus der PV-Anlage und einen maximalen Wärmebedarf aus der hohen Innentemperatur. Gerade in diesem Szenario, in dem die Wärmepumpe in der Referenzvariante häufig über den Netzbezug betrieben wird, bietet sich für die Optimierung ein großes Potenzial, den Betrieb der WP einerseits in PV-Zeiten zu verschieben und den Speicher dann entsprechend vollzuladen, andererseits aber auch die Drehzahl zu optimieren und damit den Strombedarf zu reduzieren. Gerade in einer Variante ohne elektrische Speichermedien ist eine Vorhersage des Wärmebedarfs mit entsprechender Betriebsplanung der Wärmepumpe sehr effizient.

Bezieht man sich auf die prozentualen Einsparungen, stellt eine andere Variante die maximalen Einsparungen dar, die Erkenntnisse sind allerdings ähnlich. Auch in diesem Szenario sind die elektrischen Speicher sehr klein dimensioniert, es steht lediglich ein Haushaltsstromspeicher mit 5 kWh zur Verfügung. Darüber hinaus beinhaltet die Variante die größte PV-Leistung, die minimale Innentemperatur und einen groß dimensionierten thermischen Speicher. Also ebenfalls eine Variante mit geringen elektrischen Flexibilitätsoptionen. Dafür bietet die geringe Innentemperatur und der daraus resultierende minimale Wärmebedarf ebenso wie die große PV-Anlage maximale Möglichkeiten für die Optimierung, den Betrieb der Wärmepumpe in Zeiten zu verschieben, in denen kein Netzbezug nötig ist. Dies führt im Vergleich zur Referenz zu prozentualen Einsparungen von 35 %.

Die Frage, die sich in Bezug auf prozentuale Betrachtung womöglich stellt, ist die Tatsache, dass der thermische Speicher in der Variante 1500 l beträgt und nicht 2000 l. Eigentlich würde man die besten Ergebnisse bei dem größten thermischen Speicher erwarten. Die entsprechend identische Variante mit 2000 l liegt allerdings mit Einsparungen von 31 % nur geringfügig unterhalb. Auch hier muss nochmal darauf hingewiesen werden, dass sich die Betrachtung immer auf den Vergleich zur Referenz bezieht und nicht auf das allgemein beste Optimierungsszenario. In der Definition der Ferienwohnungen wurde eine Nachtabsenkung definiert, in der dann v.a. in den Morgenstunden Wärmebedarf anfällt, um die Apartments auf die gewünschte Innentemperatur zu bringen. Gerade bei einem 2000 l Speicher und einer geringen Innentemperatur von 18 °C besteht somit durchaus die Möglichkeit, dass in der Referenz der Strombezug der Wärmepumpe somit etwas häufiger ebenfalls durch die PV-Anlage gedeckt werden konnte und das Optimierungspotenzial daher etwas reduziert ist.

Schaut man sich die beiden Minimal-Szenarien an, zeigt sich die bereits im vorherigen Kapitel angesprochene Limitation der Optimierung bei insgesamt groß dimensionierten elektrischen Speichern. In beiden Varianten steht der größte betrachtete Haushaltsstromspeicher zur Verfügung. Dazu ein E-Auto, das ebenfalls über 50 kWh bzw. 80 kWh verfügt und eine jeweils sehr groß dimensionierte PV-Anlage. Auf der thermischen Seite steht dann der höchste Bedarf einem eher (in dieser Betrachtung) kleineren thermischen Speicher gegenüber. Somit für die Optimierung eine begrenzte thermische Flexibilität und eine Referenzvariante, die bereits gute Chancen hat, auf einen elektrischen Speicher zurückgreifen zu können, der durch die sehr große PV-Anlage in den Tagesstunden gut geladen werden kann. Schaut man sich die konkreten Ergebnisse des Referenzszenarios für 1000l_20kWh_50kWh-30kW_24°C an, so zeigt sich, dass die WP dort bereits lediglich 19 % ihres Strombedarfs aus dem Netz bezieht, die übrigen 81 % werden über PV, Batterie oder E-Auto gedeckt. Somit begrenzt sich das Potenzial der Optimierung, diese 19 % noch weiter zu

reduzieren, deutlich. Dennoch ist auch in dieser Variante immerhin noch eine Reduzierung des Netzbezugs von knapp 140 kWh erreichbar.

Nachfolgend soll innerhalb der Sensitivitätsanalyse auch gezielt auf die unterschiedlichen Speicherkapazitäten und ihren Einfluss auf die Ergebnisse eingegangen werden. In einem ersten Schritt wird der Einfluss der thermischen Speichergrößen analysiert.

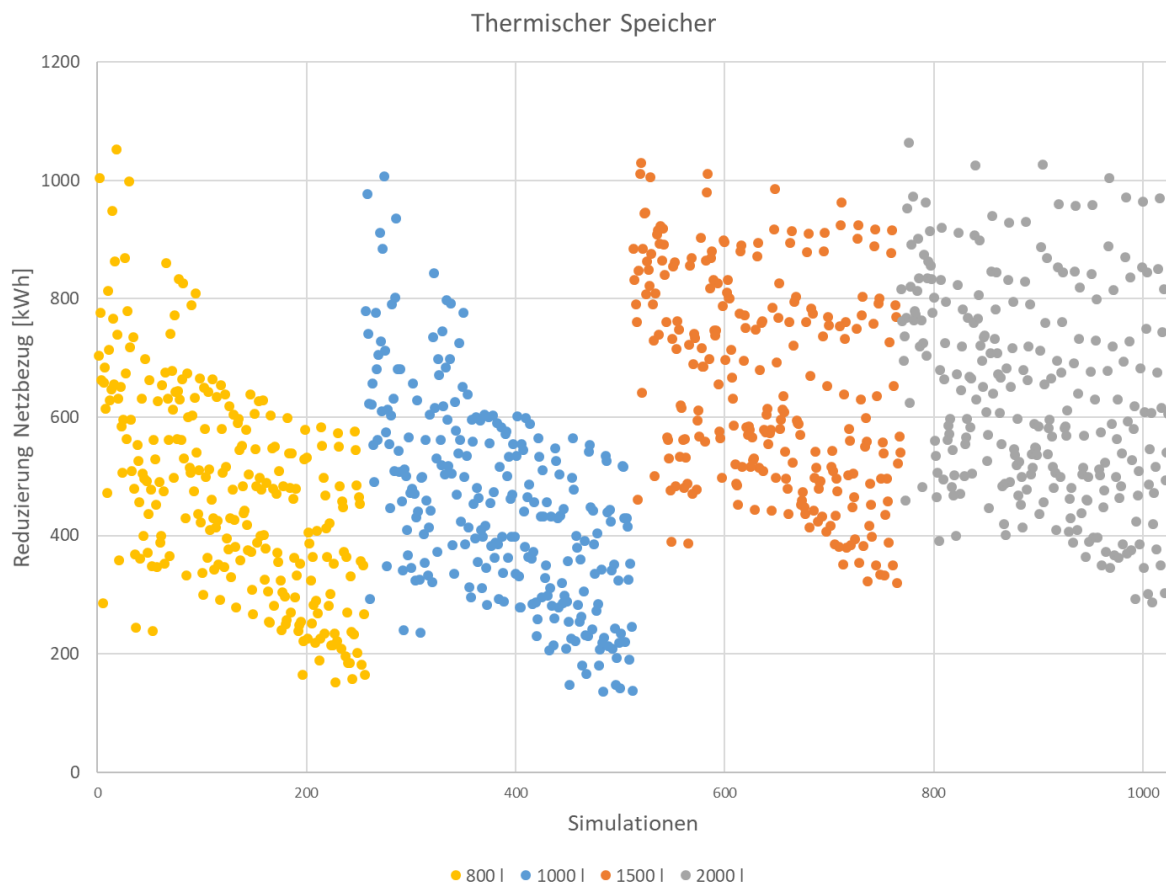


Abbildung 44: Absolute Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche thermische Speichervolumen

Die Abbildung zeigt erneut die absolute Reduzierung des Netzbezugs für alle 1024 Varianten – dieses Mal aber aufgeteilt auf die verschiedenen Speichergrößen zwischen 800 l und 2000 l. Die x-Achse zeigt in der Betrachtung die verschiedenen Varianten, auf der y-Achse ist die Reduzierung des Netzbezugs aufgetragen. Die thermischen Speichergrößen werden dabei von links nach rechts aufsteigend dargestellt, jede Variante umfasst 256 Ergebnisse.

Allerdings zeigen sich auch innerhalb einer Variante unterschiedliche Werte von links nach rechts – v.a. in den Betrachtungen mit 800 l und 1000 l. Dies liegt an der Dimensionierung der anderen Modelle, hauptsächlich des Haushaltsstromspeichers und der E-Mobilität, die von links nach rechts ebenfalls kontinuierlich größer ausgelegt werden. Im linken Bereich einer Datenwolke sind also weder Haushaltsstromspeicher noch E-Auto vorhanden, im rechten Bereich sind beide maximal dimensioniert.

Auf den ersten Blick zeigt sich das erwartete Ergebnis: umso größer die thermische Speicherkapazität, desto mehr Flexibilität hat die Optimierung und kann daher den Netzbezug effizienter reduzieren. So liegt die mittlere Einsparung bei einem 1500 l Speicher bei etwa 660 kWh im Vergleich zur Referenz

und bei 800 l bei etwa 475 kWh. Prozentual gesehen liegen die mittleren Einsparungen bei 19 % bzw. 14 %. Dies verdeutlicht, dass große und (für standardmäßig geregelte WPs) überdimensionierte thermische Speicher in Kombination mit der prädiktiven Optimierung durchaus Vorteile mit sich bringen können. Das höhere Volumen vergrößert die vorhandene Kapazität und kann dementsprechend dazu führen, dass der Strombezug der Wärmepumpe seltener aus dem Netz gedeckt werden muss.

Dennoch zeigt sich bei genauer Betrachtung, dass bei den Spitzenwerten auch Varianten mit kleineren Speichergrößen auftauchen. Dies trifft v.a. auf die Varianten zu, in denen die elektrische Speicherkapazität sehr gering ist. Wie oben erwähnt, steigt diese Kapazität innerhalb einer Speichergröße immer von links nach rechts an. Ist in der Referenzbetrachtung nur ein kleiner thermischer Speicher vorhanden und zusätzlich stehen nur geringe elektrische Speicherkapazitäten zur Verfügung, besteht eine große Wahrscheinlichkeit, dass beim Betrieb der Wärmepumpe häufig auf Netzbezug zurückgegriffen werden muss. Dies führt in der Referenz insgesamt auch zu einem hohen Netzbezug und somit zu einem großen absoluten Einsparpotenzial für die Optimierung. Steigt die elektrische Speicherkapazität, muss auch in der Referenz seltener auf Netzbezug zurückgegriffen werden und das Optimierungspotenzial für absolute Einsparungen nimmt ab. Bei steigendem thermischen Speichervolumen nimmt dieser Effekt etwas ab, da die Wärmepumpe bei einer hohen Wärmekapazität generell sehr effizient betrieben werden kann – gerade auch durch die entwickelte Drehzahloptimierung. Dennoch liegen auch bei großen Speichervolumen die rechten Werte innerhalb einer Betrachtung tendenziell etwas niedriger als die entsprechenden Werte im linken Bereich.

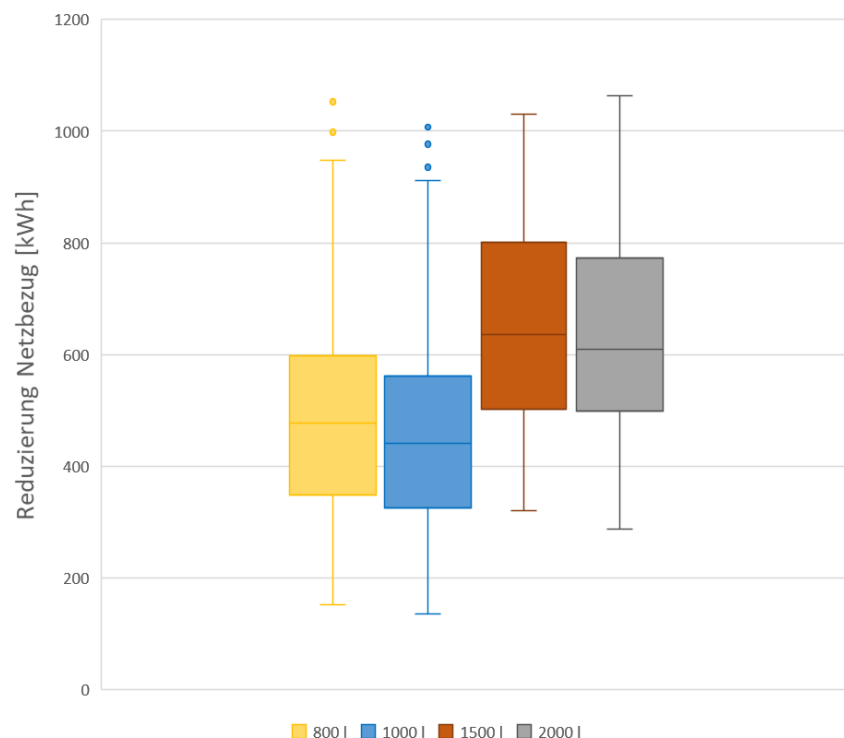


Abbildung 45: Boxplot-Diagramm zur absoluten Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche thermische Speichergrößen zwischen 800 l und 2000 l

Die oben aufgeführten Erkenntnisse werden auch durch das Boxplot-Diagramm bestätigt – größere Speichervolumen tragen im Schnitt auch zu höheren Reduzierungen des Netzbezugs bei. Darüber hinaus zeigt sich aber auch, dass eine größere Dimensionierung als 1500 l nicht notwendig erscheint

bzw. keine weiteren Verbesserungen erzielt. Die betrachteten Ferienwohnungen sind in einem thermisch sehr guten Zustand und der Wärmebedarf ist recht gering. Dementsprechend ist ein 1500 l Speicher bereits ausreichend groß dimensioniert, um den Betrieb der WP zu optimieren und eine größere Auslegung verspricht keine zusätzlichen Einsparpotenziale.

Nachfolgend werden die entsprechenden Untersuchungen auch für den Haushaltsstromspeicher durchgeführt.

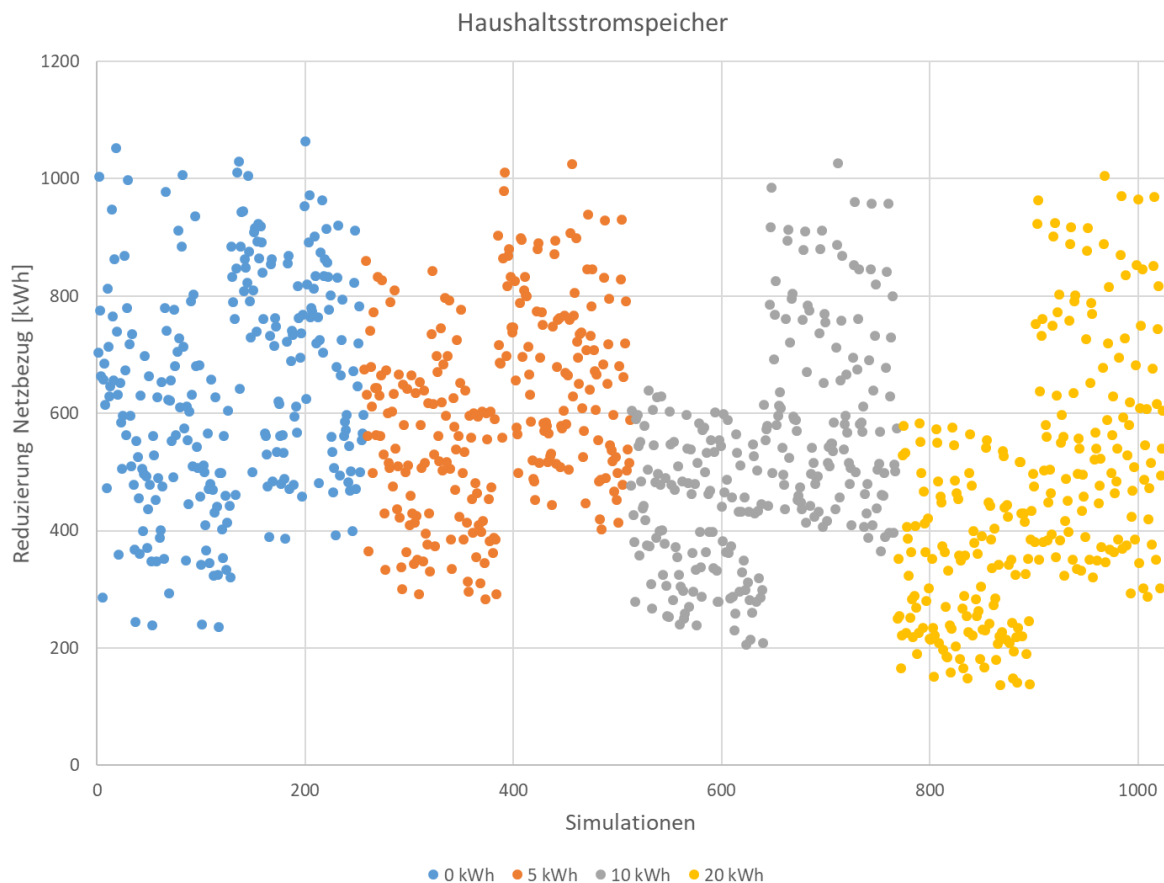


Abbildung 46: Absolute Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Speicherkapazitäten des Haushaltsstromspeichers

Beim Haushaltsstromspeicher zeigt sich recht deutlich, dass eine größere Dimensionierung nicht automatisch auch zu höheren absoluten Einsparungen im Netzbezug führt. Dies passt auch zu den bisher bereits durchgeführten Analysen innerhalb des Ergebnis-Teils der Arbeit. Bei den absoluten Einsparungen liegen die maximalen mittleren Werte bei etwa 645 kWh (kein Haushaltsstromspeicher) und die minimalen bei etwa 450 kWh (20 kWh Kapazität). Der Grund dafür, dass die höheren Einsparungen innerhalb einer Kategorie immer im rechten Bereich auftreten, liegt daran, dass in dieser Betrachtung nach aufsteigendem thermischen Speichervolumen (von 800 l links nach 2000 l rechts) sortiert wurde.

