# Techno-ökonomische und ökologische Potenzialanalyse von Wärmepumpen mit bidirektionaler Datenanbindung im Einfamilienhaus

Masterarbeit zur Erlangung des akademischen Grades

*Master of Science*

im Studiengang Erneuerbare Energien
an der Fakultät für Anlagen, Energie- und Maschinensysteme
der Technischen Hochschule Köln


Vorgelegt von: Marius Rüddel

Adresse: marius_johannes.rueddel@smail.th-koeln.de


eingereicht bei: Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt
Zweitgutachter: Prof. Dr. Ingo Stadler

Köln, 23.09.2026

Technology
Arts Sciences
TH Köln

# Erklärungen

Name: Marius Rüddel

## Erklärung zum eigenständigen Verfassen

Hiermit erkläre ich an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig verfasst habe. Zur Rechtschreibprüfung sowie zur Programmierungsunterstützung wurde nach Rücksprache mit dem Betreuer Claude Code verwendet. Ich habe keine anderen außer den von mir angegeben Quellen und Hilfsmitteln verwendet.

Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch nicht veröffentlicht.

Köln, 23.09.2026

## Erklärung zur Veröffentlichung

Ich bin damit einverstanden, dass meine Abschlussarbeit ausgeliehen werden darf. Sie darf von meinem Betreuer im Internet veröffentlicht werden.

Köln, 23.09.2026

## Erklärung zu Bildrechten

Ich habe alle Bilder und Diagramme dieser Abschlussarbeit selber erstellt.

Köln, 23.09.2026

# Kurzfassung

Diese Arbeit bewertet das Potenzial einer bidirektionalen Datenanbindung zwischen Wärmepumpe und HEMS gegenüber einer SG-Ready-Schnittstelle hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, PV-Eigenverbrauch, Betriebsverhalten und $CO_2$-Bilanz. Dazu werden fünf Steuerungsszenarien für ein reales Kundengebäude in einer Python-basierten Jahressimulation verglichen. Die bidirektionale Datenanbindung senkt die Betriebskosten um mindestens 16,7 % und die CO2-Emissionen um mindestens 12,1 %, während SG-Ready nur 5,1 % bzw. 4 % erreicht. Ein höherer PV-Eigenverbrauch resultiert dabei nicht automatisch in den geringsten Kosten. Erst die Kombination aus Steuerung und Prognosefähigkeit nutzt den PV-Überschuss gezielt. Die Effizienz bleibt nahezu unverändert (JAZ ± 0,1), die Taktzyklen steigen allerdings um bis zu 127,5 %.

# Abstract

This thesis evaluates the potential of a bidirectional data connection between a heat pump and a HEMS compared to an SG-Ready-interface in terms of cost-effectiveness, PV self-consumption, operational behaviour and carbon footprint. Five control scenarios for a real costumer building are compared in a Python-based annual simulation. The bidirectional data connection reduces operating cost by at least 16,7 % and $CO_2$ emissions by at least 12,1 %, while SG-Ready achieves only 5,1 % and 4 %, respectively. A higher rate of PV self-consumption does not automatically result in the lowest costs. Only the combination of control and forecasting makes targeted use of the PV surplus. Efficiency remains nearly unchanged (SPF ± 0,1) but cycling frequency increases by 127,5 %.

# Inhaltsverzeichnis

**Abbildungsverzeichnis** ..... **IV**

**Tabellenverzeichnis** ..... **VII**

**Abkürzungsverzeichnis** ..... **VIII**

**1 Einleitung** ..... **1**

**2 Stand der Technik** ..... **3**

2.1 Steuerungskonzepte zur PV-Eigenverbrauchsoptimierung bei Wärmepumpen ..... 3

2.1.1 SmartGrid-Ready-Schnittstelle ..... 3

2.1.2 Bidirektionale Datenanbindung über ein HEMS ..... 6

2.2 Forschungsprojekte ..... 9

2.3 Wissenschaftlicher Beitrag und Abgrenzung dieser Arbeit ..... 10

**3 Theoretische Grundlagen** ..... **12**

3.1 Gebäudemasse als thermischer Speicher ..... 12

3.2 Physikalische Restriktionen in der Wärmepumpensteuerung ..... 12

3.2.1 Mindestlaufzeit ..... 13

3.2.2 Mindeststillstandzeit ..... 13

3.2.3 Hysterese ..... 14

3.2.4 Dreiwegventil ..... 14

3.3 Verdichtermodulation ..... 14

3.4 Taktverhalten ..... 14

3.5 Grundlagen der modellprädiktiven Regelung ..... 15

**4 Datengrundlage** ..... **16**

4.1 Gebäudespezifikationen ..... 16

4.2 Haushaltslastprofil ..... 16

4.3 Warmwasserprofil ..... 18

4.4 Wetterdaten ..... 19

4.4.1 Außentemperatur ..... 19

4.4.2 PV-Ertragsprofil ..... 21

4.5 $CO_2$-Emissionen ..... 24

**5 Methodik** ..... **26**

5.1 Simulationsaufbau ..... 26

5.2 Physikalisches Gebäudemodell ..... 28

5.2.1 Raumtemperatur ..... 28

5.2.2 Warmwassertemperatur ..... 29

5.2.3 COP der Wärmepumpe ... 32
5.2.4 Heizkurve ... 34
5.3 Model Predictive Control ... 34
5.4 Definition der Regelungsszenarien ... 38
5.4.1 Referenzszenarien ... 39
5.4.2 Optimierungsszenarien (bidirektionale Datenanbindung) ... 41
5.5 Systemgrenzen und Modellannahmen ... 47
5.6 Bewertungskriterien ... 48
5.6.1 Betriebskosten ... 48
5.6.2 CO2-Emissionen ... 49
5.6.3 Betriebsverhalten ... 49
**6 Simulationsergebnisse ... 51**
6.1 Einfluss der Regelungsstrategie auf die Wirtschaftlichkeit ... 51
6.1.1 Betriebskosten ... 51
6.1.2 PV-Eigenverbrauch und PV-Deckungsgrad der WP ... 54
6.1.3 Steuerungsverhalten der Szenarien ... 58
6.2 Einfluss der Regelungsstrategie auf die $CO_2$-Emissionen ... 64
6.3 Einfluss der Regelungsstrategie auf das Betriebsverhalten der Wärmepumpe ... 66
6.3.1 Jahresarbeitszahl ... 66
6.3.2 Taktverhalten ... 67
6.3.3 Komforteinhaltung ... 68
6.4 Sensitivitätsanalyse der Gebäude- und Anlagenparameter ... 71
6.4.1 Einfluss des Warmwasserspeichervolumens ... 71
6.4.2 Einfluss des Sanierungsstands des Gebäudes ... 73
**7 Diskussion ... 76**
**8 Fazit und Ausblick ... 80**
**Literatur ... 82**
**Anhang ... 86**

# Abbildungsverzeichnis


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Relaisverschaltung einer SG-Ready-Schnittstelle zur Ansteuerung der vier Betriebszustände (Eigene Darstellung nach [5]) ..... 4

Abbildung 2: Für jede Uhrzeit gemitteltes Lastprofil der Haushaltslast, aufgeteilt in Werktage (Montag-Freitag), Samstag und Sonntag ..... 17

Abbildung 3: Für jede Uhrzeit gemitteltes Lastprofil des WW-Verbrauchs, aufgeteilt in Werktage (Montag-Freitag), Samstag und Sonntag .. 18

Abbildung 4: Vergleich der tatsächlich gemessenen Außentemperatur (blau) zur prognostizierten Außentemperatur (rot) durch das AR(1)-Modell im Zeitraum vom 13.01. bis 18.01.2024 ..... 20

Abbildung 5: Vergleich der tatsächlichen PV-Erzeugung zur prognostizierten PV-Erzeugung durch das AR(1)-Modell am Beispiel des 08.09.2024 24

Abbildung 6: Gemittelter Anteil EE (grün) und Nicht-EE (braun) am deutschen Strommix 2024 über den Tag. Die schwarze Kurve beschreibt den gemittelten Emissionsfaktor in g $CO_2$-äq. pro kWh für jede Uhrzeit des Tages ..... 25