Bei der Betrachtung des Haushaltsstromspeichers lohnt sich allerdings auch ein separater Blick auf die prozentualen Einsparungen, die nachfolgend abgebildet werden. Beim thermischen Speicher wurde darauf verzichtet, da die Erkenntnisse nicht von den absoluten Einsparungen abweichen.

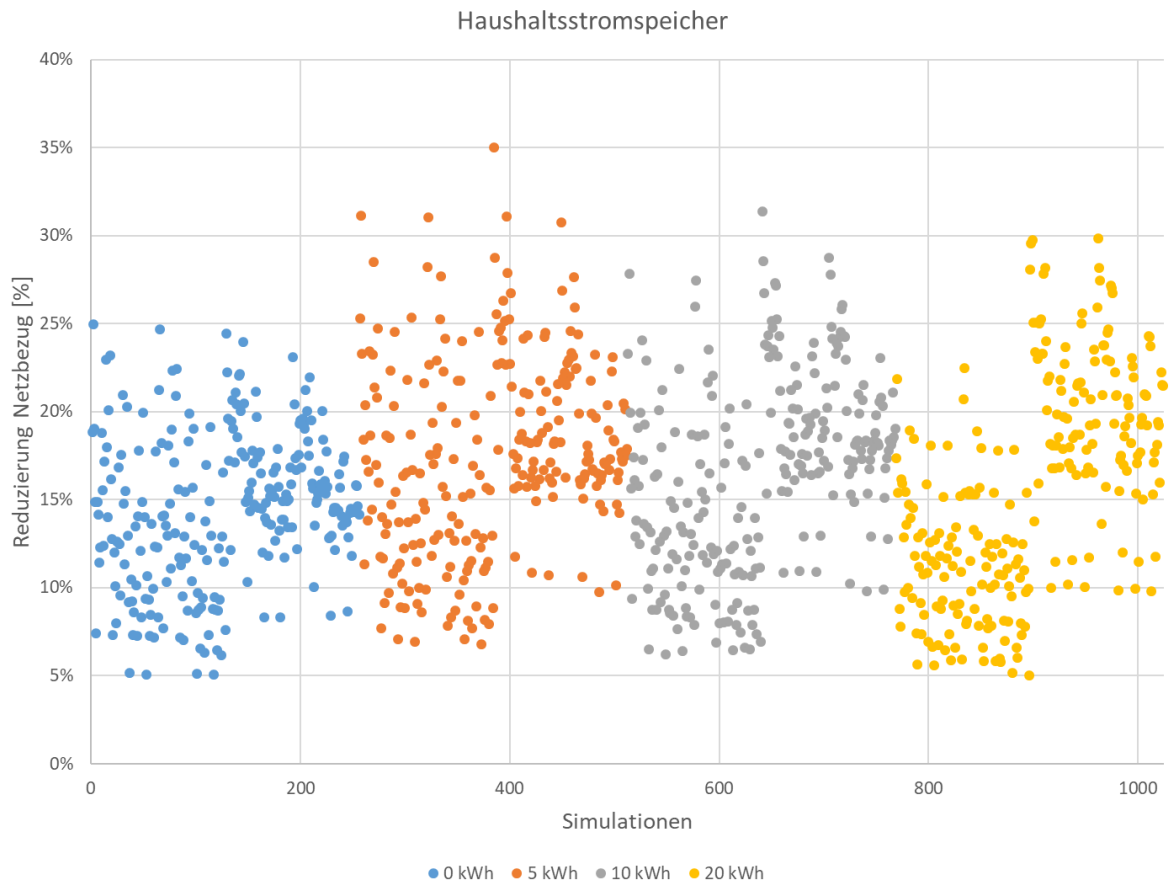


Abbildung 47: Prozentuale Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz - bezogen auf unterschiedliche Speicherkapazitäten des Haushaltsstromspeichers

Bei der prozentualen Reduzierung des Netzbezugs zeigt sich ein durchaus verändertes Bild. Hier liegen die optimalen Ergebnisse im Bereich eines Haushaltsstromspeichers mit 5 kWh Kapazität. Allgemein treten bei keiner vorhandenen Batterie prozentual die geringsten Verbesserungen auf. Konkret liegen die durchschnittlichen Einsparungen zwischen 18 % bei 5 kWh und 14 % bei 0 kWh.

Die Unterschiede zur absoluten Abweichung liegen in der Dimension des Netzbezugs. Stehen keinerlei elektrische Speicher zur Verfügung, ist der Netzbezug in der Referenzvariante sehr hoch. Wenn die WP betrieben wird, können höchstens direkt erzeugter PV-Strom oder das E-Auto zur Verfügung stehen. Dies ist innerhalb der Heizperiode aber nicht oft gegeben. Diese großen Werte können anschließend von der Optimierung absolut gesehen stark abgesenkt werden – teilweise um über 1000 kWh. Der prozentuale Wert bezieht sich aber natürlich immer auf den Ausgangszustand und ist demnach bei Varianten, in denen die Referenzsimulation bereits einen geringeren Netzbezug aufweist, stärker ausgeprägt. Am Beispiel des Haushaltsstromspeichers lässt sich dies ganz gut darstellen. Die Erkenntnisse werden auch von den jeweiligen Boxplot-Diagrammen zur absoluten und prozentualen Reduzierung des Netzbezugs nochmals verdeutlicht.

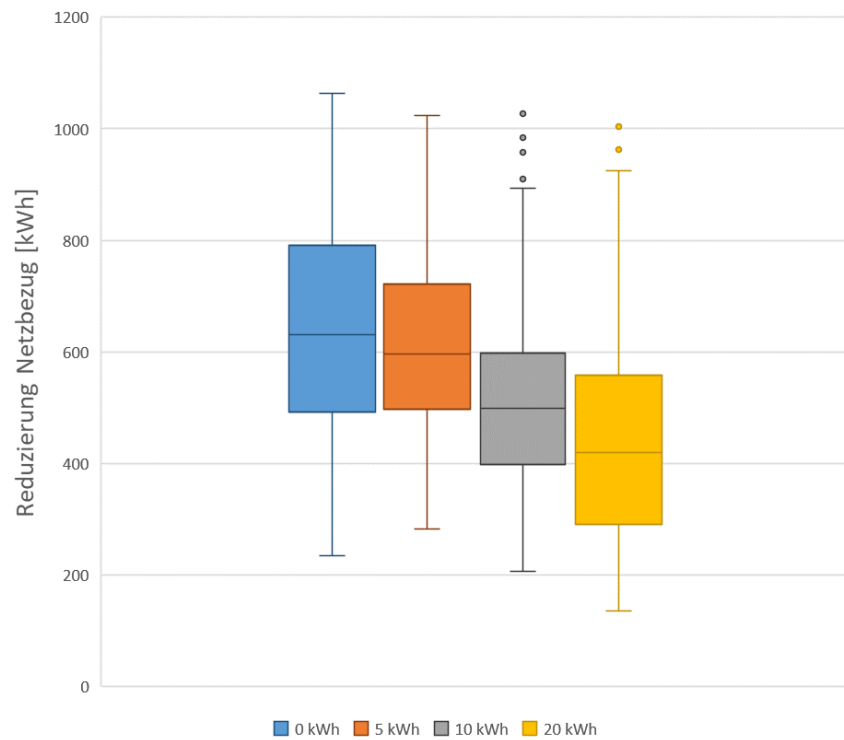


Abbildung 48: Boxplot-Diagramm zur absoluten Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Speicherkapazitäten des Haushaltsstromspeichers

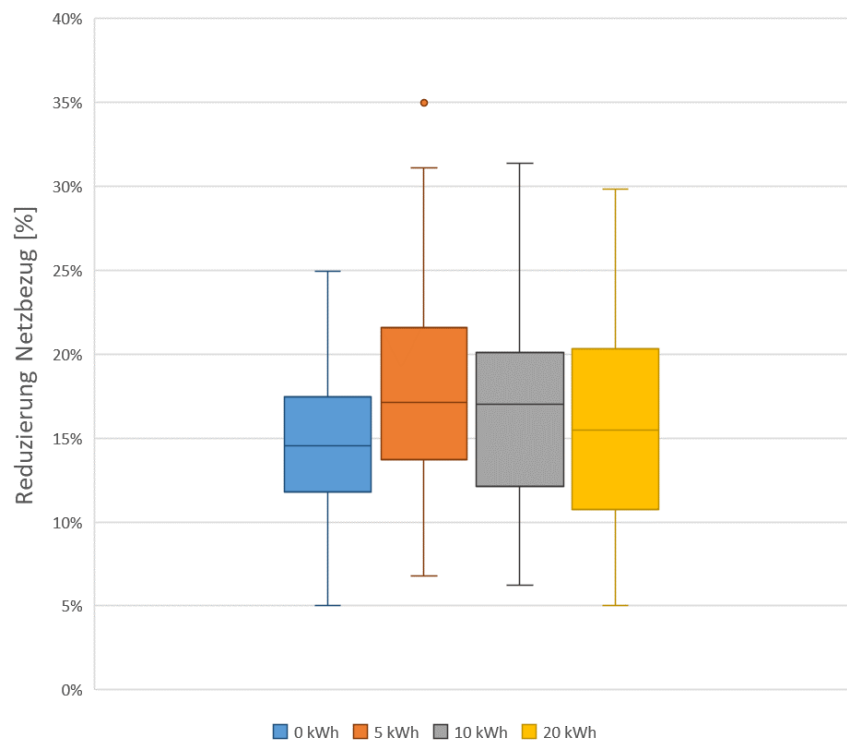


Abbildung 49: Boxplot-Diagramm zur prozentualen Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Speicherkapazitäten des Haushaltsstromspeichers

Abschließend fehlt in Bezug auf die vorhandene Flexibilität noch eine Betrachtung der E-Mobilität.

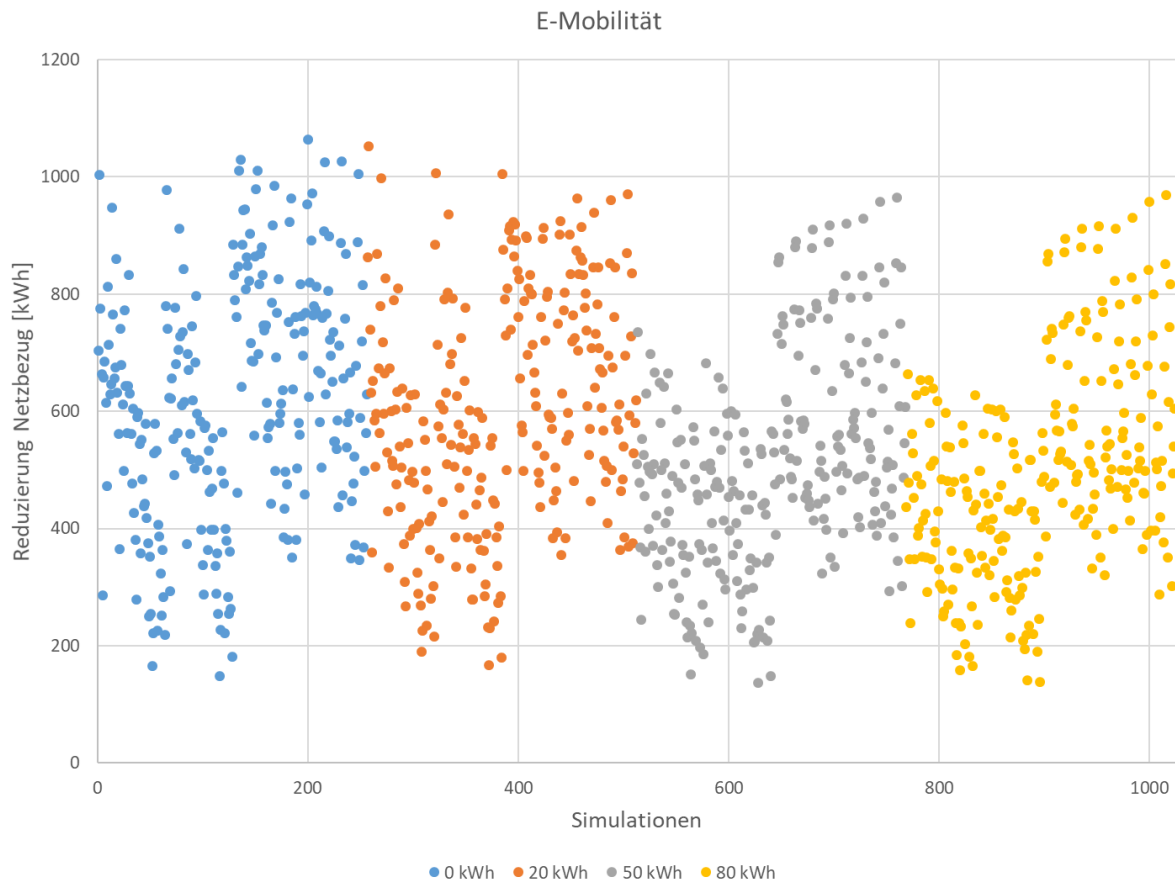


Abbildung 50: Absolute Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Speicherkapazitäten der E-Mobilität

Die absolute Reduzierung des Netzbezugs fällt sehr ähnlich zur vorherigen Betrachtung des Haushaltsstromspeichers aus. Die absoluten Einsparungen nehmen mit größer dimensionierter E-Batterie ab. Die maximale mittlere Reduzierung liegt bei 615 kWh (0 kWh), die minimale bei 495 kWh (80 kWh). Auch hier liegen die größten Einsparungen innerhalb einer Betrachtung tendenziell im rechten Bereich, da nach aufsteigendem thermischen Speichervolumen sortiert wurde. Zusätzlich wird nachfolgend ebenfalls die prozentuale Verbesserung aufgezeigt.

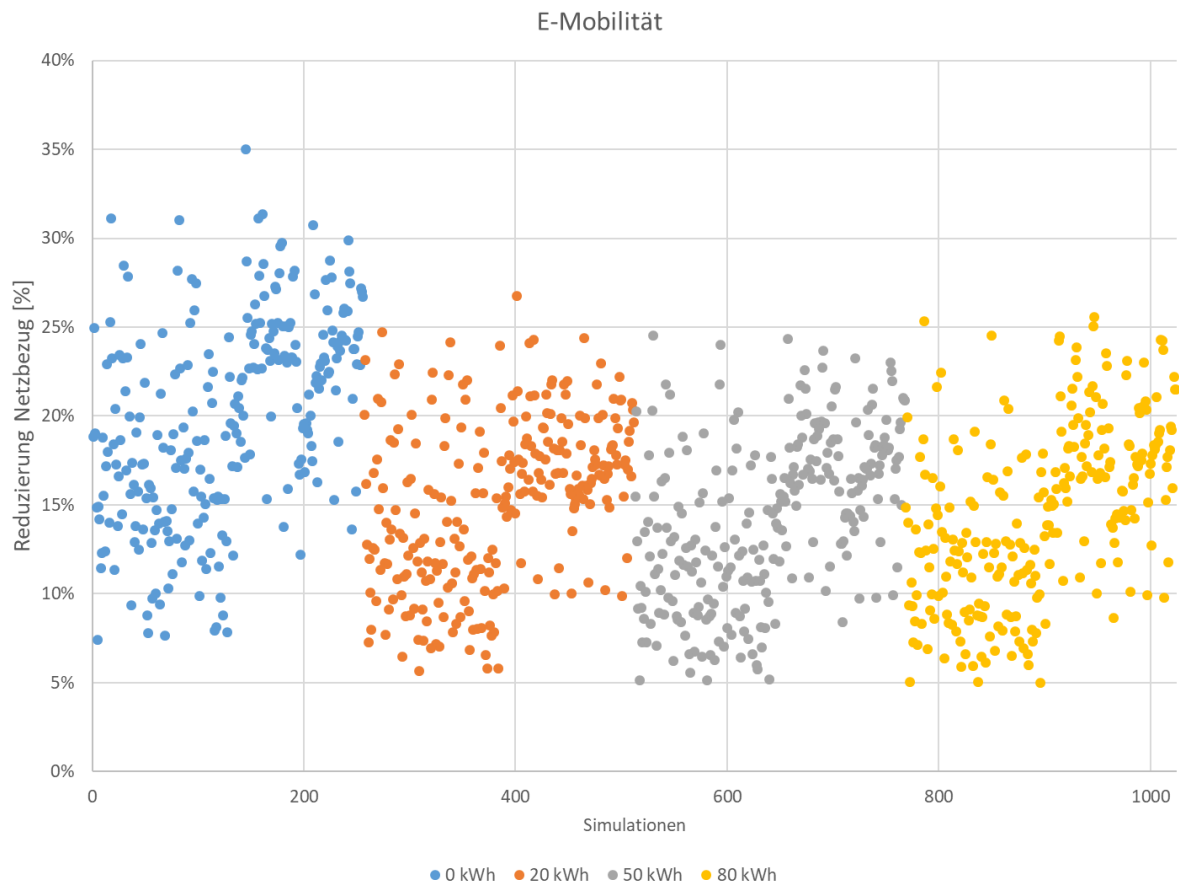


Abbildung 51: Prozentuale Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz - bezogen auf unterschiedliche Speicherkapazitäten der E-Batterie

Hier zeigt sich allerdings ein deutlicher Unterschied zum Haushaltsstromspeicher. Prozentual treten die höchsten Einsparungen recht deutlich dann auf, wenn überhaupt keine Kapazität und demnach auch kein E-Auto zur Verfügung steht. Konkret beziehen sich die 30 effektivsten Varianten in Bezug auf die prozentuale Einsparung alle auf ein Szenario ohne E-Auto.

Um dies zu erklären, ist es von zentraler Wichtigkeit nochmal zu erläutern, dass ein E-Auto durch das bidirektionale Laden nicht nur eine zusätzliche Flexibilitätsoption beim Entladen darstellt, sondern in erster Linie auch eine Last und einen großen Stromverbraucher. Wie in Kapitel 6.2.5 erläutert, folgt das Auto einem festgelegten Schedule und kann innerhalb der Betrachtung in dieser Arbeit nur zu Hause geladen werden. Wenn man also das Szenario mit 0 kWh – also ohne E-Auto – mit allen anderen vergleicht, dann liegt der wichtigste Unterschied erstmal darin, dass keine zusätzliche elektrische Last vorhanden ist. Die Last des E-Autos ist dabei in Referenz und Optimierung grundsätzlich gleich: das Auto muss immer am Wohnort mit ausreichender Kapazität geladen werden, dass bei der nächsten Nutzung mindestens 100 km Reichweite vorhanden sind.

Daraus folgt, dass in allen Simulationen mit E-Auto der allgemeine Strombedarf des Gebäudes deutlich höher ist. Folglich haben die Varianten auch im Referenzszenario einen höheren Netzbezug, um diesen Bedarf zu decken. Der Ausgangswert ist in diesen Fällen also deutlich höher und somit ergeben sich geringere prozentuale Einsparungen, obwohl eine höhere Flexibilität vorhanden ist. Dies liegt aber nicht an der Optimierung, sondern an höheren elektrischen Lasten und wird auch durch das nachfolgende Boxplot-Diagramm nochmal in Bezug auf die prozentuale Einsparung veranschaulicht.

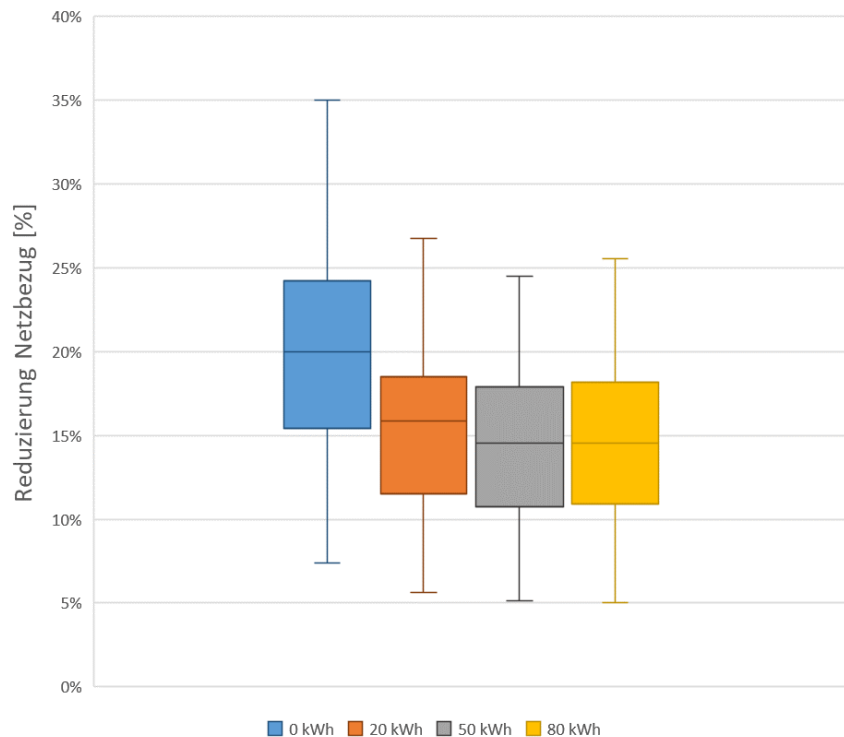


Abbildung 52: Boxplot-Diagramm zur prozentualen Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz - bezogen auf unterschiedliche Speicherkapazitäten der E-Batterie

Weitere Auswertungen zur Sensitivitätsanalyse, dabei v.a. der Einfluss der PV-Leistung und der Innentemperatur, können dem Anhang entnommen werden. Die Erkenntnisse weichen dabei aber nicht von den vorherigen Betrachtungen ab. So wird der Netzbezug der Referenzvariante bei steigender PV-Leistung geringer, dadurch aber die prozentualen Einsparpotenziale der Optimierung größer. Absolut gesehen lassen sich die größten Einsparungen hingegen bei kleiner PV-Leistung erzielen, da dort eben der höchste Netzbezug in der Referenz vorhanden ist.

Schlussfolgernd lassen sich aus der Sensitivitätsanalyse folgende Erkenntnisse ziehen:

- In allen untersuchten Varianten wird durch die Optimierung eine Verbesserung erzeugt. Die Reduzierung des Netzbezugs liegt zwischen etwa 140 kWh und 1065 kWh bzw. zwischen 5 % und 35 %. Die mittlere Einsparung liegt bei 555 kWh bzw. 16 %. Die entwickelte Optimierung eignet sich somit zur Reduzierung des Netzbezugs und kann potenziell sowohl für Netzbetreiber als auch für Eigentümer Vorteile bringen.
- In Bezug auf das Potenzial der Optimierung lässt sich lediglich beim thermischen Speicher darauf schließen, dass eine größere Dimensionierung auch zu höheren Einsparungen führt. Durch eine steigende thermische Speicherkapazität lässt sich über die Prädiktion des Wärmebedarfs der Betrieb der WP effektiver verschieben. Damit lassen sich sowohl absolut als auch prozentual im Schnitt die besten Ergebnisse mit Speichervolumen zwischen 1500 l und 2000 l erzeugen. Bei größeren Speichern liegen die Ergebnisse durchschnittlich bei 645 kWh bzw. 18 % im Vergleich zu 460 kWh und 13 % bei kleineren Speichern. Dies kann zukünftig ein Argument für größer dimensionierte Speichersysteme darstellen.
- Beim Haushaltsstromspeicher führt eine größere Dimensionierung nicht auch gleichbedeutend zu stärkeren Reduzierungen im Netzbezug. Absolut gesehen lassen sich die größten Einsparungen in Simulationen ohne oder mit kleiner Batterie (5 kWh) erzielen. In

diesen Varianten ist der Netzbezug der Referenzsimulation hoch und somit ergeben sich entsprechend große Potenziale, diesen über eine prädiktive Optimierung zu reduzieren. Prozentual lassen sich die besten Ergebnisse mit einer Kapazität von 5 kWh erzielen. Ist die Batterie sehr groß dimensioniert (20 kWh), besteht auch in der Referenzsimulation eine gute Chance, den Bedarf ohne Netzbezug zu decken und die Optimierung hat einen geringeren Hebel für Verbesserungen. Die 20 Simulationen mit den geringsten absoluten Einsparungen verfügen alle über eine 20 kWh Batterie. Generell sind intelligente Regelungssysteme oft genau dann in ihrem Potenzial begrenzt, wenn Speicher sehr groß werden, da dann eine Optimierung der Be- bzw. Entladung nicht unbedingt notwendig ist.

- Die E-Mobilität sollte in den Ergebnissen nicht nur bezüglich der zunehmenden Flexibilität beurteilt werden, sondern stellt überdies auch eine zusätzliche elektrische Last dar. Daher sinkt die prozentuale Reduzierung des Netzbezugs bei vorhandenem E-Auto – in diesen Szenarien nimmt der Netzbezug durch den hohen Strombedarf des Autos grundsätzlich erstmal zu. Allgemein ist die Sensitivität des E-Autos auf die Ergebnisse am geringsten. Die Mittelwerte der Simulation schwanken in den vier verschiedenen Kategorien lediglich um etwa 100 kWh Abweichung bei der absoluten Betrachtung. Dies hängt auch mit dem Schedule der E-Mobilität in dieser Arbeit zusammen. Das Auto ist tagsüber meist auf der Arbeit und steht somit selten zur Beladung aus der PV-Anlage zu Verfügung. Somit muss das Auto häufig über Netzbezug oder die Batterie beladen werden. Die Ergebnisse könnten sich somit durch einen anderen Schedule deutlich ändern. Entsprechende Untersuchungen könnten auf Basis der Ergebnisse dieser Arbeit durchgeführt werden. Würde das Auto auch tagsüber häufiger am Wohnort stehen, würde der Einfluss auf die Ergebnisse deutlich höher ausfallen. Dennoch verdeutlichen die Ergebnisse das grundsätzliche Potenzial des Vehicle-to-Building Ansatzes.

9. Diskussion

In diesem Kapitel sollen die Ergebnisse des vorherigen Abschnitts nochmal diskutiert und eingeordnet werden. Dabei wird sowohl auf die Potenziale, aber auch auf mögliche Limitationen der Optimierung eingegangen. Abschließend wird die Übertragbarkeit des entwickelten Modells auf andere Gebäude bewertet.

9.1. Potenziale der Optimierung

Durch die Auswertung der Ergebnisse in den Kapiteln 7 und 8 konnten die Potenziale der entwickelten Optimierung in Bezug auf verschiedene Einflussgrößen dargestellt werden. In einem ersten Schritt wurde der Einfluss der prädiktiven Drehzahlregelung isoliert von der Optimierung betrachtet, um anschließend beide Effekte getrennt voneinander bewerten zu können. Dabei zeigt sich, dass die Optimierung bei einer Fix-Speed-WP ohne Drehzahlregelung den Netzbezug in den drei untersuchten Szenarien bereits um bis zu 14 % reduzieren konnte. Dies lässt sich über die Prädiktion des Wärmebedarfs erläutern, der in der Optimierung genutzt werden kann, um die Dringlichkeit der Wärmeerzeugung zu klassifizieren. Damit kann der Strombezug der Wärmepumpe häufiger in Zeiträume gelegt werden, in denen PV-Strom oder andere elektrische Speichermedien (Batterie, E-Auto) zur Verfügung stehen und somit effektiv der Netzbezug verringert werden. Somit kann die entwickelte Regelung auch bei entsprechenden Wärmepumpen ohne variable Drehzahlregelung eingesetzt werden und zu Verbesserungen führen. Diese Steuerung entspricht heute allerdings nicht mehr dem Stand der Technik und WP können in der Regel auch mit verschiedenen Drehzahlen betrieben werden.

Integriert man die Drehzahloptimierung, die ebenfalls über eine Vorhersage des Wärmebedarfs geregelt wird, lassen sich zusätzlich v.a. deutliche Verbesserungen in der JAZ der WP feststellen. In den untersuchten Szenarien konnten diese um bis zu 23 % gesteigert werden. Dies führt automatisch zu einem reduzierten Strombedarf der WP. Da die Wärmepumpe in einem Gebäude zu den elektrischen Großverbrauchern zählt, lässt sich somit auch der Netzbezug entsprechend reduzieren. Allgemein konnte über die grafische Auswertung der drei gewählten Szenarien dargestellt werden, dass die Optimierung in der Lage ist, die Betriebszeiten der WP effektiv in eben solche Zeiten zu verschieben, in denen Strom über die PV-Anlage erzeugt wird oder Kapazitäten in Batterie und/oder E-Auto zur Verfügung stehen. Dies reduziert den Netzbezug und bringt somit sowohl für den Netzbetreiber als auch für den Gebäudebetreiber potenzielle Vorteile mit sich.

Die Sensitivitätsanalyse konnte anschließend die Erkenntnisse aus den drei ausgewählten Szenarien bestätigen. Dabei wurden insgesamt 1024 Varianten simuliert und ausgewertet. In allen Kombinationen führte die prädiktive Optimierung zu verbesserten Ergebnissen in Bezug auf die Reduzierung des Netzbezugs. Dabei gehen die absoluten Einsparungen im Vergleich zur Referenz auf bis über 1000 kWh und die prozentualen bis 35 %. Die Effekte sind dabei eine Mischung der prädiktiven Optimierung der Energieflüsse - dabei v.a. dem Betrieb der WP -, aber auch der entwickelten Drehzahloptimierung.

Bei genauerer Betrachtung zeigt v.a. der thermische Speicher ein steigendes Potenzial für Einsparungen bei größerer Dimensionierung. Die thermische Kapazität ist der Hauptbestandteil für die Klassifizierung des Wärmebedarfs, da die Prädiktion des Bedarfs immer mit der gespeicherten Wärmemenge verglichen wird. Somit lässt sich gut einordnen, wann der Bedarf zeitlich tatsächlich anfällt und der Betrieb der WP kann entsprechend optimiert werden. Umso höher diese thermische

Kapazität, umso besser die Chance, auf Netzbezug zu verzichten. Dies könnte zukünftig einen Anreiz für sehr groß dimensionierte Speichersysteme sein, die heutzutage nur selten in Wohngebäuden zu finden sind.

Bei den elektrischen Speicherkapazitäten verhält sich die Optimierung nicht so linear in Bezug auf steigende Potenziale bei größerer Dimensionierung. Wird ein Haushaltsspeicher beispielsweise sehr groß ausgelegt (20 kWh), ist eine Regelung des PV-Stroms oftmals gar nicht unbedingt notwendig, da die Chance, dass verfügbare Kapazität vorhanden ist, sehr gut ist – v.a. in der hier betrachteten Heizperiode in den Wintermonaten. Steht überdies noch ein E-Auto mit entsprechender Kapazität zur Verfügung, kann die elektrische Kapazität schnell überdimensioniert werden und somit eine Optimierung in ihrem Potenzial limitieren. Bei der Betrachtung des E-Autos kommt zusätzlich immer noch eine recht hohe elektrische Last dazu, die zum Aufladen benötigt wird und die entsprechenden Szenarien im Vergleich zur Betrachtung ohne Auto auch zusätzlich in ihrem Potenzial einschränkt. Daher sollte in diesen Fällen nicht nur die gewonnene Flexibilität, sondern auch die entstehenden elektrischen Lasten berücksichtigt werden. Dennoch bietet der Ansatz des bidirektionalen Ladens einen wichtigen Schwerpunkt bei der Schaffung von Potenzialen zur Lastverschiebung.

Weiterhin wurde auch der Einfluss der Prognosequalität auf die Ergebnisse bewertet. Eine Überschätzung des Wärmebedarfs hat dabei keinen Einfluss auf den thermischen Komfort innerhalb der Wohnungen, beschneidet aber die vorhandene Flexibilität etwas. Anders stellt es sich bei einer Unterschätzung dar – diese kann zu einer geringeren thermischen Kapazität im Speicher führen und somit schlussendlich auch dazu, dass die gewünschten Innentemperaturen nicht erreicht werden. Dies sollte von der Optimierung immer verhindert werden, da es die Nutzerakzeptanz in der Umsetzung deutlich reduzieren würde. Abhilfe könnte hierbei ein Sicherheitszuschlag schaffen, der immer auf den berechneten Wärmebedarf aufgeschlagen wird. Auch dies würde die Flexibilität des Gebäudes etwas reduzieren, dafür aber eine Einhaltung des thermischen Komforts sicherstellen.