Abbildung 7: Volllast-COPs in Abhängigkeit zur Außentemperatur für verschiedene Vorlauftemperaturen ..... 33

Abbildung 8: Schema zur Berechnung der Heizleistung für die Raumheizung.. 36

Abbildung 9: Schema zur Berechnung der Heizleistung für die WW-Erwärmung ..... 36

Abbildung 10: Beispielhafte Steuerung der Wärmepumpe mithilfe der modellprädiktiven Steuerung und der Diffusing-Horizon-Methode ..... 37

Abbildung 11: Schematischer Aufbau des Basisszenarios: Keine Schnittstelle zwischen PV-Anlage und Wärmepumpe, die eine aktive Überschusssteuerung ermöglichen würde (RH = Raumheizung; HH = Haushalt) ..... 40

Abbildung 12: Schematischer Aufbau des SG-Ready-Szenarios: Binäre Schnittstelle zwischen PV-WR und WP, die bei ausreichendem PV-Überschuss eine Sollwerterhöhung der Raum- und WW-Temperatur empfiehlt ..... 41

Abbildung 13: Schematischer Aufbau des reaktiven Optimierungs-Szenarios: Bidirektionale Datenanbindung zwischen HEMS und WP, die die modulierende Nutzung des PV-Überschusses erlaubt ..... 45

Abbildung 14: Schematischer Aufbau des prädiktiven Optimierungs-Szenarios: Bidirektionale Datenanbindung zwischen HEMS und Wärmepumpe, die die modulierende Nutzung des PV-Überschusses und die Nutzung fehlerbehafteter Prognosen erlaubt ..... 46

Abbildung 15: Schematischer Aufbau des idealen Optimierungs-Szenarios: Bidirektionale Datenanbindung zwischen HEMS und WP, die die modulierende Nutzung des PV-Überschusses und die Nutzung idealer Prognosen erlaubt..... 47

Abbildung 16: Links: jährlicher Strombedarf der simulierten WP in kWh/Jahr für jedes Szenario. Rechts: jährliche Stromkosten der simulierten WP in €/Jahr für jedes Szenario, aufgeteilt in WW (violett) und Raumheizung (grün) ..... 52

Abbildung 17: Links: WP-Stromkosten in €/Jahr (hellblau) unter Berücksichtigung der entgangenen Einspeisevergütung (rot) im Vergleich zum Basisszenario. Rechts: Daraus resultierende prozentuale WP-Stromkosten-Ersparnis (dunkelblau) aller Szenarien im Vergleich zum Basisszenario ..... 53

Abbildung 18: monatliche Kostenersparnis in €/Monat aller Szenarien gegenüber dem Basisszenario ..... 54

Abbildung 19: Links: PV-Eigenverbrauchsquote der jeweiligen Szenarien, aufgeteilt in Anteil des Haushaltsstroms (hellgrün) und des WP-Stroms (dunkelgrün). Rechts: PV-Deckungsgrad der WP aller Szenarien ..... 55

Abbildung 20: PV-Deckungsgrad des Strombedarfs für Raumheizung (dunkelgrün) und WW (violett)..... 56

Abbildung 21: Monatliche PV-Erzeugung (gelb) im Vergleich zum monatlichen Strombedarf der WP, aufgeteilt in Raumheizung (dunkelgrün) und WW (violett)..... 56

Abbildung 22: Links: Monatliche Eigenverbrauchsquote jedes Szenarios, Haushaltsstromanteil (graue Fläche) bleibt in jedem Szenario gleich. Rechts: Monatlicher PV-Deckungsgrad des WP-Strombedarfs für jedes Szenario ..... 57

Abbildung 23: Verhalten der WW-Temperatur (oben in rot), der Raumtemperatur (mittig in orange) und der elektrischen WP-Leistung (unten in blau) im SG-Ready-Szenario im Zeitraum vom 14.03. bis 15.03.2024 ..... 59

Abbildung 24: Verhalten der WW-Temperatur (oben in rot), der Raumtemperatur (mittig in orange) und der elektrischen WP-Leistung (unten in

blau) im reaktiven Szenario im Zeitraum vom 14.03. bis 15.03.2024 ..... 60

Abbildung 25: Verhalten der WW-Temperatur (oben in rot), der Raumtemperatur (mittig in orange) und der elektrischen WP-Leistung (unten in blau) im idealen Szenario im Zeitraum vom 14.03. bis 15.03.2024 ..... 61

Abbildung 26: Verhalten der elektrischen WP-Leistung im prädiktiven Szenario am 15.03.2024 (Freitag) in Abhängigkeit der PV-Überschussprognose (violett gestrichelt)..... 62

Abbildung 27: Verhalten der elektrischen WP-Leistung im prädiktiven Szenario am 03.03.2024 (Sonntag) in Abhängigkeit der PV-Überschussprognose (violett gestrichelt)..... 63

Abbildung 28: Vergleich der Heatmaps des Basis- und Idealszenarios zur durchschnittlichen elektrischen WP-Leistung jedes Monats und jeder Uhrzeit in kW. Je dunkler der Block, desto höher die durchschnittliche Leistung der WP zu dieser Zeit..... 64

Abbildung 29: Links: kg $CO_2$-äq. aller Szenarien über das Jahr unter Berücksichtigung des Emissionsfaktors für eigenverbrauchten Solarstrom. Rechts: Prozentuale Senkung der $CO_2$-äq. gegenüber dem Basisszenario ..... 65

Abbildung 30: zeitlicher Anteil definierter Temperaturbereiche für die Raum- und WW-Temperatur. Blau liegt unterhalb des Sollbereichs, grün im Sollbereich und orange im PV-Boost-Bereich..... 69

Abbildung 31: Durchschnittliche Raumtemperatur aller Szenarien zu jeder Zeit des Tages. Das gewünschte Raumtemperaturband ist in grün hinterlegt ..... 70

Abbildung 32: WW-Stromverbrauch aller Szenarien je nach WW-Speichervolumen ..... 72

Abbildung 33: Links: Veränderung der Kostenersparnis aller Szenarien gegenüber dem Basisszenario je nach WW-Speichervolumen. Rechts: Veränderung des PV-Deckungsgrads der WP in allen Szenarien je nach WW-Speichervolumen ..... 72

Abbildung 34: WP-Stromkosten aller Szenarien je nach Gebäudestandard unter Berücksichtigung der entgangenen Einspeisevergütung gegenüber dem Basisszenario in rot ..... 74

Abbildung 35: Links: Veränderung der Kostenersparnis aller Szenarien gegenüber dem Basisszenario je nach Gebäudestandard. Rechts: Veränderung des PV-Deckungsgrads der WP in allen Szenarien je nach Gebäudestandard ..... 75

# Tabellenverzeichnis


Tabelle 1: Schalt- und Betriebszustände einer SG-Ready-Schnittstelle, für diese Arbeit sind lediglich Zustand 2 und 3 relevant [5] ..... 5

Tabelle 2: Betriebseinstellungen verschiedener WP-Hersteller nach Einschaltempfehlung (Betriebsmodus 3) ..... 6

Tabelle 3: Kommunikationsschnittstellen verschiedener WP-Modelle mit dem SolarManager ..... 8

Tabelle 4: Auflistung der simulierten Szenarien und deren Regelungen ..... 26

Tabelle 5: Eckdaten zum simulierten Gebäude ..... 27

Tabelle 6: Auflistung der Zeitreihen und deren Einheiten im verwendeten Datensatz ..... 27

Tabelle 7: zeitliche Aufteilung der Prognoseblöcke der nächsten 24 Stunden mithilfe der Diffusing-Horizon-Methode ..... 35

Tabelle 8: Auflistung der implementierten Strafterme für die MPC-Szenarien ..... 43

Tabelle 9: Vergleich der bereitgestellten thermischen Energiemenge und der spezifischen Heizkosten aller Szenarien ..... 52