Zu diesem Punkt muss allerdings zusätzlich erwähnt werden, dass der Ansatz in dieser Arbeit größtenteils von der Vorhersagequalität der Außentemperatur abhängt. Solare Gewinne spielen im Ansatz dieser Arbeit in der Heizperiode eine eher untergeordnete Rolle, da die verglaste Fläche eher gering ist und die verbauten Fenstern einen geringen g-Wert aufweisen. Die Außentemperatur ist hingegen von zentraler Wichtigkeit für die Bestimmung der Transmissionswärmeverluste. Bei der Außentemperatur sind die Prognosen allerdings ziemlich gut, dies wird im Unterpunkt der Limitationen noch genauer ausgeführt.

Insgesamt zeigen die untersuchten und ausgewerteten Simulationen, dass die entwickelte prädiktive Optimierung, die regelbasierte Entscheidungen trifft, eindeutig das Potenzial hat, den Netzbezug von Gebäuden zu reduzieren. Dabei führt der gewählte Ansatz, die Komplexität der Modelle in einer Detailtiefe abzubilden, die sich recht gut an reale Gegebenheiten anpassen lässt, dennoch zu Einsparungen von bis zu 35 % im Vergleich zur Referenzvariante.

9.2. Limitationen

Ein häufig auftretendes Problem bei prädiktiven Regelungs- oder Optimierungssystemen ist die praktische Umsetzung. Konkret bedeutet dies, dass Fachkräfte, v.a. aus dem Bereich der Heizungstechnik, in der Lage sein müssen, die entsprechenden Systeme an die Gegebenheiten vor Ort anzupassen. Oftmals benötigten die Regelungen allerdings umfangreiche Informationen über Gebäude und Heizsystem, die weder den entsprechenden Fachkräften, oftmals aber auch nicht mal den Gebäudebesitzern zur Verfügung stehen. Daher wurde in dieser Arbeit versucht, einen Ansatz umzusetzen, der hinreichend genau ist, um das thermische Verhalten des Gebäudes abzubilden,

darüber hinaus aber auch in seiner Komplexität eine praktische Umsetzung nicht zu anspruchsvoll macht. Daher wurde im thermischen Gebäudemodell lediglich auf Flächen und U-Werte zurückgegriffen, die Wärmekapazität der entsprechenden Bauteile (Wand und Dach) allerdings vernachlässigt. Auf diesen Punkt wird im folgenden Unterkapitel zur Übertragbarkeit auf andere Gebäude genauer eingegangen.

Eine weitere grundsätzliche Limitation liegt in der Prognosequalität der relevanten Einflussgrößen. Dies wurde in Kapitel 7.3 bereits erläutert und dabei nachgewiesen, dass v.a. eine gute Genauigkeit bei der Vorhersage der Außentemperatur benötigt wird. Der Deutsche Wetterdienst klassifiziert Abweichungen unterhalb von 2.5 K bei einer Vorhersage von 24 Stunden als Treffer. In den Jahren ab 2010 liegt die entsprechende Quote hierfür bei deutlich über 90 %. [110] Somit können die Transmissionswärmeverluste, die v.a. von der Außentemperatur abhängig sind, relativ verlässlich präzisiert werden. Problematischer ist hingegen die genaue Prädiktion der Solarstrahlung. Für die Stromerzeugung über PV wurde in dieser Arbeit bewusst auf eine genaue Vorhersage verzichtet – es wird lediglich berücksichtigt, wann überhaupt Solarstrahlung zu erwarten ist, nicht aber deren Quantität. Beim Einfluss auf den Wärmebedarf durch solare Gewinne sind hingegen etwas höhere Abweichungen im Vergleich zur Prognose zu erwarten.

Deutlich schwieriger gestaltet sich die Vorhersage der Lüftungswärmeverluste. Auch dieses Thema wurde bei der Validierung des thermischen Modells anhand von Messdaten bereits aufgegriffen. Grundsätzlich lässt sich das Lüftungsverhalten von Personen nicht präzisieren und folgt in der Regel auch keinem klaren und eindeutigen Muster, das über ein selbstlernendes Regelungssystem erfasst werden könnte. Die entscheidende Frage bei den Lüftungswärmeverlusten ist allerdings, ob diese überhaupt verlässlich präzisiert werden müssen. In Bezug auf die Sicherstellung der Deckung des gewünschten thermischen Komforts im Gebäude lässt sich die Frage mit „nein“ beantworten. Dafür reicht es, wenn die Wärmepumpe die thermische Energie dann erzeugt, wenn das Fenster geöffnet ist und durch die Lüftung ein Abfall der Innentemperatur registriert wird. Kein Bewohner wird sich darüber beschweren, dass es im Inneren der Wohnung bzw. des konkreten Raumes erstmal kälter wird, wenn das Fenster geöffnet wurde. Daher ist eine thermische Unterschreitung der Temperaturen in diesen Zeiträumen nicht als kritisch anzusehen.

Problematisch ist die fehlende Möglichkeit der Prädiktion eher für die Optimierung der Energieflüsse. Wüsste man genau, wann im Inneren gelüftet wird, könnte die WP die entsprechende Wärmemenge bereits im Vorhinein mit einer möglichst optimalen Energiequelle decken. Da dies schwierig ist, muss die WP dann allerdings kurzfristig zugeschaltet werden, wenn Lüftungswärmeverluste über ein Absinken der Innentemperatur festgestellt werden. Dabei kann dann keine Optimierung mehr stattfinden, die WP muss zur Not auch über Netzbezug betrieben werden. Somit verliert die Optimierung also an Flexibilität und an Potenzial gegenüber einer klassischen Regelung – zusätzliche Komfortunterschreitungen sind allerdings nicht zu erwarten.

Zusätzlich muss aber auch erwähnt werden, dass Lüftungsanlagen, v.a. in Neubauten, heute keine Seltenheit mehr sind, sondern eher schon den Regelfall darstellen. Auch bei Kernsanierungen im Bestand werden diese häufig eingebaut. Über solche Anlagen, die normalerweise auch mit einer Wärmerückgewinnung ausgestattet sind, lassen sich Lüftungswärmeverluste hingegen sehr gut einschätzen bzw. verlieren diese durch die Wärmerückgewinnung auch deutlich an Relevanz. Lüftungsanlagen sind zwar keine Garantie dafür, dass Fenster nicht mehr zum Lüften geöffnet werden, gerade in der Heizperiode dürfte es die Fensterlüftung allerdings minimieren. Da der Energiebedarf des Gebäudesektors im Zuge der politischen Zielwerte in den nächsten Jahren deutlich reduziert werden muss, dürfte diese Entwicklung der Optimierung deutlich entgegenkommen und die Relevanz der Vorhersage von Fensterlüftungen reduzieren.

Abgesehen davon berücksichtigt die entwickelte Optimierung nicht alle technischen Restriktionen, die bei Stromflüssen im Gebäude auftreten können. Relevante Randbedingungen wie Wirkungsgrade des Wechselrichters oder Verluste beim Be- und Entladen von Batterien wurden im Code der Optimierung hinterlegt. Davon abgesehen wurden die resultierenden Stromflüsse aber immer idealisiert behandelt. Dies kann konkret am Beispiel der E-Mobilität verdeutlicht werden: die PV-Anlage erzeugt zum Beispiel eine Überschussleistung von 4 kW, von der der Haushaltsbedarf bereits abgezogen wurde. Entscheidet die Optimierung nun, dass diese Energie in die E-Batterie eingespeist werden soll, so wird sie abzüglich der Ladeverluste vollständig gespeichert. In der Realität läuft die Ladung von E-Batterien aber stufenweise ab.

Grundsätzlich hängt die Ladegeschwindigkeit von E-Autos sowohl vom Modell als auch vom Ladesystem ab. In Europa werden klassischerweise Typ 2-Stecker zum Laden verwendet, mit denen Drei-Phasen-Wechselstrom geladen werden kann. Schließt man das Auto an einer normalen Steckdose an, können maximal 16 Ampere bei 230 Volt geladen werden, was einer Leistung ($P = U \cdot I$) von knapp 3,7 kW entspricht. Häufig können an Steckdosen allerdings beim dauerhaften Laden nur 10 Ampere genutzt werden, um übermäßiger Erwärmung und Brandrisiken entgegenzuwirken. Nutzt man, beispielsweise über eine Wallbox, alle drei Phasen, erhält man ca. 11 kW. Wurde die Wallbox mit 22 kW genehmigt, kann sogar mit 32 Ampere pro Phase geladen werden. An öffentlichen Ladesäulen sind auch noch höhere Leistungen möglich (meistens über einen Combined Charging System-Stecker (kurz: CCS-Stecker) und Gleichstrom), ob diese voll genutzt werden können, hängt allerdings immer auch vom Automodell ab.

Diese Arbeit beschränkt sich allerdings auf das Beladen über die entsprechenden Wallboxen, daher wurde im Code auch eine Obergrenze von 11 kW hinterlegt. Nicht hinterlegt wurden allerdings weitere Ladestufen, die sich an den verschiedenen Ladeströmen orientieren - in der Regel 6, 8, 10, 13 oder 16 Ampere. Daraus ergeben sich in Kombination mit den Phasen und der anliegenden Spannung die möglichen Leistungen bei der Beladung. Dies stellt eine notwendige Weiterentwicklung des Codes für die reale Umsetzung dar und orientiert sich dabei sowohl an der verbauten Wallbox, als auch am entsprechenden Automodell.

Insgesamt zeigen die aufgeführten Limitationen, dass eine Umsetzung der Optimierung mit einigen Anpassungen grundsätzlich möglich ist. Allerdings soll an dieser Stelle auch erwähnt werden, dass eine Umsetzung nur mit entsprechender Messtechnik erfolgen kann. So müssen sowohl Wetterdaten für die Prädiktion vorhanden sein, aber v.a. auch Temperatursensoren in den beheizten Wohnbereichen. Wie im Kapitel der Validierung bereits erwähnt, macht eine Abschätzung der Innentemperatur wenig Sinn, da diese extrem nutzerabhängig ist. Daher ist es notwendig, die Temperaturen im Innenbereich genau zu erfassen, um damit den Wärmebedarf auch prognostizieren zu können. Eine Umsetzung würde also nicht nur die Anpassung des Codes an die realen Gegebenheiten erfordern, sondern auch die Installation der entsprechenden Messtechnik.

9.3. Übertragbarkeit auf andere Gebäude

Einige Punkte zur Übertragbarkeit der Optimierung auf andere Gebäude wurden bereits im vorherigen Kapitel der Limitationen kurz aufgegriffen. Diese umfassen v.a. die nicht betrachtete Wärmekapazität der Wände und Dächer. Dies vernachlässigt deren thermische Masse und kann, je nach Bauart des Gebäudes, zu Abweichungen führen. Diese Arbeit wurde am konkreten Beispiel eines realen Gebäudes in Holzbauart umgesetzt, daher konnte die thermische Masse der entsprechenden Bauteile durchaus unberücksichtigt bleiben. Die thermische Masse der Flächenheizung und dementsprechend des Bodens wurde hingegen integriert. Bei einer Übertragung auf ein anderes Gebäude, beispielsweise ein

älteres Gebäude mit massiven Außenwänden aus Beton, sollte der Einfluss der thermischen Masse nochmal genauer untersucht und diese gegebenenfalls im thermischen Gebäudemodell ergänzt werden.

Ansonsten können Flächen, U-Werte und Ausrichtungen der einzelnen Bauteile einfach im Modell ergänzt bzw. abgeändert werden. Gerade im Neubau müssen entsprechende Energieausweise vorliegen, aus denen die benötigten Informationen entnommen werden können. Sollten diese Daten, v.a. im Bestand, nicht exakt zur Verfügung stehen, müssen möglichst genaue Abschätzungen getroffen werden. Dies bezieht sich v.a. auf U-Werte; Flächen und Ausrichtungen sollten grundsätzlich gut recherchiert werden können. Zudem ist eine Erfassung der transparenten Bauteile wichtig. In dem Modell dieser Arbeit werden zudem die Wärmeverluste ins Erdreich vernachlässigt, bei einem unbeheizten Kellerraum als unterer Gebäudeabschluss sollten diese zusätzlich ergänzt werden.

Zudem beziehen sich die Betrachtungen in dieser Arbeit auf eine Fußbodenheizung. Die Kombination aus dieser mit einer Wärmepumpe ist aufgrund der recht geringen Vorlauftemperaturen sehr effizient und daher auch bereits das am häufigsten umgesetzte Heizsystem in Neubauten. Nichtsdestotrotz können Wärmepumpen, v.a. in sanierten Altbauten, auch mit Radiatoren betrieben werden. Dies würde allerdings den Wärmeeintrag ins Gebäude deutlich verändern, da Radiatoren über eine erheblich geringere Wärmeaustauschfläche verfügen und im Zuge dessen mit höheren Vorlauftemperaturen betrieben werden müssen. Daher müsste, bei einer Betrachtung in einem solchen Gebäude, das thermische Gebäudemodell angepasst werden. Die Änderungen beziehen sich allerdings nur auf den Wärmeeintrag, die entsprechenden Formeln zur Bestimmung des grundsätzlichen Wärmebedarfs bleiben davon unberührt. Der Wärmebedarf eines Gebäudes hängt nicht vom Wärmeverteilsystem ab.

Ein zusätzlicher Punkt, der bei einer Übertragung auf ein anderes Gebäude gegebenenfalls berücksichtigt werden müsste, ist der Bedarf an Trinkwarmwasser. Im Anwendungsfall dieser Arbeit wurde eine Erzeugung über Durchlauferhitzer angenommen, da dies auch in der Realität im Gebäudekomplex so umgesetzt wurde. Dementsprechend fällt der Bedarf direkt elektrisch an und wird in dieser Arbeit als im Haushaltsstromprofil gegeben definiert. Grundsätzlich kann die Wärmepumpe allerdings auch so ausgelegt werden, dass sie sowohl den Heizwärmebedarf, als auch den Bedarf an Warmwasser abdeckt. Da dieser Bedarf schwerer zu prognostizieren ist, als der reine Wärmebedarf, würde dies eine weitere Herausforderung für die Optimierung darstellen, die sich aber über Sicherheitszuschläge und/oder eine höhere Speichertemperatur meistern lassen könnte.

Weiterhin muss bei einer Übertragung auf andere Gebäude die Zonierung überdacht werden. In dieser Arbeit besteht das betrachtete Gebäude aus vier Ferienwohnungen, in denen beispielsweise der Schlaf- und der Wohnbereich flächenmäßig nicht voneinander abgetrennt sind. Dies trifft auf die wenigsten Wohngebäude zu. Klassischerweise würde man in Fällen, in denen diese Bereiche klar voneinander getrennt sind, unterschiedliche Nutzungsprofile hinterlegen, da man den Wohnbereich somit höher beheizen kann als das Schlafzimmer. Dies würde allerdings auch eine Unterteilung der Heizkreise erfordern. Dabei müssen aber lediglich die einzelnen thermischen Zonen definiert und das Modell an diese angepasst werden. Auch in dieser Arbeit fand eine entsprechende Unterteilung statt – allerdings nur pro Wohnung und nicht nochmal pro eigenem Raum. Dies war in den eher kleinen Ferienwohnungen aber auch nicht zwingend notwendig.

Sonstige vorhandene Modelle im Gebäude (PV, thermischer + elektrischer Speicher, E-Auto) können in der Optimierung modular angegeben werden. Eine PV-Anlage und ein thermischer Speicher sind Grundvoraussetzungen für die Betrachtungen in dieser Arbeit, die weiteren Modelle können alternativ auch nicht berücksichtigt werden. Auch eine Wärmepumpe wird als Heizungssystem benötigt. Eine Anpassung der Optimierung wäre lediglich für eine Wallbox gegebenenfalls notwendig – diese werden

standardmäßig in Wohngebäuden meist auf 11 kW begrenzt (Stand: Jahr 2024) und sind in dieser Leistungsklasse nicht mehr genehmigungs- sondern nur noch anzeigepflichtig. Grundsätzlich können aber auch 22 kW Anlagen weiterhin genehmigt werden. Sollte eine Wallbox mit entsprechend höherer Leistung vorhanden sein, muss die Obergrenze zur Beladung der E-Batterie hochgesetzt werden.

Ein wichtiger Punkt zur Bestimmung der vorhandenen Flexibilität ist überdies aber auch der hinterlegte Schedule zur Nutzung des E-Autos (siehe Abbildung 29). Dieser dürfte in der Realität nicht so starr sein, wie er in dieser Untersuchung angenommen wurde und hängt stark vom Nutzer ab. Grundsätzlich gibt es hier natürlich auch die Möglichkeit, die Entladung der Batterie und somit die nutzbare Flexibilität nur auf die Nachtstunden zu begrenzen und somit tagsüber durch höhere Ladestände besser auf unplanmäßige Fahrten reagieren zu können. Dies hängt stark vom Nutzer ab und kann entsprechend in der Optimierung hinterlegt werden.

10. Fazit und Ausblick

Zusammenfassend lässt sich als Fazit der Arbeit schlussfolgern, dass die entwickelte Optimierung in allen untersuchten Fällen zu Verbesserungen in Bezug auf den Netzbezug im Vergleich zur Referenzvariante geführt hat. Dies lässt sich einerseits auf die effektive Betriebsplanung der Wärmepumpe zurückführen, die über eine Prädiktion des Wärmebedarfs mit höherem Anteil über Strom aus erneuerbaren Quellen betrieben werden kann. Andererseits führt aber auch die untersuchte Optimierung der Drehzahl über einen Abgleich mit dem Bedarf zu einer effizienteren Betriebsweise und somit zu geringerem Strombedarf. Die gewählten Annahmen und Randbedingungen der Arbeit entsprechen dabei den entsprechenden Gegebenheiten zum Zeitpunkt der Fertigstellung (2024).

Grundsätzlich lässt sich durch die aktuellen politischen Rahmenbedingungen darauf schließen, dass es eine zunehmende Elektrifizierung des Wärme- sowie des Verkehrssektors geben wird. Dies bestätigen auch aktuelle Prognosen und Studien (vgl. [24]). Ein bedeutender Anteil der zunehmenden elektrischen Lasten wird dabei auf Gebäudeebene auftreten – sowohl das Beladen des E-Autos mit bis zu 11 bzw. 22 kW als auch der Betrieb einer Wärmepumpe stellen eine große Mehrbelastung im Vergleich zu herkömmlichen Lasten dar. Diese Problematik lässt sich grundsätzlich über einen weiteren Netzausbau reduzieren. Der Netzausbau in Deutschland wird aktuell aber v.a. im Bereich der Hochspannungsleitungen umgesetzt, wo der Bedarf im Zuge der Energiewende mit etwa 14.000 km angesetzt wird. [111] Über den Ausbau der Hochspannungsleitungen soll erreicht werden, dass erneuerbarer Strom aus dem ertragsreichen Norden in die bevölkerungsreichen Gebiete im Süden und Westen transportiert werden kann.

Die angesprochenen Lasten treten allerdings im Niederspannungsnetz auf, an das die untersuchten Haushalte angeschlossen sind. Gerade in diesem Bereich werden die Spitzenlasten zukünftig aber steigen und zu zunehmenden Herausforderungen für die Netzbetreiber führen. Eben hier können intelligente Regelungs- oder Optimierungssysteme allerdings Abhilfe schaffen, indem sie verschiebbare Lasten detektieren und diese dann auch effizient in Zeiträume verschieben, die zur Entlastung der Stromnetze beitragen können.

Die in dieser Arbeit entwickelte Optimierung soll dabei eine Alternative zu modellprädiktiven Regelungssystemen darstellen, die in der Modellierungsphase und auch in der praktischen Umsetzung häufig hohe Hürden bieten, die nur von entsprechenden Fachleuten gelöst werden können. Der gewählte Optimierungsansatz beruht dabei auf einer regelbasierten Regelung, die sich recht einfach an praktische Gegebenheiten des Gebäudes und seiner entsprechenden Technik anpassen lässt. Mit intelligenten Optimierungs- oder Regelungssystemen kann ein wichtiger Anteil zum Gelingen der Energiewende beigetragen werden, indem sich Spitzenlasten im Bereich der Niederspannungsnetze reduzieren lassen.

Bei einer Analyse der Optimierung lässt sich dabei v.a. schlussfolgern, dass sich der Wärmebedarf verschieben lässt. Die Wärmeerzeugung in Deutschland ist fast immer mit thermischen Speichern verbunden. Gerade die Wärmepumpe benötigt solche Speicher in der Regel auch als hydraulische Weiche zwischen Erzeugung und Fußbodenheizung als Verteiler. Solche Speicher ermöglichen damit aber auch die zeitliche Entkopplung zwischen Bedarf und Erzeugung. Die Ergebnisse verdeutlichen überdies, dass groß dimensionierte thermische Speicher diesen Effekt noch weiter steigern können – eine hohe Speicherkapazität führt zu einer noch effizienteren Verschiebung des WP-Betriebs. Dabei muss allerdings angemerkt werden, dass so große Speicher im Bereich von 2000 l in der Sanierung des Bestands häufig nicht nachgerüstet werden können, da sie die klassischen Maße von Türen überschreiten und somit nur schwer ins Gebäude integriert werden können. Im Neubau kann es

zukünftig aber durchaus interessant werden, auch größere Volumen zu betrachten, gerade wenn es zu einer Flexibilisierung der Strompreise kommen sollte. Allgemein lässt sich in einem Gebäude mit thermisch gutem Zustand aber auch für kleinere Speichergrößen eine Optimierung des Betriebs realisieren, indem die vorhandene thermische Kapazität mit dem prädictierten Bedarf verglichen wird.

Der Einfluss der E-Mobilität auf die Effizienz der Optimierung hängt dabei stark vom hinterlegten Schedule und den Randbedingungen ab. Innerhalb dieser Arbeit wurde ein recht konservativer Ansatz gewählt, der das vorhandene Potenzial des bidirektionalen Ladens eher beschränkt, da das Auto innerhalb der Heizperiode an Wochentagen nur selten in PV-Erzeugungszeiten am Wohnort steht. Darüber hinaus wurde ein mögliches Laden am Arbeitsplatz nicht berücksichtigt. Zunehmende Trends zum mobilen Arbeiten und ein Ausbau der Ladeinfrastruktur werden zukünftig aber sicherlich zu flexibleren Möglichkeiten führen, die das Potenzial des gezielten bidirektionalen Ladens deutlich steigern werden. Dennoch können auch die Ergebnisse in dieser Arbeit verdeutlichen, dass der Vehicle-to-X-Ansatz durch die großen Kapazitäten der E-Batterien unbedingt weiter erforscht und eine Umsetzung in der Praxis vorangetrieben werden sollte.

Weiterhin konnte auch festgestellt werden, dass die entwickelte Optimierung eine relativ geringe Sensitivität hinsichtlich einer schlechten Prognosequalität aufweist. Kritisch wäre hier nur eine recht deutliche Unterschätzung des Wärmebedarfs. Da dieser zum Großteil von der vorhergesagten Temperatur und nur zu einem geringeren Anteil von der Solarstrahlung abhängt, ist in der Regel von einer guten Prognose auszugehen – dies verdeutlichen auch die entsprechenden Daten des Deutschen Wetterdienstes. (vgl. [110]) In der Praxis könnte man auf den berechneten Wert des Wärmebedarfs für die nächsten 6, 12 oder 24 Stunden noch einen kleinen Sicherheitsbeiwert aufschlagen und somit einer Unterschätzung entgegenwirken. Auch bei der Prognose des PV-Stroms wurde auf eine detaillierte Berechnung der Strommenge verzichtet und lediglich die allgemeine Verfügbarkeit von selbsterzeugtem Strom abgefragt. Gerade in der Heizperiode mit großem Anteil an diffuser Strahlung soll dies die Abhängigkeit von der Prognosequalität der Solarstrahlung minimieren und die Ergebnisse im Vergleich zu einer möglichen realen Umsetzung nicht zu sehr idealisieren.

In Bezug auf mögliche zukünftige Arbeiten und Weiterentwicklungen der entwickelten Optimierung lässt sich feststellen, dass eine praktische Umsetzung grundsätzlich möglich wäre, dafür aber Hürden detektiert und behoben werden müssen. Diesbezüglich muss nochmal darauf hingewiesen werden, dass in dieser Arbeit, sowohl in den Referenzszenarien, aber auch in der Optimierung, immer mit einer idealisierten Bilanzierung des PV-Stroms gerechnet wurde. Konkret bedeutet dies, dass bei der E-Batterie beispielsweise zwar eine obere Grenze von 11 kW bei der Beladung berücksichtigt, ansonsten allerdings stufenlos geladen wurde. Dies entspricht so nicht der Realität, wurde allerdings in der Simulationsumgebung entsprechend umgesetzt. Da es in beiden Varianten – Referenz und Optimierung – entsprechend identisch betrachtet wurde, beeinflusst diese Vereinfachung allerdings nicht das Potenzial der Optimierung. In der Praxis müssen die Ladeströme beim Beladen der Batterien aus der PV-Anlage an die Gegebenheiten der vorhandenen Modelle angepasst werden.

Weiterhin wäre eine Anpassung des thermischen Gebäudemodells an andere Gegebenheiten eine interessante Weiterentwicklung. Dabei v.a. die Untersuchung von Bauteilen mit höherer thermischer Masse aber auch ein anderes Wärmeverteilsystem, wie beispielsweise Radiatoren. Dies beeinflusst allerdings nur die Prädiktion des Wärmebedarfs, nicht die eigentliche Optimierung. Eine Betrachtung eines Gebäudes mit einem anderen Wärmeerzeuger ist allerdings nicht sinnvoll. Die Optimierung wurde gezielt für Wärmepumpen entwickelt und die Möglichkeit, diese effizienter mit PV-Anlagen zu verbinden – gerade auch in der Heizperiode mit eher eingeschränkter Erzeugung.

Entgegenkommen könnte der Optimierung aber auch der Trend im Bereich der Lüftungsanlagen. Um die formulierten Zielwerte im Gebäudesektor zu erreichen, müssen sowohl Neubauten als aber v.a.

auch Bestandsgebäude zunehmend energieeffizienter werden. Die thermisch dichter werdenden Außenhüllen der Gebäude erhöhen dabei den Bedarf an gesteuerter Frischluftzufuhr. Dabei werden immer häufiger auch Lüftungsanlagen gewählt, die automatisch für Frischluftzufuhr sorgen und darüber hinaus durch Wärmerückgewinnung der Abluft auch die Wärmeverluste über Lüftung deutlich reduzieren. Lüftungsanlagen bedeuten nicht automatisch, dass keine Fensterlüftung mehr genutzt wird, sollten diese aber gerade an kalten Wintertagen deutlich reduzieren. Dies würde die Prognosequalität des Wärmebedarfs deutlich verbessern, da v.a. die Lüftungswärmeverluste nur schwer präzisiert werden können.

Die aktuell rasant fortschreitende Entwicklung der Künstlichen Intelligenz (KI) kann ebenfalls einen wichtigen Einfluss auf Regelungs- und Optimierungssysteme haben. Gerade im Bereich der E-Mobilität kann durch die KI womöglich relativ schnell ein Bedarfsprofil erstellt werden, das deutlich besser zur Realität passt und mehr Flexibilität bietet als ein eher starrer Nutzungsschedule. Aber auch darüber hinaus können KI-Ansätze dabei helfen, die Nutzungsprofile der Bewohner und entsprechende Gewohnheiten zu lernen und zu adaptieren. Auch die Innentemperatur hat einen wichtigen Einfluss auf den Energiebedarf und kann, ebenso wie Abwesenheitszeiten, zu denen eine Absenkung durchgeführt werden kann, von der KI erfasst werden.

Wichtig ist allerdings auch die allgemeine Entwicklung der Stromtarife. Wie bereits im oberen Teil des Kapitels erwähnt, besteht durchaus die Möglichkeit, dass variable Stromtarife in Zukunft eingeführt werden. Dies würde Netzbetreibern die Möglichkeit geben, direkt mit Preisen auf Spitzenlasten oder Perioden mit hoher Erzeugung zu reagieren und Flexibilität auf Gebäudeebene attraktiver zu machen. So könnten tagsüber zu Zeiten mit hohem Bedarf oder geringer Einspeisung aus EE eher höhere Preise aufgerufen werden, während im umgekehrten Fall mit günstigeren Tarifen der direkte Bezug von Strom gefördert würde. Eine solche Entwicklung könnte in die regelbasierte Optimierung übernommen und der Netzbezug entsprechend nicht immer als Worst-Case definiert werden. Der Netzbezug wäre in diesem Fall eine variable Größe, die bei günstigen Tarifen in der Prioritätenliste vom letzten Platz durchaus nach vorne springen könnte. Auch solche Untersuchungen könnten bei einer Weiterentwicklung der Optimierung durchgeführt werden.

Abschließend lässt sich festhalten, dass die entwickelte Optimierung den Netzbezug von Wohngebäuden, die mindestens eine Wärmepumpe, einen thermischen Speicher und eine PV-Anlage umfassen, reduzieren und somit einen Beitrag zur Netzentlastung liefern kann. Eine Umsetzung in die Praxis ist möglich, erfordert aber Anpassungen nicht nur im Bereich des thermischen Gebäudemodells, sondern auch beim Ladestrom der Batterien. Ansonsten gibt es einige potenzielle Weiterentwicklungen im Bereich der Künstlichen Intelligenz oder auch im Aufbau der Stromtarife, die in Zukunft interessant und mit der Optimierung verknüpft werden könnten.

Literatur

- [1] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., *Primärenergieverbrauch*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch#definition-und-einflussfaktoren> (Zugriff am: 19. März 2024).
- [2] Deutsches Klima-Konsortium, Deutsche Meteorologische Gesellschaft, Deutscher Wetterdienst, Extremwetterkongress Hamburg, Helmholtz-Klima-Initiative, klimafakten.de, "Was wir heute übers Klima wissen: Basisfakten zum Klimawandel, die in der Wissenschaft unumstritten sind", 2020.
- [3] European Commission, *Causes of climate change*. [Online]. Verfügbar unter: https://climate.ec.europa.eu/climate-change/causes-climate-change_en (Zugriff am: 5. Juni 2024).
- [4] J. Cook *et al.*, "Consensus on consensus: a synthesis of consensus estimates on human-caused global warming", *Environ. Res. Lett.*, Jg. 11, Nr. 4, 2016, doi: 10.1088/1748-9326/11/4/048002.
- [5] J. S. Carlton, R. Perry-Hill, M. Huber und L. S. Prokopy, "The climate change consensus extends beyond climate scientists", *Environmental Research Letters*, Jg. 10, Nr. 9, 2015, doi: 10.1088/1748-9326/10/9/094025.
- [6] European Commission, *Paris Agreement*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/climate-change/paris-agreement/> (Zugriff am: 20.08.24).
- [7] European Commission, *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions: An EU Strategy on Heating and Cooling*. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1575551754568&uri=CELEX:52016DC0051> (Zugriff am: 20.08.24).
- [8] European Commission, *2030 climate & energy framework*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/climate-change/2030-climate-and-energy-framework/> (Zugriff am: 20.08.24).
- [9] European Commission, *2050 long-term strategy*. [Online]. Verfügbar unter: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_en (Zugriff am: 20.08.24).
- [10] Bundesregierung, "Klimaschutzprogramm 2023: Mit großen Schritten zur Klimaneutralität" [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/tipps-fuer-verbraucher/klimaschutzprogramm-2023-2226992>. (Zugriff am: 19. August 2024).
- [11] Bundesregierung, *Klimaschutzgesetz und Klimaschutzprogramm: Ein Plan fürs Klima*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/tipps-fuer-verbraucher/klimaschutzgesetz-2197410> (Zugriff am: 20. August 2024).
- [12] European Commission, "A European Green Deal: Striving to be the first climate-neutral continent", 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_en. (Zugriff am: 20.08.24).
- [13] AG Energiebilanzen, *Der Strommix in Deutschland im Jahr 2023*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/der-strommix-in-deutschland-im-jahr-2023> (Zugriff am: 20.08.24).

- [14] Umweltbundesamt, *Nutzung der Wasserkraft*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/nutzung-der-wasserkraft#Strom> (Zugriff am: 5. Juni 2024).
- [15] Umweltbundesamt, *Nachhaltige Waldwirtschaft: Rund ein Drittel der Landfläche in Deutschland ist mit Wald bedeckt. Dieser erfüllt vielfältige Funktionen für Mensch und Umwelt*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/land-forstwirtschaft/nachhaltige-waldwirtschaft#die-vielfaltigen-funktionen-des-waldes> (Zugriff am: 23. August 2024).
- [16] Umweltbundesamt, *Bioenergie: Ein weites und komplexes Feld*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie#bioenergie-ein-weites-und-komplexes-feld-> (Zugriff am: 5. Juni 2024).
- [17] Agora Energiewende, *Agorameter: Stromerzeugung und -verbrauch*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/daten-tools/agorameter/chart/today/power_generation/07.03.2024/10.03.2024/hourly (Zugriff am: 6. Mai 2024).
- [18] Agentur für Erneuerbare Energien, *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2023 nach Strom, Wärme und Verkehr: Etwa die Hälfte des gesamten Energieverbrauchs in Deutschland entfällt auf Wärme und Kälte*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/energieverbrauch-in-deutschland-im-jahr-2023-nach-strom-waerme-und-verkehr> (Zugriff am: 25.08.24).
- [19] Umweltbundesamt, *Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-fuer-fossile-erneuerbare-waerme> (Zugriff am: 6. Mai 2024).
- [20] Energieagentur Rheinland-Pfalz, *Tiefe Geothermie*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieagentur.rlp.de/themen/erneuerbare-energien/geothermie/tiefe-geothermie/> (Zugriff am: 6. Juni 2024).
- [21] Bundesregierung, *Mit Wärmepumpen Tempo machen für die Klimawende: Mit Erneuerbaren heizen*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/gesetzesvorhaben/kanzler-viessmann-2070096> (Zugriff am: 8. Mai 2024).
- [22] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, *Elektromobilität in Deutschland*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/elektromobilitaet.html> (Zugriff am: 6. Mai 2024).
- [23] Europäisches Parlament, *EU-Verkaufsverbot für neue Benzin- und Dieselfahrzeuge ab 2035 – Was bedeutet das?* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.europarl.europa.eu/topics/de/article/20221019STO44572/verkaufsverbot-fur-neue-benzin-und-dieselfahrzeuge-ab-2035-was-bedeutet-das> (Zugriff am: 8. Mai 2024).
- [24] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, "Studie: Energiesystem Deutschland 2050: Sektor- und Energieträgerübergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien", 2013. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_Energiesystem-Deutschland-2050.pdf. (Zugriff am: 6. Mai 2024).