Tabelle 10: Durchschnittlicher Emissionsfaktor des WP-Netzbezugs und Haushalt-Netzbezugs aller Szenarien in $gCO_2$-äq. pro kWh ..... 65

Tabelle 11: Auflistung der JAZ aller Szenarien, aufgeteilt in Raum und WW. Die niedrigsten Werte jeder Spalte sind in rot markiert, die höchsten in grün ..... 66

Tabelle 12: Auflistung der Verdichterstarts und durchschnittlichen Zykluslänge aller Szenarien. In Klammern steht die prozentuale Veränderung gegenüber dem Basisszenario ..... 67

# Abkürzungsverzeichnis

| | |
|---|---|
| **1R1C-Modell** | 1Widerstand-1Kapazität-Modell |
| **AR(1)** | Autoregressives Modell erster Ordnung |
| **COP** | Coefficient of Performance |
| **DWD** | Deutscher Wetterdienst |
| **EE** | Erneuerbare Energien |
| **EnEV** | Energieeinsparverordnung |
| **EVU** | Energieversorgungsunternehmen |
| **Fraunhofer ISE** | Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme |
| **HEMS** | Home-Energy-Management-System |
| **HH** | Haushalt |
| **IWU** | Institut Wohnen und Umwelt |
| **JAZ** | Jahresarbeitszahl |
| **KfW** | Kreditanstalt für Wiederaufbau |
| **LPG** | LoadProfileGenerator |
| **MILP** | Mixed-Integer Linear Program |
| **MPC** | Model Predictive Control |
| **NOCT** | Nominal Operating Cell Temperature |
| **OHPCF** | Optimization of Self Consumption by Heat Pump Compressor Flexibility |
| **PV** | Photovoltaik |
| **RH** | Raumheizung |
| **RHC** | Receding-Horizon Control |
| **SG-Ready** | SmartGrid-Ready |
| **SMARD** | Strommarktdaten (Plattform der Bundesnetzagentur) |
| **STC** | Standard Test Conditions |
| **VDI** | Verein Deutscher Ingenieure |
| **WP** | Wärmepumpe |
| **WR** | Wechselrichter |
| **WW** | Warmwasser |

# 1 Einleitung

Die intelligente Vernetzung von Energieerzeugern und -verbrauchern innerhalb von Wohngebäuden gewinnt im Zuge der Energiewende zunehmend an Bedeutung. Insbesondere die Optimierung des Eigenverbrauchs hauseigener Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) bietet sowohl ökonomische als auch ökologische Potenziale. Durch eine gezielte Steuerung können Energieflüsse effizienter genutzt und Stromkosten reduziert werden.

Die Sektorenkopplung in Privathaushalten rückt dabei die Wärmepumpe (WP) zunehmend in den Fokus. Der Anteil an WP als Heizungsart im Neubau stieg von 24 % im Jahr 2016 auf 67,9 % im Jahr 2025. Auch im Bestand steigt der Anteil an WP stetig, denn im gleichen Zeitraum hat sich der Anteil von 1,7 % auf 4,5 % fast verdreifacht [1]. Gleichzeitig wächst der Anteil an PV-Anlagen im Wohngebäudesektor stetig. Während Ende 2000 nur 0,1 % aller Wohngebäude mit ein oder zwei Wohneinheiten mit einer PV-Anlage ausgestattet waren, stieg dieser Anteil bis Ende 2023 auf knapp 12 % [2]. Dadurch spielt die intelligente Nutzung des selbsterzeugten Solarstroms innerhalb von Privathaushalten mit WP eine zunehmend wichtigere Rolle.

Zur aktiven Nutzung von PV-Strom wird eine WP standardmäßig über die sogenannte Smart-Grid-Ready-Schnittstelle (SG-Ready) mit einem Wechselrichter (WR) oder einem Home-Energy-Management-System (HEMS) verbunden. Diese standardisierte Schnittstelle basiert auf einem binären An-Aus-Signal und ermöglicht lediglich einen eingeschränkten Informationsaustausch [3, S. 63]. Als Weiterentwicklung hierzu etablieren sich zunehmend bidirektionale Kommunikationslösungen zwischen HEMS und WP. Diese ermöglichen neben der Übermittlung von Steuerempfehlungen auch den Austausch von Betriebszuständen und zusätzlichen Informationen, wodurch eine deutlich umfangreichere Optimierung des WP-Betriebs möglich wird.

Obwohl entsprechende Kommunikationsmöglichkeiten bereits verfügbar sind, ist ihr tatsächlicher Mehrwert gegenüber der binären SG-Ready-Schnittstelle nur begrenzt quantifiziert. Insbesondere in Einfamilienhäusern stellt sich die Frage, welches wirtschaftliche, ökologische und betriebstechnische Potenzial durch die bidirektionale Datenanbindung der WP erschlossen werden kann. Aufgrund der praktischen Relevanz dieser Fragestellung für die Auslegung und den Betrieb von WP- und PV-Systemen wird die vorliegende Arbeit in Kooperation mit der Firma Klyma GmbH durchgeführt.

Ziel dieser Arbeit ist daher die Bewertung des Potenzials einer bidirektionalen Datenanbindung zwischen WP und HEMS gegenüber einer SG-Ready-Anbindung. Untersucht werden die Auswirkungen auf Wirtschaftlichkeit, PV-Eigenverbrauch und Betriebsverhalten der WP sowie auf die $CO_2$-Bilanz des betrachteten Haushalts.

Hierzu wird das Heizverhalten einer WP innerhalb eines realen Einfamilienhauses mit PV-Anlage anhand eines physikalischen Gebäude- und Warmwasserspeicher-Modells (WW) in Python simuliert. Auf Basis synthetischer Last- und Erzeugungsprofile werden verschiedene Referenz- und Optimierungsszenarien untersucht. Neben der konventionellen SG-Ready-Schnittstelle werden unterschiedliche Ausprägungen einer bidirektionalen Datenanbindung betrachtet, die sich hinsichtlich der verfügbaren Informationen und Prognosemöglichkeiten unterscheiden. Anschließend wird in einer Sensitivitätsanalyse überprüft, welchen Einfluss das WW-Speichervolumen oder der Gebäudestandard auf das Potenzial der bidirektionalen Datenanbindung haben.

Zunächst wird der Stand der Technik bezüglich zur aktiven PV-Überschusssteuerung von WP betrachtet, indem sowohl die SG-Ready-Schnittstelle als auch die bidirektionale Datenanbindung erläutert und gegenüber aktuellen Forschungsprojekten eingeordnet werden. Anschließend werden die Gebäudedaten sowie die verwendeten Last- und Erzeugungsprofile beschrieben, auf deren Basis die Referenz- und Optimierungsszenarien simuliert werden. Die Simulationsergebnisse werden danach hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit, PV-Eigenverbrauch, Betriebsverhalten und $CO_2$-Bilanz ausgewertet. In einem weiteren Schritt wird der Einfluss des WW-Speichervolumens sowie des Gebäudestandards im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse untersucht. Abschließend werden die zentralen Erkenntnisse zusammengefasst, die Grenzen der gewählten Methodik eingeordnet und aus dieser Thesis resultierende Forschungsfragen für weitere Arbeiten formuliert.

# 2 Stand der Technik

In diesem Kapitel wird der Stand der Technik zur Steuerung von WP in Kombination mit PV-Systemen im Wohngebäudesektor beschrieben. Dabei stehen primär zwei Steuerungskonzepte im Fokus. Standardmäßig kommt die unidirektionale SG-Ready-Schnittstelle zum Einsatz. Darüber hinaus ermöglicht ein HEMS eine bidirektionale Datenanbindung der WP, sofern die WP dies technisch unterstützt. Die Kernergebnisse verschiedener Studien zu den Potenzialen der jeweiligen Steuerungskonzepte werden anschließend zusammengefasst, um abschließend die wissenschaftliche Abgrenzung der vorliegenden Arbeit zu erläutern.