- [25] Kraftfahr-Bundesamt, *Bestand: Zahlen zum 1. Januar 2024 im Überblick*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/bestand_node.html (Zugriff am: 6. Mai 2024).
- [26] Institut für angewandte Sozialwissenschaften GmbH, "Mobilität in Deutschland – MiD: Ergebnisbericht", 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/mid-ergebnisbericht.pdf%3F__blob%3DpublicationFile&ved=2ahUKEwj3gY2L6IOIAxX6_rslHdPYCoMQFnoECAgQAAQ&usq=AOvVaw1QyE4qK_bR-Svgb5pX7T0k. (Zugriff am: 20.08.24).
- [27] Bundesrat, *Potential von E-Autos besser nutzen: Der Bundesrat setzt sich dafür ein, Elektroautos als dezentrale Speicher zu nutzen und dafür das so genannte bidirektionale Laden zu stärken*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesrat.de/DE/plenum/bundesrat-kompakt/23/1038/18.html?view=renderNewsletterHtml> (Zugriff am: 5. Juni 2024).
- [28] Kreditanstalt für Wiederaufbau, *Welche Baumaßnahmen tragen zur Energieeffizienz bei?* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/Energieeffizient-sanieren/Ma%C3%9Fnahmen-f%C3%BCr-Energieeffizienz/> (Zugriff am: 8. Juni 2024).
- [29] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, *Einzelmaßnahmen an der Gebäudehülle: Fördergegenstand*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/Sanierung_Wohngebaeude/Gebaeudehuelle/gebaeudehuelle_node.html (Zugriff am: 5. Juni 2024).
- [30] Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen, *Das Gebäudeenergiegesetz: Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (GEG)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bmwsb.bund.de/Webbs/BMWSB/DE/themen/bauen/energieeffizientes-bauen-sanieren/gebaeudeenergiegesetz/gebaeudeenergiegesetz-node.html> (Zugriff am: 6. Mai 2024).
- [31] Volker Quaschnig, *So funktioniert eine Solarzelle*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.volker-quaschnig.de/artikel/pv-grundlagen/index.php> (Zugriff am: 1. Mai 2024).
- [32] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, *Solarzellen werden immer effizienter: Steigende Wirkungsgrade durch Forschung*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2021/05/Meldung/direkt-erfasst_infografik.html (Zugriff am: 5. Mai 2024).
- [33] V. Pawlik, *Preisentwicklung für eine fertig installierte Solaranlage in Deutschland in den Jahren 2011 bis 2021*. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/156490/umfrage/preis-fuer-eine-fertig-installierte-solaranlage-in-deutschland/> (Zugriff am: 4. Mai 2024).
- [34] Bundesverband Wärmepumpe e.V., *Wie funktioniert die Wärmepumpe?* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.waermepumpe.de/waermepumpe/funktion-waermequellen/> (Zugriff am: 6. Mai 2024).
- [35] Bundesverband Wärmepumpe e.V., *Rekordabsatz: Wärmepumpenbranche beweist Leistungsfähigkeit trotz unsicherer Aussichten: Absatzzahlen für Heizungswärmepumpen in Deutschland 2017 bis 2023*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/rekordabsatz->

- waermepumpenbranche-beweist-leistungsfahigkeit-trotz-unsicherer-aussichten/ (Zugriff am: 6. Mai 2024).
- [36] Bundesverband Wärmepumpe e.V., *BWP-Position zum Umstieg auf "natürliche" Kältemittel*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.waermepumpe.de/normen-technik/kaeltemittel/> (Zugriff am: 6. Mai 2024).
- [37] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *Beheizungsstruktur im Neubau in Deutschland – Baugenehmigungen: Anteile der genutzten Energieträger*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/beheizungsstruktur-baugenehmigungen-aktuell/> (Zugriff am: 18. Juni 2024).
- [38] EnergieAgentur.NRW, "Optimaler Betrieb von Wärmepumpen: Ein Leitfaden" [Online]. Verfügbar unter: https://broschuerenservice.land.nrw/files/download/pdf/optimaler-betrieb-von-waermepumpen-final-web-pdf_von_optimaler-betrieb-von-waermepumpen_vom_energieagentur_2946.pdf&ved=2ahUKEwjduBSl84-IAxW5gf0HHYCcNIMQFnoECBYQAQ&usq=AOvVaw3dB8hzhHKWQwMGbOFu27mu. (Zugriff am: 22.03.24).
- [39] Jungheinrich PROFISHOP AG & Co. KG, *Aufbau von Lithium-Ionen-Akkus und ihre Funktionsweise*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.jh-profishop.de/profi-guide/lithium-ionen-akku-aufbau-und-funktion/> (Zugriff am: 6. Mai 2024).
- [40] Gero Rueter, *Lithium: Wie nachhaltig sind Abbau und Verkauf?: Der Absatz von E-Autos boomt, doch es fehlt das begehrte Lithium für die Batterieproduktion weltweit. Wie nachhaltig sind die Abbaumethoden und der Batterieverkauf?* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dw.com/de/lithium-das-wei%C3%9Fe-gold-wie-nachhaltig-sind-abbau-und-verkauf/a-64664350> (Zugriff am: 18. Juni 2024).
- [41] Marian Willuhn, *Vehicle-to-Grid: Ist 2024 die Marktreife erreicht?* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2023/04/28/vehicle-to-grid-ist-2024-die-marktreife-erreicht/> (Zugriff am: 6. Mai 2024).
- [42] Frank Urbansky, *Noch viel zu tun bei Vehicle-to-Grid: Für das bidirektionale Laden gibt es zwar inzwischen Fahrzeuge und Wallboxen. Das Hauptproblem, die Einbindung in die Verteilnetze, ist aber noch nicht gelöst – auch wegen Bedenken der Netzbetreiber*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.springerprofessional.de/ladeinfrastruktur/elektromobilitaet/noch-viel-zu-tun-bei-vehicle-to-grid/26027404> (Zugriff am: 6. Mai 2024).
- [43] S. Joe Qin, Thomas A. Badgwell, "An Overview of Industrial Model Predictive Control Technology", *Alche symposium series*, 1997.
- [44] K.S. Holkar und L. M. Waghmare, "An Overview of Model Predictive Control", *International Journal of Control and Automation*, Jg. 2010, Volume 3 No. 4.
- [45] C. E. García, D. M. Prett und M. Morari, "Model predictive control: Theory and practice—A survey", *Automatica*, Jg. 25, Nr. 3, S. 335–348, 1989, doi: 10.1016/0005-1098(89)90002-2.
- [46] T. Q. Péan, J. Salom und R. Costa-Castelló, "Review of control strategies for improving the energy flexibility provided by heat pump systems in buildings", *Journal of Process Control*, Jg. 74, S. 35–49, 2019, doi: 10.1016/j.jprocont.2018.03.006.

- [47] M. Schwenzer, M. Ay, T. Bergs und D. Abel, "Review on model predictive control: an engineering perspective", *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology*, Jg. 117, S. 1327–1349, 2021, doi: 10.1007/s00170-021-07682-3.
- [48] R. W. Wimmer, "Regelung einer Wärmepumpenanlage mit Model Predictive Control" Dissertation, ETH Zürich, Zürich, 2004.
- [49] Mikael Bianchi, "Adaptive modellbasierte prädiktive Regelung einer Kleinwärmepumpenanlage" Dissertation, ETH Zürich, Zürich, 2006.
- [50] W. Wang, B. Hu, R. Z. Wang, M. Luo, G. Zhang und B. Xiang, "Model predictive control for the performance improvement of air source heat pump heating system via variable water temperature difference", *International Journal of Refrigeration*, Jg. 138, Nr. 15, S. 169–179, 2022, doi: 10.1016/j.ijrefrig.2022.03.001.
- [51] J. Pospíšil, M. Špiláček und L. Kudela, "Potential of predictive control for improvement of seasonal coefficient of performance of air source heat pump in Central European climate zone", *Energy*, Jg. 154, S. 415–423, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.04.131.
- [52] S. Kuboth, F. Heberle, T. Weith, M. Welzl, A. König-Haagen und D. Brüggemann, "Experimental short-term investigation of model predictive heat pump control in residential buildings", *Energy and Buildings*, Jg. 204, 2019, doi: 10.1016/j.enbuild.2019.109444.
- [53] U. I. Dar, I. Sartori, L. Georges und V. Novakovic, "Advanced control of heat pumps for improved flexibility of Net-ZEB towards the grid", *Energy and Buildings*, Jg. 69, S. 74–84, 2014, doi: 10.1016/j.enbuild.2013.10.019.
- [54] L. Schibuola, M. Scarpa und C. Tambani, "Demand response management by means of heat pumps controlled via real time pricing", *Energy and Buildings*, Jg. 90, Nr. 1, S. 15–28, 2015, doi: 10.1016/j.enbuild.2014.12.047.
- [55] 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", *Applied Energy*, Jg. 204, Nr. 1, S. 93–105, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.06.110.
- [56] P. Fitzpatrick, F. D’Ettorre, M. de Rosa, M. Yadack, U. Eicker und D. P. Finn, "Influence of electricity prices on energy flexibility of integrated hybrid heat pump and thermal storage systems in a residential building", *Energy and Buildings*, Jg. 223, 2020, doi: 10.1016/j.enbuild.2020.110142.
- [57] A. Arteconi, N. J. Hewitt und F. Polonara, "Domestic demand-side management (DSM): Role of heat pumps and thermal energy storage (TES) systems", *Applied Thermal Engineering*, Jg. 51, 1–2, S. 155–165, 2013, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2012.09.023.
- [58] M. A. López, S. de La Torre, S. Martín und J. A. Aguado, "Demand-side management in smart grid operation considering electric vehicles load shifting and vehicle-to-grid support", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 64, S. 689–698, 2015, doi: 10.1016/j.ijepes.2014.07.065.
- [59] C. Liu, K. T. Chau, D. Wu und S. Gao, "Opportunities and Challenges of Vehicle-to-Home, Vehicle-to-Vehicle, and Vehicle-to-Grid Technologies", *Proceedings of the IEEE*, Jg. 101, Nr. 11, S. 2409–2427, 2013, doi: 10.1109/JPROC.2013.2271951.

- [60] S. Nazari, F. Borrelli und A. Stefanopoulou, "Electric Vehicles for Smart Buildings: A Survey on Applications, Energy Management Methods, and Battery Degradation", *Proceedings of the IEEE*, Jg. 109, Nr. 6, S. 1128–1144, 2021, doi: 10.1109/JPROC.2020.3038585.
- [61] D. Borge-Diez, D. Icaza, E. Açıklalp und H. Amaris, "Combined vehicle to building (V2B) and vehicle to home (V2H) strategy to increase electric vehicle market share", *Energy*, Jg. 237, Nr. 4, 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.121608.
- [62] N. Z. Xu und C. Y. Chung, "Reliability Evaluation of Distribution Systems Including Vehicle-to-Home and Vehicle-to-Grid", *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 31, Nr. 1, S. 759–768, 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2396524.
- [63] B. Zafar und S. A. B. Slama, "PV-EV integrated home energy management using vehicle-to-home (V2H) technology and household occupant behaviors", *Energy Strategy Reviews*, Jg. 44, Nr. 4, 2022, doi: 10.1016/j.esr.2022.101001.
- [64] Grazia Barchi, Giordano Miori, David Moser und Sotiris Papantoniou, "A Small-Scale Prototype for the Optimization of PV Generation and Battery Storage through the Use of a Building Energy Management System" (eng), *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe*, 2018.
- [65] C. Lange, A. Rueß, A. Nuß, R. Öchsner und M. März, "Dimensioning battery energy storage systems for peak shaving based on a real-time control algorithm", *Applied Energy*, Jg. 280, Nr. 7, 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115993.
- [66] G. Mulder, D. Six, B. Claessens, T. Broes, N. Omar und J. van Mierlo, "The dimensioning of PV-battery systems depending on the incentive and selling price conditions", *Applied Energy*, Jg. 111, 7–8, S. 1126–1135, 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.03.059.
- [67] Daniel Schmidt und Sabine Hoffmann, "Dimensionierung von Wärmespeichersystemen in Wohngebäuden zur Netzentlastung", *Tagungsband BauSIM 2018*, Jg. 2018.
- [68] A.T.D. Perera, K. Soga, Y. Xu, P. S. Nico und T. Hong, "Enhancing flexibility for climate change using seasonal energy storage (aquifer thermal energy storage) in distributed energy systems", *Applied Energy*, Jg. 340, 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.120957.
- [69] J. Hennessy, H. Li, F. Wallin und E. Thorin, "Flexibility in thermal grids: a review of short-term storage in district heating distribution networks", *Energy Procedia*, Jg. 158, S. 2430–2434, 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2019.01.302.
- [70] C. Srithapon und D. Månsson, "Predictive control and coordination for energy community flexibility with electric vehicles, heat pumps and thermal energy storage", *Applied Energy*, Jg. 347, Nr. 24, 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.121500.
- [71] T. Pean, R. Costa-Castello, E. Fuentes und J. Salom, "Experimental Testing of Variable Speed Heat Pump Control Strategies for Enhancing Energy Flexibility in Buildings", *IEEE Access*, Jg. 7, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2903084.
- [72] S. Kuboth, F. Heberle, A. König-Haagen und D. Brüggemann, "Economic model predictive control of combined thermal and electric residential building energy systems", *Applied Energy*, Jg. 240, Nr. 9, S. 372–385, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.01.097.

- [73] S. Seal, B. Boulet, V. R. Dehkordi, F. Bouffard und G. Joos, "Centralized MPC for Home Energy Management With EV as Mobile Energy Storage Unit", *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Jg. 14, Nr. 3, S. 1425–1435, 2023, doi: 10.1109/TSTE.2023.3235703.
- [74] A.-L. Klingler, "The effect of electric vehicles and heat pumps on the market potential of PV + battery systems", *Energy*, Jg. 161, Nr. 1, S. 1064–1073, 2018, doi: 10.1016/j.energy.2018.07.210.
- [75] RPTU Kaiserslautern-Landau, Universität Luxemburg, Universität Lothringen, Universität Lüttich und Institut für Zukunftsenergiesysteme, *Power to Heat for the Greater Region's Renewables Integration and Development: PtH4GR²ID*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bauing.uni-kl.de/interreg/de/index.php> (Zugriff am: 25.08.24).
- [76] RPTU Kaiserslautern-Landau, *EnEff:Stadt: ModEMS4Q: Entwicklung von Modernisierungskonzepten für Wohnquartiere im Bestand auf Basis eines gebäudeübergreifenden Energiemanagementsystems zur optimierten Einbindung von erneuerbaren Energien*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&v=10&q=03EN3039&id=2614252> (Zugriff am: 25.08.24).
- [77] T. Ohrdes *et al.*, "EnEff:Stadt Verbundvorhaben: Wind-Solar-Wärmepumpen-Quartier - erneuerbar betriebene Wärmepumpen zur Minimierung des Primärenergiebedarfs (WPuQ)", 2021, doi: 10.2314/KXP:1824554834.
- [78] *SketchUp*. 2017. Trimble. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.sketchup.com/de>
- [79] *TRNSYS*. 18. Transsolar. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.trnsys.com/index.html>
- [80] *MATLAB*. 2019b. MathWorks. [Online]. Verfügbar unter: <https://de.mathworks.com/products/matlab.html>
- [81] *Building Controls Virtual Test Bed: BCVTB*. 1.6. Lawrence Berkeley National Laboratory. [Online]. Verfügbar unter: <https://simulationresearch.lbl.gov/bcvtb/FrontPage>
- [82] P. Delgoshaei, M. Heidarinejad und M. A. Austin, "Semantic Inference-Based Control Strategies for Building HVAC Systems Using Modelica-Based Physical Models", *Procedia Engineering*, Jg. 205, Nr. 2, S. 1975–1982, 2017, doi: 10.1016/j.proeng.2017.10.060.
- [83] L. Zhang, "Data-driven building energy modeling with feature selection and active learning for data predictive control", *Energy and Buildings*, Jg. 252, Nr. 2, 2021, doi: 10.1016/j.enbuild.2021.111436.
- [84] X. Pang, M. Wetter, P. Bhattacharya und P. Haves, "A framework for simulation-based real-time whole building performance assessment", *Building and Environment*, Jg. 54, Nr. 2, S. 100–108, 2012, doi: 10.1016/j.buildenv.2012.02.003.
- [85] T. Steiner, "Modellprädiktive Verschattungsregelung in Büroräumen unter Verwendung eines thermischen Hybridmodells" Dissertation, RPTU Kaiserslautern-Landau, 2022.
- [86] RPTU Kaiserslautern-Landau, "EnerReg - Energiemanagement mit Hilfe der modellprädiktiven Regelung für Mischnutzungsgebäude in ländlichen Regionen", 14.05.24. [Online]. Verfügbar unter: <https://enerreg.de/>.
- [87] Christian Persohn, "Ausgangszustand des Gebäudekomplexes", projektinternes Dokument.

- [88] Christian Persohn, "Gebäudekomplex nach erfolgreicher Umsetzung der Ferienwohnungen und Erweiterung der PV-Anlage", projektinternes Dokument.
- [89] ait-Deutschland GmbH, "Technische Daten/Lieferumfang: Wärmepumpe LAD 7" (Zugriff am: 22.08.24).
- [90] EnerReg, "Aufteilung der Heizkreise in Ferienwohnung A", projektinternes Dokument.
- [91] aleo solar Deutschland GmbH, "Datenblatt Solarmodul aleo S_19" (Zugriff am: 25.08.24).
- [92] Heinz Herwig und Andreas Moschallski, *Wärmeübertragung: Physikalische Grundlagen Illustrierende Beispiele Übungsaufgaben mit Musterlösungen*. Wiesbaden: Vieweg, 2006.
- [93] *DIN V 4108-6: Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden: Teil 6: Berechnung des Jahresheizwärme- und des Jahresheizenergiebedarfs*, Deutsches Institut für Normung e.V.
- [94] Deutscher Wetterdienst, *Testreferenzjahre (TRY)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.dwd.de/DE/leistungen/testreferenzjahre/testreferenzjahre.html> (Zugriff am: 6. Juni 2024).
- [95] *DIN 5034-2: Tageslicht in Innenräumen: Teil 2: Grundlagen*, Deutsches Institut für Normung e.V.
- [96] Konstantin Bikos, *Sonnenzeit – die wahre Ortszeit*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.timeanddate.de/zeitzonen/sonnenzeit> (Zugriff am: 7. Mai 2024).
- [97] Volker Quaschning, *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Klimaschutz*, 10. Aufl. Carl Hanser Verlag, 2019.
- [98] Soteris A Kalogirou, *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*, 2. Aufl. Academic Press, 2013.
- [99] D. T. Reindl, W. A. Beckman und J. A. Duffie, "Diffuse fraction correlations", *Solar Energy*, Jg. 45, Nr. 1, S. 1–7, 1990, doi: 10.1016/0038-092X(90)90060-P.
- [100] E. E. Mamajek *et al.*, "IAU 2015 Resolution B3 on Recommended Nominal Conversion Constants for Selected Solar and Planetary Properties", 2015.).
- [101] R. Perez, R. Seals, P. Ineichen, R. Stewart und D. Menicucci, "A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces", *Solar Energy*, Jg. 39, Nr. 3, S. 221–231, 1987, doi: 10.1016/S0038-092X(87)80031-2.
- [102] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky und R. Stewart, "Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance", *Solar Energy*, Jg. 44, Nr. 5, S. 271–289, 1990, doi: 10.1016/0038-092X(90)90055-H.
- [103] Benjamin Y. H. Liu, Richard C. Jordan, "The Long-Term Average Performance of Flat-Plate Solar-Energy Collectors", *Solar Energy*, Jg. 1963.
- [104] Horst Kuchling, *Taschenbuch der Physik*, 20. Aufl. Hanser-Verlag.
- [105] *DIN EN 1264-5: Raumflächenintegrierte Heiz- und Kühlsysteme mit Wasserdurchströmung: Teil 5: Bestimmung der Wärmeleistung von Wand- und Deckenheizung sowie Kühlleistung von Fußboden-, Wand- und Deckenkühlung*, Deutsches Institut für Normung e.V.
- [106] J. H. Angelim und C. M. Affonso, "Energy management on university campus with photovoltaic generation and BESS using simulated annealing" in *2018 IEEE Texas Power and Energy*

Conference (TPEC), College Station, TX, 08.02.2018 - 09.02.2018, S. 1–6, doi: 10.1109/TPEC.2018.8312112.

- [107] Bundesnetzagentur, *Elektromobilität: Elektromobilität mit Strom aus erneuerbaren Energien eröffnet die Möglichkeit, die Abhängigkeit des Verkehrs von fossilen Brennstoffen und damit den CO₂-Ausstoß zu verringern*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/E_Mobilitaet/start.html (Zugriff am: 21.06.24).
- [108] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *Standardlastprofile Strom*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/> (Zugriff am: 7. Mai 2024).
- [109] Röhrenbeck et al., "Prädiktive Betriebsoptimierung drehzahlvariabler Wärmepumpen in Kombination mit preisvariablen Stromtarifen", *VDE Kongress*, 2016.
- [110] Deutscher Wetterdienst, *Qualität unserer Wettervorhersagen: Stimmt die Wettervorhersage immer oder liegen wir auch manchmal daneben?* [Online]. Verfügbar unter: https://www.dwd.de/DE/wetter/schon_gewusst/qualitaetvorhersage/qualitaetvorhersage_no_de.html (Zugriff am: 10. Juli 2024).
- [111] Bundesnetzagentur, "Stromnetzausbau - Stand der Genehmigungsverfahren der Bundesnetzagentur" [Online]. Verfügbar unter: https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/Monitoringberichte/Netzausbauprog_nose/Netzausbauprognose.pdf%3F__blob%3DpublicationFile&ved=2ahUKEwi4joD_m4ilAxXWg_0HHXagJEoQFnoECCAQAw&usg=AOvVaw0Q5-LSy5SA4_kj5UFtQaK3. (Zugriff am: 22. August 2024).

Anhang

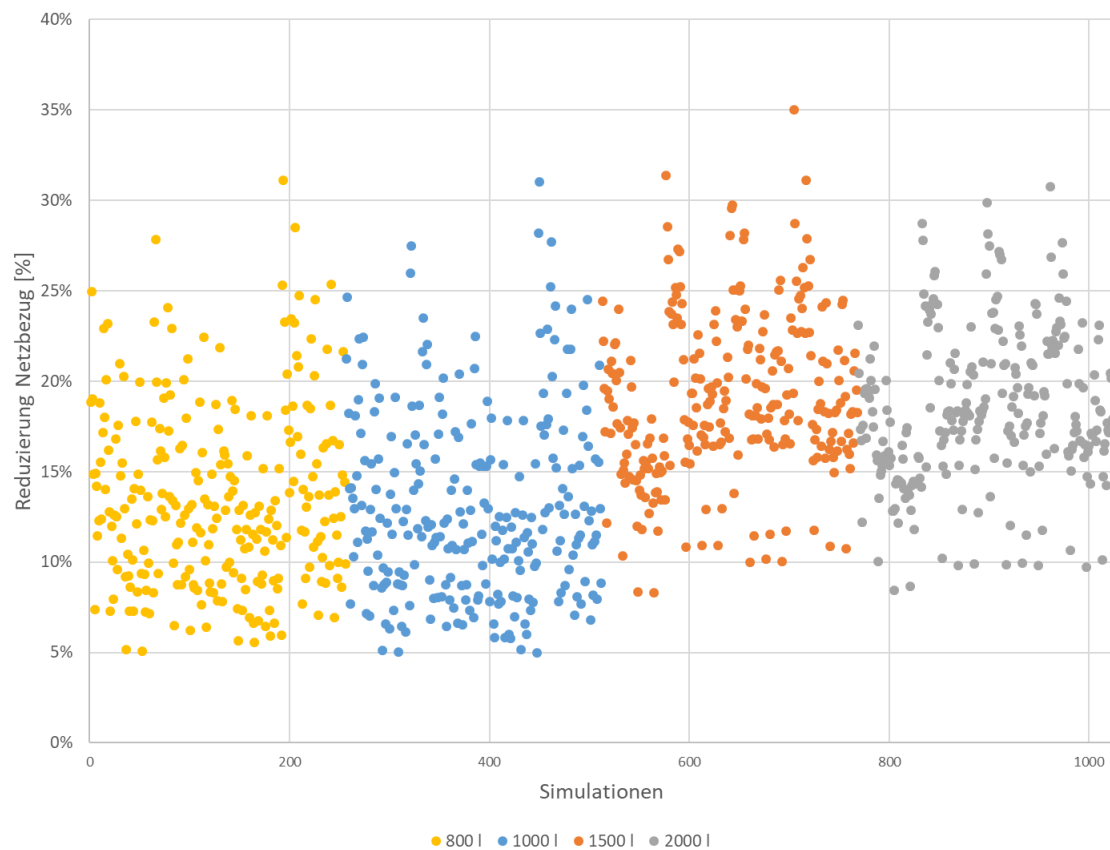


Abbildung 53: A1 - Prozentuale Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche thermische Speichervolumen

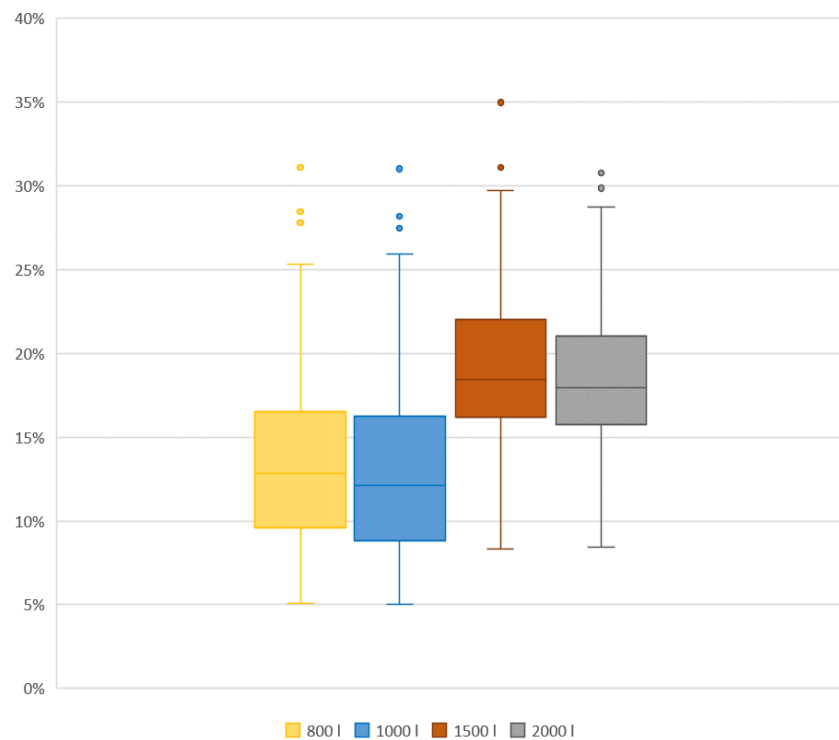


Abbildung 54: A2 - Boxplot-Diagramm zur prozentualen Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Speichergrößen zwischen 800 l und 2000 l

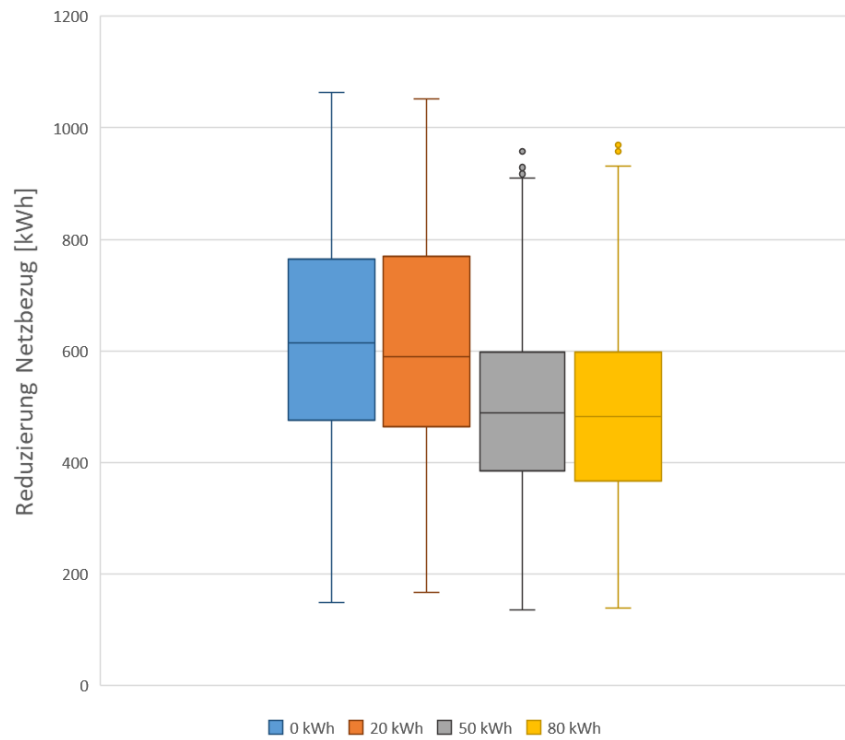


Abbildung 55: A3 - Boxplot-Diagramm zur absoluten Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz - bezogen auf unterschiedliche Speicherkapazitäten der E-Batterie



Abbildung 56: A4 - Absolute Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Größen der PV-Anlage

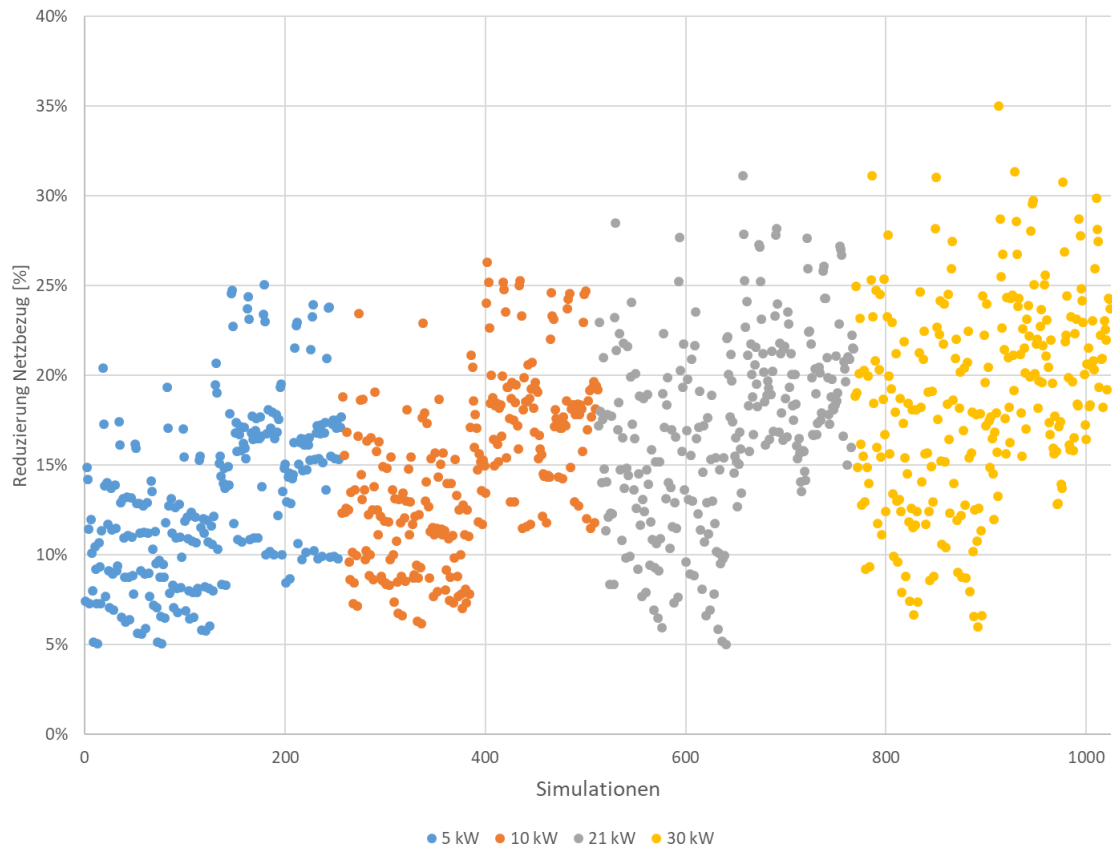


Abbildung 57: A5 - Prozentuale Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Größen der PV-Anlage