## 2.1 Steuerungskonzepte zur PV-Eigenverbrauchsoptimierung bei Wärmepumpen

Zunächst werden die Schnittstellen zur Ansteuerung der WP dargestellt, mithilfe dessen der größtmögliche Anteil des selbsterzeugten Solarstroms für die WP verwendet werden soll. Die Steuerungsmöglichkeiten beziehen sich hierbei auf die Sollwertverschiebung. Dies bedeutet, dass Solltemperaturen des WW-Speichers, Pufferspeichers oder der Raumtemperatur erhöht werden können, um den Solarstrom thermisch zu speichern.

### 2.1.1 SmartGrid-Ready-Schnittstelle

Um den Eigenverbrauch des selbsterzeugten Solarstroms zu optimieren, wird standardmäßig die SG-Ready-Schnittstelle verwendet. Das SG-Ready-Label wird vom Bundesverband Wärmepumpe e.V. definiert und wurde zunächst für Energieversorger eingerichtet, um Netzüberlastungen kurzfristig mithilfe großer Verbraucher wie WP entgegenzuwirken [4]. Über ein zweites Eingangssignal kann die WP auch während eigenem Solarüberschuss vom PV-WR oder einem HEMS angesteuert werden.

Die SG-Ready-Schnittstelle basiert auf zwei binären Relaiskontakten. Der erste Kontakt wird als EVU-Sperrkontakt betitelt, da dieser bei Netzüberlastungen von Energieversorgungsunternehmen (EVU) zur Sperrung der WP geschaltet werden kann. Der zweite Kontakt ist der Lastfreigabekontakt, durch welchen die WP bei Solarüberschuss angesteuert werden kann [5]. Mittels dieser beiden Kontakte können insgesamt vier Betriebszustände eingestellt werden.

In Abbildung 1 sowie Tabelle 1 können die Betriebszustände über die schematische Relaisverschaltung nachvollzogen werden. K1 wird vom Netzbetreiber über ein Steuergerät geschaltet, während K2 vom WR einer PV-Anlage oder einem HEMS angesteuert werden kann.

Betriebszustand 1 wird erreicht, wenn die Spule K1 (links) erregt wird, während K2 ausbleibt. Es schließt sich Schließer K1 (rechts mittig), während der Öffner K2

geschlossen bleibt, weshalb der Strom über den EVU-Sperrkontakt fließt. Dies signalisiert der WP, dass ein Sperrsignal vorliegt, wodurch die WP vom EVU entweder vollständig gesperrt oder auf 4,2 kW gedrosselt wird.

Erhalten weder K1 noch K2 ein Signal, fließt der Strom ausschließlich über den Heizkreisanforderungskontakt (rechts unten). Die WP befindet im Normalbetrieb (Betriebszustand 2).

Bleibt nun die Spule K1 aus und K2 wird durch den PV-WR oder das HEMS erregt, wird Betriebszustand 3 erreicht. Der Strom fließt über den Multifunktionskontakt (rechts oben) sowie den Heizkreisanforderungskontakt (rechts unten). Dies signalisiert der WP, dass ein PV-Überschuss vorliegt, welcher durch die WP genutzt werden kann.

Wenn beide Spulen ein Signal erhalten, schließt sich ausschließlich der Stromkreis für den Multifunktionskontakt (oben rechts). Die WP schaltet in Betriebszustand 4, welcher eine Zwangseinschaltung signalisiert. Die WP muss ihre maximale Leistung erbringen. Dies kann sowohl aufgrund eines Überschusses an Erneuerbaren Energien im Stromnetz als auch aufgrund eines großen Solarüberschusses der eigenen PV-Anlage geschehen. Dieser Betriebszustand wird in der Realität allerdings häufig vernachlässigt.

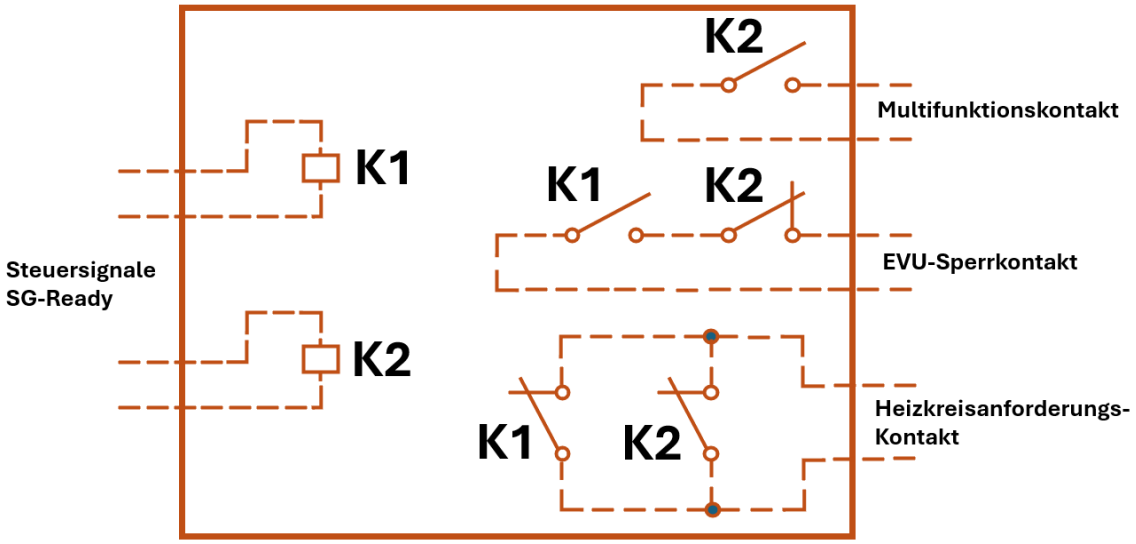



Abbildung 1: Schematische Darstellung der Relaisverschaltung einer SG-Ready-Schnittstelle zur Ansteuerung der vier Betriebszustände (Eigene Darstellung nach [5])

In Tabelle 1 werden die vier Betriebszustände mit den dazugehörigen Schaltzuständen gebündelt dargestellt. Für die vorliegende Arbeit sind nur Betriebszustand 2 und 3 von Bedeutung, da der Eingriff eines EVU nicht Teil des Betrachtungsrahmens dieser Arbeit ist. Zudem wurde in einer Novelle des Bundesverband Wärmepumpen e.V. geregelt, dass Betriebszustand 4 ab dem 01.01.2027 aus dem SG-Ready-Label entfällt [6]. Die WP befindet sich demnach jederzeit im Normalbetrieb, außer es wird ein Schwellenwert an Solarüberschuss

überschritten. In diesem Fall sendet der PV-WR oder das HEMS ein Signal an K2 und der Betriebsmodus wechselt zur Einschaltempfehlung (Betriebszustand 3).

Tabelle 1: Schalt- und Betriebszustände einer SG-Ready-Schnittstelle, für diese Arbeit sind lediglich Zustand 2 und 3 relevant [5]

| Schaltzustand | Betriebszustand | Ergebnis |
|---|---|---|
| 1:0 (K1=1; K2=0) | 1 (Zwangsabschaltung) | WP wird gesperrt oder gedrosselt |
| 0:0 (K1=0; K2=0) | 2 (Normalbetrieb) | WP arbeitet nach Standardeinstellungen |
| 0:1 (K1=0; K2=1) | 3 (Einschaltempfehlung) | WP wird empfohlen, den Solarüberschuss thermisch zu speichern |
| 1:1 (K1=1; K2=1) | 4 (Zwangseinschaltung) | WP wird gezwungen, auf voller Leistung zu laufen |

Die SG-Ready-Schnittstelle bietet die Möglichkeit, den Einschaltzeitpunkt der WP bei Solarüberschuss vorzuziehen, sowie die festgelegten Solltemperaturen für den WW-Speicher, Pufferspeicher oder der Vorlauftemperatur anzuheben [3, S. 51]. Dabei wird es dem WP-Hersteller überlassen, inwiefern sich die jeweiligen Betriebszustände auf die Regelung der WP auswirken. Das SG-Ready-Signal kann diese Betriebszustände also lediglich auslösen und nicht exakt definieren [3, S. 63].

Die tatsächlichen Betriebseinstellungen während einer Einschaltempfehlung muss der jeweiligen Herstellerdokumentation entnommen werden. Die Firma Klyma GmbH vertreibt aktuell ausschließlich WP der Hersteller Bosch/Buderus, Stiebel Eltron und Vaillant. Die Betriebseinstellungen dieser Hersteller werden in Tabelle 2 aufgelistet. Es ist zu erkennen, dass die Betriebseinstellungen der SG-Ready-Steuerung je nach Hersteller variieren können. So kann beispielsweise die WW-Temperatur bei Vaillant um 10 K erhöht werden, während Bosch/Buderus lediglich ein Offset von 0 K bis 5 K erlaubt. Die Raumtemperaturerhöhung bezieht sich bei Stiebel Eltron auf die tatsächliche Raumtemperatur, während Bosch/Buderus die maximale Erhöhung der Vorlauftemperatur angibt. Es ist also keine einheitliche Regelung der Betriebseinstellungen für die SG-Ready-Steuerung vorgesehen. Das Label definiert lediglich die Möglichkeit, mittels zweier potentialfreier Kontakte, vier Betriebsmodi der WP einzustellen. Wie diese exakt definiert sind, ist dem jeweiligen Hersteller überlassen.

Tabelle 2: Betriebseinstellungen verschiedener WP-Hersteller nach Einschaltempfehlung (Betriebsmodus 3)

| Hersteller | Anhebung WW-Speicher-temperatur | Anhebung Pufferspeicher-temperatur | Anhebung Raumtemperatur |
|---|---|---|---|
| Bosch/ Buderus | 0 K bis 5 K [3, S. 25] | 0 K bis 5 K [7, S. 138] | 0 K bis 5 K (Vorlauftemperatur) [7, S. 138-139] |
| Stiebel Eltron | 0 K bis 5 K [8] | 0 K bis 2 K [8] | 0 K bis 2 K [9, S. 11] |
| Vaillant | 0 K bis 5 K [10] | 0 K bis 5 K [10] | 0 K bis 1,5 K [10] |

Die Kommunikation zwischen PV-WR bzw. HEMS und WP verläuft unidirektional [3, S. 63]. Die WP hat keinerlei Möglichkeit über die SG-Ready-Schnittstelle Informationen an den WR oder ein HEMS zu senden. Weder die WW-Temperatur noch die Vorlauftemperatur sind dem PV-WR oder einem HEMS bekannt. Die einzige Kommunikationsmöglichkeit liegt in der Bereitstellung eines Signals, dass ein vorher festgelegter Schwellenwert eines PV-Überschusses erreicht wurde. Dadurch wird der Betriebsmodus 3 signalisiert und die WP erhält eine Einschaltempfehlung. Wie groß der tatsächliche PV-Überschuss ist, wird dabei ebenfalls nicht übermittelt. Dies führt dazu, dass keine Nachführung der PV-Überschussleistung möglich ist [3, S. 65]. Wird die Einschaltempfehlung von der internen Regelung der WP akzeptiert, erhöht die WP lediglich die Sollwerte und heizt mit ihrer maximalen Heizleistung, bis entweder das Signal endet oder die erhöhten Sollwerte erreicht werden [5]. Auf eine Veränderung des PV-Überschusses kann aufgrund der fehlenden Information nicht reagiert werden. Liegt die Überschussleistung unterhalb der Einschaltschwelle, wechselt der Betriebszustand von der Einschaltempfehlung zum Normalbetrieb. Dabei müssen stets die physikalischen Restriktionen einer WP eingehalten werden, die in Kapitel 3.2 näher erläutert werden.

### 2.1.2 Bidirektionale Datenanbindung über ein HEMS

Eine weitere Möglichkeit der Steuerung einer WP besteht in der bidirektionalen Datenanbindung der WP über ein HEMS. Die WP kann mittels Kommunikationsschnittstellen wie EEBUS oder Modbus mit einem HEMS kommunizieren und bietet dadurch tiefergehende Steuermöglichkeiten als die SG-Ready-Schnittstelle.

EEBUS ist eine standardisierte Kommunikationsschnittstelle, "[...] die es energiemanagement-relevanten Geräten in Gebäuden ermöglicht, miteinander sowie mit Netz- und Marktbetreibern zu kommunizieren und zu interagieren" [11]. EEBUS bietet für die Steuerung von WP verschiedene Use Cases an, wie das

Monitoring of Power Consumption, die Optimization of Self Consumption by Heat Pump Compressor Flexibility (OHPCF) und die Configuration of Temperatures.

Monitoring of Power Consumption beschreibt die Überwachung des Energieverbrauchs innerhalb eines Haushalts und ermöglicht es Geräten wie WP, Leistungsdaten und Temperaturwerte an ein HEMS zu senden. Auf Grundlage dieser Datenbasis kann ein HEMS das Lastmanagement der WP betreiben [12]. Monitoring of Power Consumption ist Voraussetzung für die Nutzung von OHPCF.

OHPCF wurde für das Zusammenspiel von PV-Anlagen und WP entwickelt, um den Eigenverbrauch des eigenerzeugten Solarstroms mithilfe der WP zu optimieren. Dabei kommuniziert ein HEMS mit dem Verdichter der WP. Der Verdichter kann dem HEMS eine Mitteilung senden, welche Leistung die WP gerade optional bereitstellen könnte. Dies wird in einem Leistungsbereich angegeben, beispielsweise 1,4 bis 2 kW. Das HEMS besitzt daraufhin die Möglichkeit, eine Start-, Pausier- oder Stoppempfehlung zu kommunizieren, in Abhängigkeit der Verfügbarkeit von selbsterzeugtem Solarstrom. Eine exakte Leistung kann über diesen Use-Case allerdings nicht empfohlen werden [13]. Das HEMS muss eigenständig entscheiden, ob sich der Überschussbetrieb in dem vom Verdichter erlaubten Leistungsbereich finanziell lohnt.

Die Configuration of Temperatures erlaubt es dem HEMS die Solltemperaturen für die Raumheizung und WW anzupassen. Somit können während PV-Überschuss die Sollwerte manuell angehoben werden, um den PV-Überschuss thermisch zu speichern [12].

Modbus hingegen besitzt keine vordefinierten Use Cases, sondern basiert auf einer hierarchischen Master-Slave-Architektur. Das HEMS fungiert dabei als Master und kann über spezifische Funktionscodes auf vordefinierte Register der WP (Slave) zugreifen. Beispielsweise kann das HEMS mithilfe des Funktionscodes 03 „Read Holding Registers“ Ist-Werte der WP auslesen. Der Funktionscode 06 „Write Single Register“ erlaubt dem HEMS, Sollwerte selbstständig zu schreiben und kann so auf die Sollwerttemperaturen sowie auf die Verdichterleistung einwirken [14]. Im Gegensatz zu EEBUS ist Modbus nicht herstellerübergreifend normiert. Dies führt dazu, dass die Zuordnung, welches Register für welche Parameter bei der WP zuständig ist, den WP-Herstellern überlassen ist. Es erfordert eine modellspezifische Mapping-Tabelle, damit ein HEMS die korrekten Register ansprechen kann.

Die Firma Bosch Thermotechnik GmbH 2026 bietet sowohl für Endkunden als auch Fachkunden die Möglichkeit einer Schnittstellenintegration in ein HEMS an. Über die Partner Local API ist es möglich, dem Verdichter eine gewünschte Leistung mitzuteilen, die er versucht nachzufolgen, wenn diese im erlaubten Leistungsbereich liegt [15].

Einige WP können schon heute über EEBUS oder Modbus mit einem HEMS kommunizieren. Die Firma Klyma GmbH vertreibt unter anderem das HEMS der

Schweizer Firma Solar Manager AG, die eine eigene Kompatibilitätsliste aller WP bereitstellen, die über EEBUS oder Modbus mit dem hauseigenen HEMS kommunizieren können. Aufgrund einer Kooperation zwischen Bosch/Buderus und der Solar Manager AG hat das verwendete HEMS die volle Funktionsfähigkeit zur WP-Steuerung [16].

Tabelle 3: Kommunikationsschnittstellen verschiedener WP-Modelle mit dem SolarManager

| Wärmepumpe | Kommunikationsschnittstelle mit SolarManager |
|---|---|
| Bosch CS6800 AW | EEBUS |
| Buderus WLW 186 AR | EEBUS |
| Stiebel Eltron WPM | Modbus TCP |
| Vaillant aroTHERM | EEBUS |

Der Unterschied der bidirektionalen Datenanbindung zur SG-Ready-Schnittstelle besteht in einer beidseitigen Kommunikation. Während die Letztere nur einseitig ein Signal zur Einschaltempfehlung senden kann, können durch die bidirektionale Datenanbindung Informationen zwischen der WP und dem HEMS ausgetauscht werden. Das HEMS kann jederzeit die aktuelle Temperatur des WW-Speichers, des Vorlaufs oder der aktuellen Leistungsaufnahme abfragen. Dadurch weiß das HEMS zu jeder Zeit, in welchem Zustand sich die jeweiligen Parameter befinden. Über eine SG-Ready-Schnittstelle ist dieser Austausch nicht möglich.

Zusätzlich kann die bidirektionale Datenanbindung dazu führen, dass das HEMS den aktuellen PV-Überschuss exakt an die WP übermitteln kann, anstatt nur Solltemperaturen ab einer bestimmten Überschussleistung vorzugeben. Ob das HEMS die aktuelle PV-Leistung tatsächlich übermitteln kann, hängt von der Tiefe der bidirektionalen Datenanbindung zwischen HEMS und WP ab. Es kann daher nicht pauschalisiert werden, dass durch eine bidirektionale Datenanbindung die Verdichterleistung dem PV-Überschuss exakt angepasst werden kann. Der WP-Hersteller kann eigenständig entscheiden, welche Funktionen einem HEMS zur Verfügung gestellt werden. Auf Nachfrage eines auf WP spezialisierten HEMS-Anbieters (Enyo GmbH) hängt die Funktionsbreite von der Partnerschaft mit dem jeweiligen WP-Hersteller ab, ist aber je nach Hersteller theoretisch möglich [17].

Durch zusätzliche Daten wie Wetter- und PV-Ertragsprognosen kann das HEMS den wirtschaftlich optimalen Betrieb der WP planen. Das Verbrauchsverhalten des Haushalts hinsichtlich Strom und WW können bestimmte HEMS-Anbieter ebenfalls analysieren und in die Steuerung mit einbeziehen.

Auch bei der bidirektionalen Datenanbindung gelten physikalische Restriktionen der WP, die in Kapitel 3.2 erläutert werden.

## 2.2 Forschungsprojekte

Die Integration von WP als steuerbare Verbraucher des eigenen Solarstroms zur Steigerung des Eigenverbrauchs ist Gegenstand diverser Studien. Die Kernergebnisse dieser Studien zu den unterschiedlichen Aspekten der bidirektionalen und unidirektionalen Kommunikation werden im Folgenden beleuchtet.

Eine Forschungsgruppe der HTW Berlin unter der Leitung von Prof. Dr. Volker Quaschning untersucht in einem Masterprojekt zum Thema „Solarstromoptimiertes Energiemanagement von Wärmepumpen“ die Kommunikationstechniken zum solarstromoptimierten Energiemanagement von WP. Dabei wird zwischen Lösungen auf Basis der SG-Ready-Steuerung und auf Basis der Direktkommunikation unterschieden. Es wird bestätigt, dass die Betriebseinstellungen der SG-Ready-Steuerung je nach WP-Hersteller variieren. Die Studie stellt zudem fest, dass es für eine bidirektionale Datenanbindung keine standardisierte Kommunikationstechnik gibt, der sich alle Hersteller bedienen können. Vielmehr gibt es proprietäre Lösungen, die auf Partnerschaften zwischen HEMS-Anbietern und WP-Herstellern beruhen. Als bevorzugte Kommunikationslösung wird EEBUS genannt, da Use Cases wie MPC oder OHPCF klar definiert werden, während die anzusteuernden Register bei Modbus nicht vereinheitlicht sind und es somit zu Komplikationen in der Steuerung kommen kann [3]. Eigene Simulationen wurden in dem Masterprojekt nicht durchgeführt, jedoch werden Simulationsergebnisse anderer Studien zu diesem Thema aufgegriffen.

Eine dieser Studien ist eine Ausarbeitung der HTW Berlin zum Thema „Einsatz von PV-Systemen mit WP und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten“. Darin wird erörtert, inwiefern die thermische Speicherung von selbsterzeugtem Solarstrom mittels SG-Ready-Schnittstelle die Eigenverbrauchsquote sowie den Autarkiegrad des Haushalts erhöht. Ergebnis der Simulation ist eine Erhöhung des Autarkiegrads zwischen 7-9 %, je nach Nennleistung der PV-Anlage und Gebäudestandard. Die Erhöhung des Eigenverbrauchs liegt in einem ähnlichen Bereich. Die stärksten Erhöhungseffekte sind bei gut gedämmten Häusern und bei kleinen PV-Anlagen sichtbar. Der Grund dafür ist die geringere Anschlussleistung der eingesetzten WP in gut gedämmten Gebäuden, wodurch selbst geringe Überschussleistungen genügen, um die WP zur thermischen Speicherung anzuschalten. Die aktive Ansteuerung des Modulationsbereichs der WP wird als Ziel eines tiefergreifendes Energiemanagements eines PV-WP-Systems ausgeschrieben, in der Studie selbst aber nicht simulativ berücksichtigt [18].

Genau an diesem Punkt setzen aktuelle Studien an, die den Fokus auf modulierende WP und die Integration in modellprädiktive Regelungskonzepte legen. Eine Simulationsstudie von Riederer et al. untersucht den systematischen Vergleich zwischen einer regelbasierten und einer modellprädiktiven Steuerung einer Luft-

Wasser-WP in einem österreichischen Einfamilienhaus. Die regelbasierte Steuerung gleicht einer SG-Ready-Steuerung, während die modellprädiktive Steuerung mittels HEMS sowohl Wetterprognosen, Last- und PV-Ertragsvorhersagen und die Modulation der WP mitberücksichtigt. Durch die vorausschauende Steuerung der WP konnten im Optimalfall die Netto-Stromkosten um 48 % im Vergleich zur regelbasierten Steuerung gesenkt werden. Die Studie vergleicht zudem unterschiedliche Systemkonfigurationen, in dem das Pufferspeichervolumen oder die PV-Leistung angepasst wird. Je größer der Pufferspeicher, desto geringer fallen die Netto-Stromkosten in der modellprädiktiven Steuerung aus. Dies ist auf die größere Flexibilitätsmöglichkeit zurückzuführen, die durch einen größeren thermischen Speicher gegeben ist. Die Studie berücksichtigt allerdings ausschließlich die Stromkosten. Es werden keine Aussagen über die Auswirkungen auf Taktzyklen der WP oder $CO_2$-Emissionen getätigt. Außerdem wird die thermische Gebäudemasse in dieser Studie nicht berücksichtigt. Es wird lediglich darauf hingewiesen, dass dadurch die modellprädiktive Steuerung weiter an ökonomischer Relevanz gewinnen wird [19].

Die Diskrepanz zwischen theoretischem Einsparpotential und realer Umsetzbarkeit wird in der Studie von Betzold und Dentel (2022) deutlich. Es werden modellprädiktive Steuerungen und regelbasierte Ansätze zur PV-Optimierung in einem Reihenhauskomplex untersucht. Auch hier kann die modellprädiktive Steuerung zu Kosteneinsparungen führen, die vor allem durch die Modulation des Verdichters erreicht werden. Die Jahresarbeitszahl (JAZ) wird als Indikator für die Wirkung der jeweiligen Regelungen herangezogen und steigt von 4,23 in einer regelbasierten Steuerung auf 4,51 in der modellprädiktiven Steuerung. In einem Praxistest wurde eine simulierte JAZ von 4,8 erwartet, in der Realität lag dieser allerdings bei 4,2. Der Grund für diese Abweichung sind die Unterschiede zwischen den Simulationsparametern und den tatsächlichen Inputs, die ein bestimmter WP-Hersteller dem HEMS erlaubt. Die Arbeit untersucht allerdings den Einfluss der modellprädiktiven Steuerung in einem Mehrparteien-System mit 2 Sole-Wasser-WP mit Pufferspeichern und zusätzlichen WW-WP. Einfamilienhäuser und Luft-Wasser-WP sind nicht im Fokus dieser Arbeit [20].

## 2.3 Wissenschaftlicher Beitrag und Abgrenzung dieser Arbeit

Aus der Gegenüberstellung der bisherigen Forschungsergebnisse wird ersichtlich, dass die bidirektionale Datenanbindung von WP in PV-Systemen zu signifikanten Steigerungen in der Wirtschaftlichkeit dieser Systeme führen kann. Der Fokus dieser Forschungsprojekte liegt allerdings nur auf Teilaspekten des Potenzials der bidirektionalen Datenanbindung.

Die Studien der HTW berücksichtigen keine Modulation des Verdichters, sondern untersuchen vor allem das begrenzte Potenzial einer SG-Ready-Schnittstelle [3].

Riederer et al. konzentriert sich auf die Auswirkung unterschiedlicher Pufferspeichervolumina, während die thermische Gebäudemasse oder der WW-Speicher unberücksichtigt bleiben [19].

Betzold und Dentel untersuchen das Potenzial anhand eines Mehrparteienkomplexes mit zwei Sole-Wasser-WP und acht weiteren WW-WP. Die thermische Gebäudemasse wird nicht als thermischer Speicher berücksichtigt und Aussagen zu $CO_2$-Emissionen oder Taktverhalten bleiben ebenfalls unberücksichtigt [20].

Diese Arbeit kombiniert all diese Aspekte, um eine gesamtheitliche Analyse zum Potenzial der bidirektionalen Datenanbindung durchzuführen. Es werden sowohl der WW-Speicher als auch die Gebäudemasse als thermisches Lastverschiebungspotenzial untersucht. Die gezielte Ansteuerung des Verdichters der WP über ein HEMS bildet dabei die Grundlage für das Potenzial der bidirektionalen Datenanbindung. Zudem wird die modellprädiktive Steuerung der WP nicht nur mit idealen Prognosen untersucht, sondern auch mit fehlerhaften Prognosen simuliert, um eine möglichst realitätsnahe Simulation zu gewährleisten und die Auswirkungen der Prognosequalität zu identifizieren. Um die Auswirkung der Sensitivität der Gebäudeinfrastruktur abzubilden, werden anschließend in einer Sensitivitätsanalyse verschiedene WW-Speichervolumina und der Einfluss des Gebäudestandards ermittelt. Dabei werden nicht nur ökonomische Bewertungskriterien wie Betriebskosten, Eigenverbrauch, Autarkiegrad und Effizienz, sondern auch die Auswirkungen auf die durch Netzbezug verursachten $CO_2$-Emissionen betrachtet. Das Taktverhalten der WP wird anschließend ebenfalls untersucht.

Damit liefert diese Thesis eine anwendungsnahe Bewertungsgrundlage des Potenzials einer modellprädiktiven Regelung durch eine bidirektionale Datenanbindung einer WP im Wohngebäudesektor.

# 3 Theoretische Grundlagen

Um die in Kapitel 5 beschriebene Methodik zur Modellierung der WP-Steuerung einordnen zu können, führt dieses Kapitel die theoretischen Grundlagen dazu ein.

## 3.1 Gebäudemasse als thermischer Speicher

Ein Gebäude kann Wärme durch seine Wände, Decken und Böden speichern. Diese Eigenschaft ermöglicht es, dass ein Raum während PV-Überschuss vorgeheizt werden kann, um die Wärme thermisch zu speichern. Diese Wärme reicht im Idealfall aus, um keinen weiteren Strom aus dem Netz beziehen zu müssen, indem die gespeicherte Wärme über den Tag wieder von den Wänden und vom Boden an den Raum abgegeben wird.

Die Wärmespeicherfähigkeit lässt sich vereinfacht über die Bauschwere-Klasse eines Gebäudes abschätzen. Diese wird in einem Bericht unter der Leitung des Fraunhofer ISE in fünf Kategorien unterteilt, welche von sehr leicht bis sehr schwer reichen. Als leicht wird eine Leichtbauweise mit beispielsweise Holz beschrieben. Eine Massivbauweise mit Beton würde hingegen als schwere Bauweise kategorisiert werden. Die Wärmespeicherfähigkeit resultiert laut dem Bericht vereinfacht aus dem flächenbezogenen Wärmekoeffizient $C_m$ multipliziert mit der zu beheizenden Nutzfläche $A_f$.

$$C_M = c_{spez} \cdot A_f \tag{1}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $C_M$ | = | Wärmespeicherfähigkeit in J/K |
| $c_{spez}$ | = | flächenbezogener Wärmekoeffizient in J/(m²*K) |
| $A_f$ | = | zu beheizende Nutzfläche in m² |

Die thermische Speicherkapazität des Gebäudes $Q_{cM}$ berechnet sich anschließend aus der Multiplikation mit dem erlaubten Temperaturhub des Raumes.

$$Q_{cM} = C_M \cdot \Delta T \tag{2}$$

Für eine schwere Bauschwere-Klasse und einem erlaubten Temperaturhub von 2 K ergibt sich eine Speicherkapazität von 20,94 kWh, die zur thermischen Speicherung des PV-Überschusses genutzt werden könnte.

## 3.2 Physikalische Restriktionen in der Wärmepumpensteuerung

Bei der Simulation einer WP-Steuerung müssen jederzeit physikalische Restriktionen berücksichtigt und eingehalten werden, um eine möglichst

realitätsnahe Simulationsumgebung zu schaffen. Im Folgenden werden diese Restriktionen beschrieben.

### 3.2.1 Mindestlaufzeit

Um einen zuverlässigen und effizienten Betrieb einer WP zu gewährleisten, werden herstellerseitig Mindestlaufzeiten implementiert. Diese Vorgabe schützt die Anlage vor kurzfristiger Taktung, also dem häufigen An- und Ausschalten des Verdichters und ist aus hydraulischer Sicht zwingend erforderlich. Der Verdichter benötigt Schmieröl, um mechanischen Verschleiß an den beweglichen Bauteilen zu verhindern. Bei jedem Startvorgang gelangt eine gewisse Menge an Schmieröl aus dem Verdichter in den Kältekreislauf. Dieses muss durch den gesamten Kältekreislauf wandern, bevor es wieder zum Verdichter gelangt. Dafür wird ein konstanter Volumenstrom und eine gewisse Zeitdauer benötigt. Würde diese Zeit nicht berücksichtigt werden, fließt bei jedem kurzzeitigen Verdichterstart etwas Öl in den Kreislauf, ohne zum Verdichter zurückzukehren, bis dem Verdichter nicht mehr genug Schmieröl zur Verfügung steht. Dies führt zu Überhitzung und erhöhtem mechanischem Verschleiß [21]. Bosch/Buderus empfehlen eine Mindestlaufzeit von 20 Minuten, um häufiges Takten zu vermeiden [3, S. 55].

### 3.2.2 Mindeststillstandzeit

Zusätzlich kann bei verschiedenen WP-Herstellern eine Mindeststillstandzeit integriert werden, um häufigem Takten vorzubeugen. In älteren WP-Modellen mit Hubkolbenverdichtern hat die Mindeststillstandzeit einen thermodynamischen Hintergrund, denn durch diese wird gewährleistet, dass das System nach einem Betriebszyklus in einen thermodynamisch und mechanisch entspannten Ruhezustand zurückkehren kann, bevor ein neuer Verdichterstart initiiert wird. Während des aktiven Betriebs wird eine signifikante Druckdifferenz zwischen Verdampfer und Verflüssiger aufgebaut. Wird dem System keine Zeit gelassen, diese Druckdifferenz abzubauen, muss der Hubkolbenverdichter immense Arbeit verrichten, um gegen den noch hohen Druck anzulaufen. Dies kann zu einer mechanischen Blockade oder einem hohen Anlaufstrom führen. Nach Erreichen eines Druckausgleichs mithilfe der Mindeststillstandzeit wird ein widerstandsarmer und materialschonender Verdichterstart gewährleistet [22].

Aktuellere Modelle nutzen Scrollverdichter, die auch bei höheren Druckunterschieden unbelastet anlaufen können, wodurch teilweise auf Mindeststillstandzeiten verzichtet werden könnte [21]. Einige WP-Hersteller implementieren aus Taktungsgründen dennoch Mindeststillstandzeiten zwischen 3 bis 30 Minuten [3].

### 3.2.3 Hysterese

Eine Inverter-WP moduliert die Verdichterleistung passend zum aktuellen Wärmebedarf, um die Vorlauftemperatur möglichst nah an einem festen Sollwert zu halten. Sind die Wärmeverluste jedoch geringer als die bereitgestellte Wärme bei Mindestleistung des Verdichters, gerät die WP in eine Zweipunktregelung. Dabei wird ein Totband definiert, welches den oberen und unteren Schaltpunkt beschreibt. Dieses bezieht sich meist auf die Vorlauftemperatur. Liegt die gewünschte Vorlauftemperatur normalerweise bei 30 °C und es wird ein Totband von 5 K festgelegt, startet die WP den Heizvorgang bei einer Vorlauftemperatur von 27,5 °C und beendet diesen, sobald eine Vorlauftemperatur von 32,5 °C gemessen wird [23]. In dieser Thesis werden allerdings nur Raum- und WW-Temperaturen gemessen, sodass sich das Totband innerhalb dieser Arbeit auf die Raum- und WW-Temperatur bezieht.

### 3.2.4 Dreiwegventil

Die Umschaltung zwischen Raumheizung und WW-Aufbereitung erfolgt über ein Dreiwegventil. Dabei wird das von der Umwälzpumpe beförderte Heizungswasser je nach Bedarf über das Dreiwegventil entweder zur WW-Aufbereitung oder zum Heizkreis geführt. Das Dreiwegventil kann allerdings nur einen Kreis bedienen, sodass zu keiner Zeit gleichzeitig das WW und der Raum geheizt werden können [24].

## 3.3 Verdichtermodulation

Luft-Wasser-WP mit Inverter-Technologie besitzen die Möglichkeit, die Verdichterleistung an den tatsächlich vorliegenden Heizbedarf anzupassen und somit auch im Teillastbetrieb zu arbeiten. Dazu wird die Drehzahl des Verdichters über einen WR (Inverter) gesteuert. Dieser fungiert als Frequenzumrichter, indem er den Wechselstrom aus dem Netz mit einer Frequenz von 50 Hz in Gleichstrom verwandelt. Aus diesem Gleichstrom wird anschließend wieder Wechselstrom erzeugt, dessen Frequenz nun zwischen 30-90 Hz variieren kann. Somit kann der WR bei erhöhtem Heizbedarf die Frequenz stufenlos steigern, um die Drehzahl des Verdichters zu erhöhen [25].

## 3.4 Taktverhalten

Die Taktung einer WP beschreibt die Häufigkeit des Ein- und Ausschaltens einer WP innerhalb eines bestimmten Zeitraums. Bei einem Startvorgang ist der Verdichter einer mechanischen und thermischen Belastung ausgesetzt, weshalb eine hohe Schalthäufigkeit den Verschleiß des Verdichters steigert [26, S. 98]. Ziel des WP-Reglers ist die Vermeidung von häufigem Takten. Dabei gibt es keine eindeutige Richtlinie, die die Einhaltung bestimmter Taktzyklen empfiehlt. Die VDI 4645 tätigt

keine Aussage über empfohlene Betriebsphasen und Schalthäufigkeiten [26, S. 98]. Manche Verdichterhersteller empfehlen maximal 6-12 Verdichterstarts pro Stunde, diese können aufgrund der in Kapitel 3.2.1 empfohlenen Mindestlaufzeiten von Bosch/Buderus nicht überschritten werden [26, S. 98]. Insgesamt empfiehlt das Fraunhofer ISE hohe Schalthäufigkeiten vorzubeugen und möglichst lange Betriebsphasen anzustreben [26, S. 204]. In einer Feldstudie des Fraunhofer ISE wurden 51 Luft-Wasser-WP unter anderem auf die Anzahl der Verdichterstarts im Betriebsjahr 2024 untersucht. Dabei wird eine Bandbreite von 540 bis 15.820 Verdichterstarts angegeben. Rund ein Drittel aller Anlagen bleiben dabei unter 2.000 Verdichterstarts im Jahr

## 3.5 Grundlagen der modellprädiktiven Regelung

Die Model Predictive Control (MPC) ist ein modellbasiertes Regelungskonzept, bei dem in jedem Zeitschritt ein Optimierungsproblem über einen vordefinierten Zeithorizont gelöst wird, um eine Steuerungsentscheidung zu treffen [27]. Das Optimierungsproblem wird als Mixed-Integer Linear Program (MILP) formuliert, wenn eine lineare Optimierung wegen notwendiger Binärvariablen nicht genutzt werden kann. Im Optimierungsproblem können Prognosen zu Wetterdaten und Verbrauchsverhalten in der Steuerung berücksichtigt werden.

Um eine Steuerung robust gegen mögliche Abweichungen gegenüber der Prognose zu machen, wird das Prinzip der Receding Horizon Control (RHC) verwendet. Dabei wird das Optimierungsproblem für jeden Zeitschritt über einen vordefinierten Zeithorizont gelöst (z.B. 24 Stunden in 5-Minuten-Zeitschritten), aber lediglich die erste Steuerungsentscheidung tatsächlich ausgeführt. Der restliche Plan wird verworfen, während sich der Horizont um einen Zeitschritt nach hinten verschiebt und das Optimierungsproblem erneut gelöst wird [27].

Der Rechenaufwand des Optimierungsproblems kann je nach Dauer des Zeithorizonts und zeitlicher Auflösung stark ansteigen. Da aufgrund der RHC nur der erste Optimierungsschritt ausgeführt wird, kann die Auflösung mit zeitlicher Distanz zum ersten Zeitschritt reduziert werden, weil die Auswirkungen mit steigendem Abstand auf den aktuellen Zeitschritt immer geringer werden. So löst der Optimierer die ersten Zeitschritte in hoher Auflösung, während weiter entfernte Zeitblöcke immer gröber zusammengefasst werden. In einer Studie von Shin & Zavala wird dieses Prinzip als Diffusing-Horizon MPC bezeichnet [28].

# 4 Datengrundlage

Um das Potenzial der bidirektionalen Datenanbindung in einer Python-Simulation zu analysieren, werden sowohl Daten zum Gebäude als auch Zeitreihen zu PV-Erzeugung, Außentemperatur, WW- und Stromverbrauch benötigt. Die Herkunft und Struktur dieser Daten werden in diesem Kapitel beschrieben. Auf Basis dieser Zeitreihen werden zusätzlich Prognosen für die genannten Größen abgeleitet, die den vorausschauenden Regelungsszenarien als Eingangsdaten zur Verfügung gestellt werden. Die Erzeugung dieser Prognosen wird in diesem Kapitel ebenfalls erläutert.

## 4.1 Gebäudespezifikationen

Simuliert wird das Gebäude eines Kunden der Firma Klyma GmbH am Standort Köln. Es handelt sich um ein Reihenmittelhaus mit einer Wohnfläche von 145 $m^2$. Das Haus besitzt eine Hüllfläche von 180 $m^2$ und wird als sanierter Altbau deklariert. Dafür ist laut IWU Deutsche Wohngebäudetypologie ein hüllflächenbezogener Transmissionswärmeverlust von 0,46 $W/(m^2*K)$ anzusetzen [