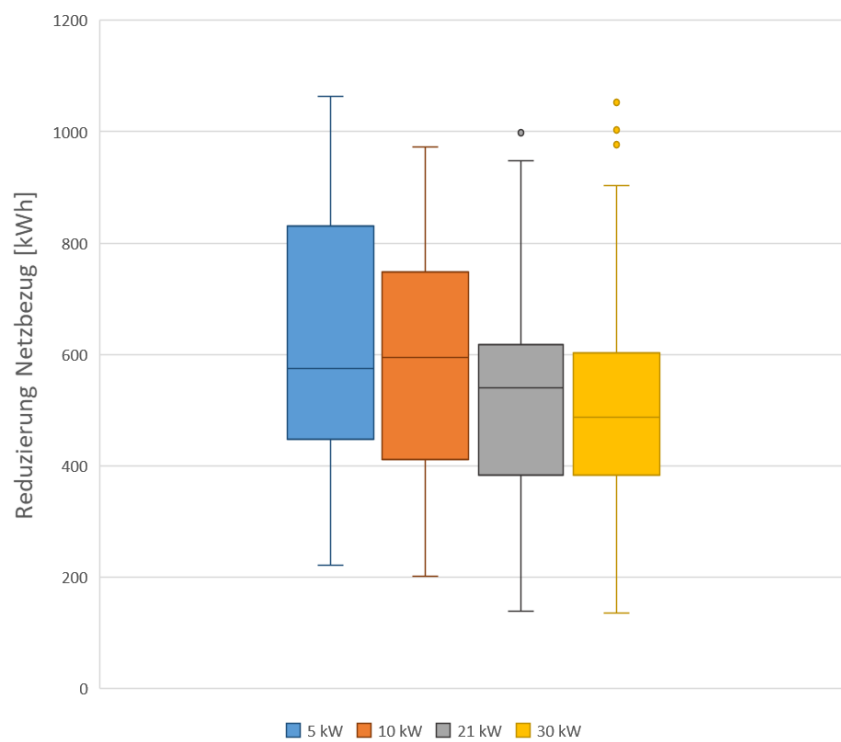


Abbildung 58: A6 - Boxplot-Diagramm zur absoluten Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Größen der PV-Anlage

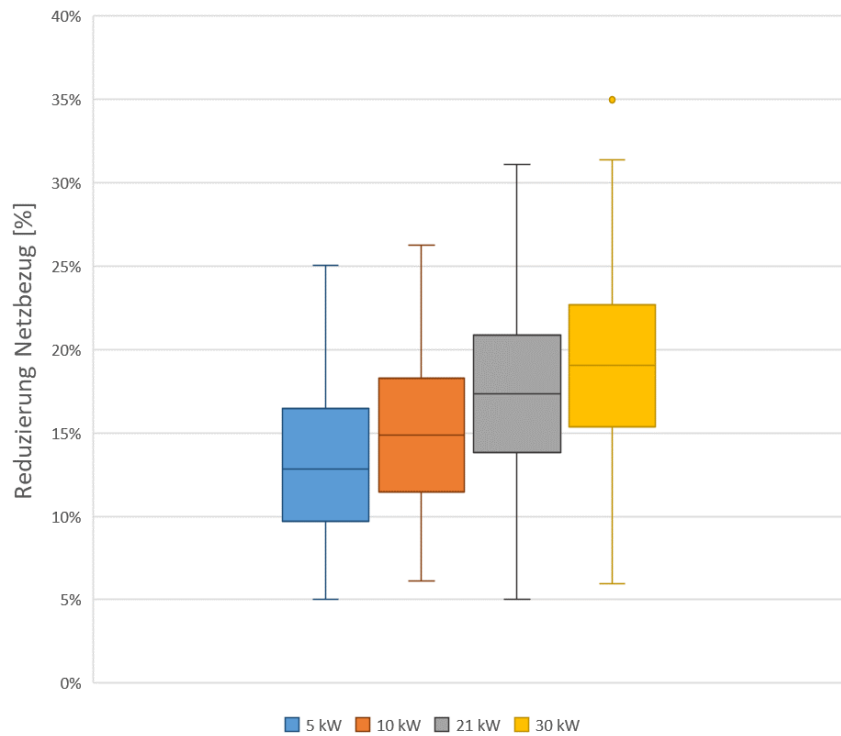


Abbildung 59: A7 - Boxplot-Diagramm zur prozentualen Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Größen der PV-Anlage

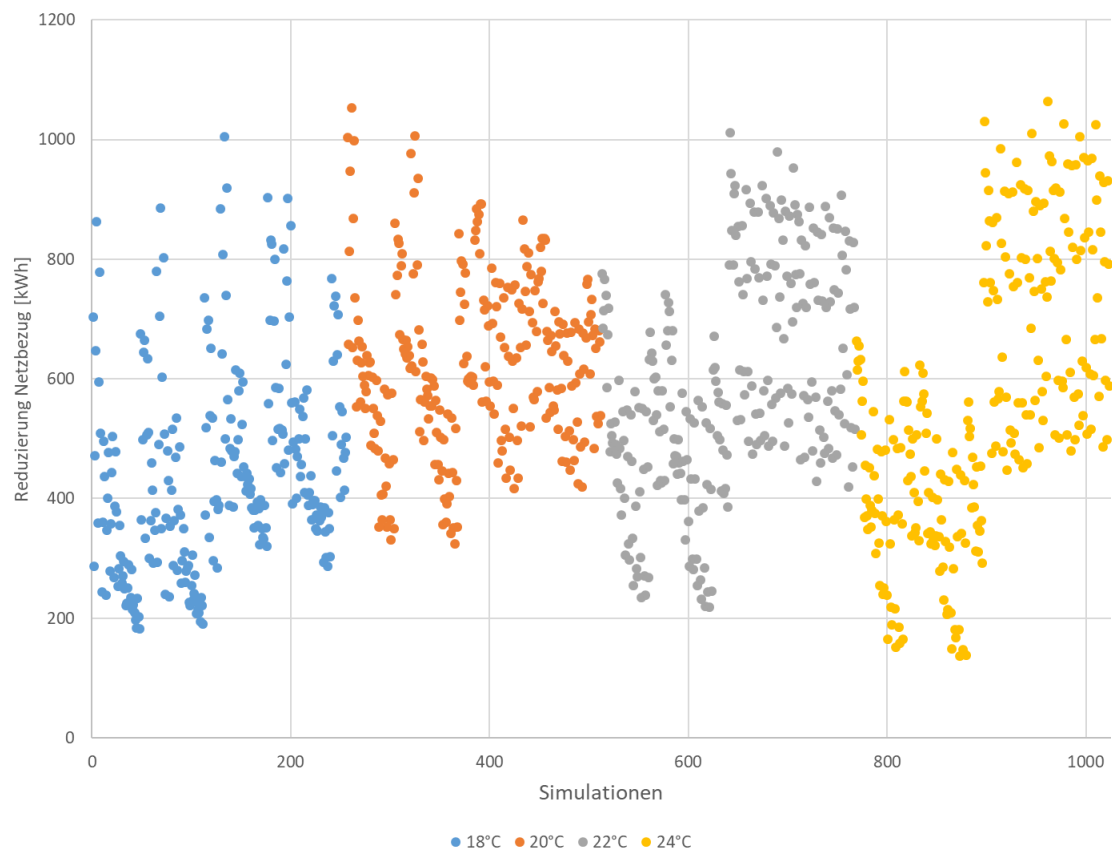


Abbildung 60: A8 - Absolute Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Innentemperaturen in den Ferienwohnungen

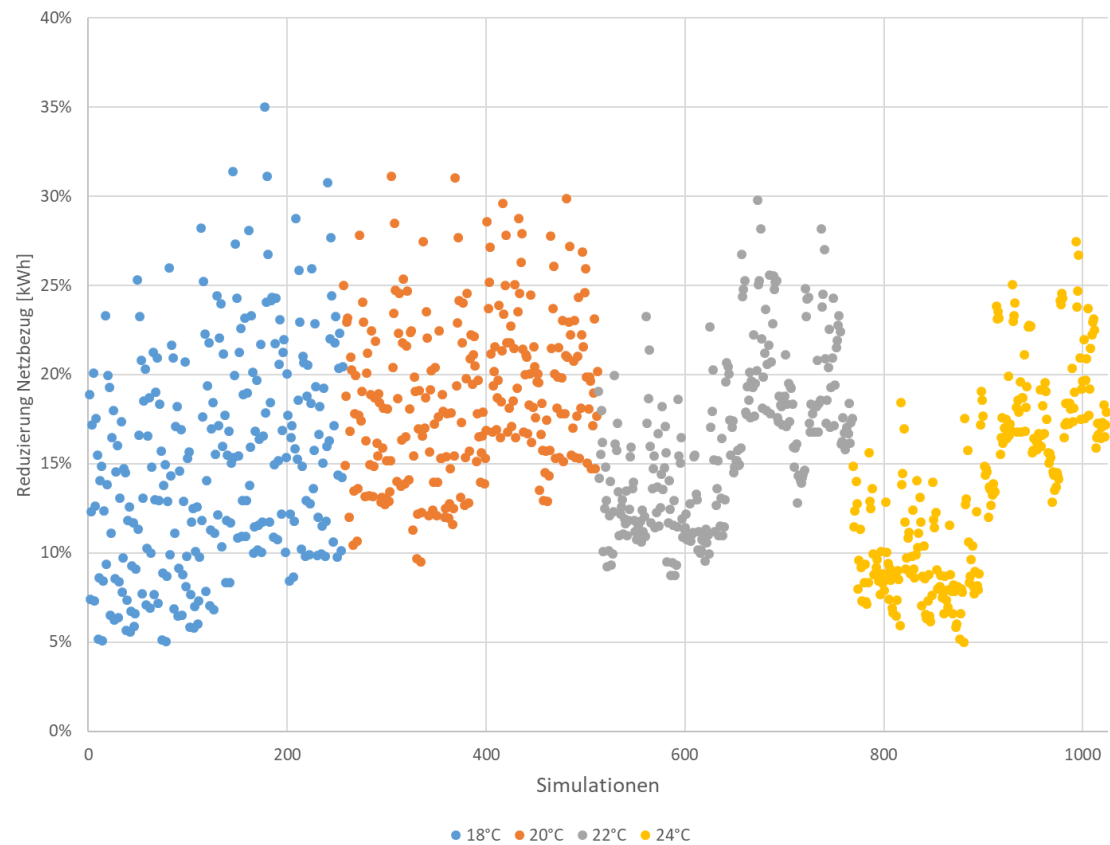


Abbildung 61: A9 - Prozentuale Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Innentemperaturen in den Ferienwohnungen

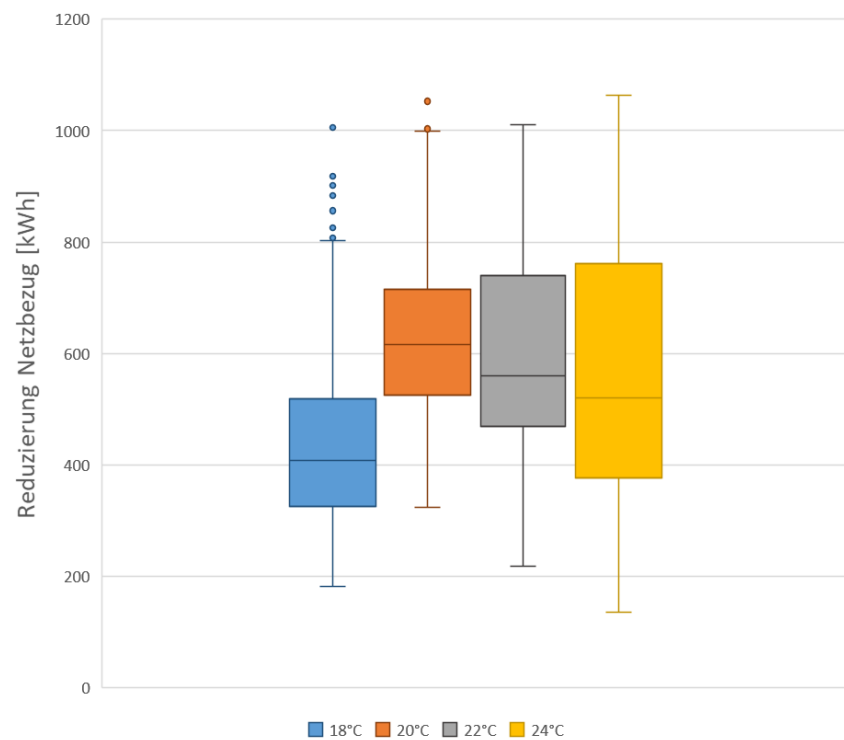


Abbildung 62: A10 - Boxplot-Diagramm zur absoluten Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Innentemperaturen in den Ferienwohnungen

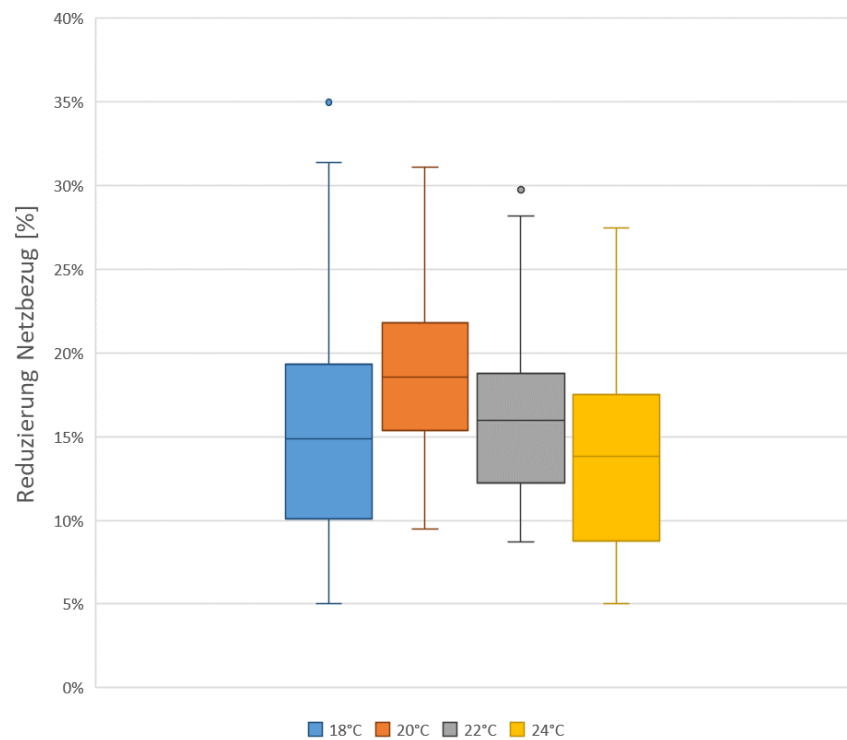


Abbildung 63: A11 - Boxplot-Diagramm zur prozentualen Reduzierung des Netzbezugs durch die prädiktive Optimierung im Vergleich zur Referenz in kWh - bezogen auf unterschiedliche Innentemperaturen in den Ferienwohnungen

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, Daniel Schmidt, durch meine Unterschrift an Eides Statt, dass ich die Dissertation mit dem Titel: „Prädiktive Optimierung von Energieflüssen in Wohngebäuden mit Photovoltaik-Eigenstromerzeugung unter Berücksichtigung von Power-To-Heat (Wärmepumpe), Power-To-Power (Stromspeicher) und Vehicle-To-Building (bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen)“ selbstständig und ohne unzulässige fremde Hilfe verfasst habe.

Hierbei habe ich weder Textstellen von Dritten noch Grafiken oder sonstige Materialien ohne Kennzeichnung übernommen. Sämtliche wörtliche oder indirekte Zitate anderer Quellen sind gemäß den wissenschaftlichen Zitierregeln kenntlich gemacht.

Die benutzten Hilfsmittel sind in der Arbeit angegeben. Der Anteil anderer Mitarbeiter und eventueller Autoren ist klar gekennzeichnet. Es sind ausschließlich die von mir angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet worden.

Die Dissertation oder Teile davon wurden nicht als Prüfungsarbeit für eine staatliche oder andere wissenschaftliche Prüfung eingereicht. Weiterhin wurde die Arbeit oder eine andere Abhandlung dieser noch nicht bei einem anderen Fachbereich oder einer anderen Universität als Dissertation eingereicht.

Ich versichere, dass meine Angaben der Wahrheit entsprechen und ich diese nach bestem Wissen und Gewissen gemacht habe.

Kaiserslautern, den 26.08.24

Schmidt, Daniel

Lebenslauf

Persönliche Daten

Name: Daniel Schmidt

Staatsangehörigkeit: Deutsch

Beruflicher Werdegang

Seit 12/2016:

Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fachgebiet Gebäudesysteme und Gebäudetechnik der RPTU Kaiserslautern-Landau

10/2014 – 04/2016:

Werkstudent IZES gGmbH

10/2012 – 04/2013:

Praxisphase IZES gGmbH

09/2010 – 10/2010:

Praktikant ZF Getriebe GmbH

02/2010 – 04/2010:

Praktikant Entsorgungsverband Saar

Ausbildung

2013-2016:

M. Eng. Engineering and Management (Schwerpunkt: Energietechnik) an der Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes

2009-2013:

B. Eng. Maschinenbau (Schwerpunkt: Prozesstechnik) an der Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes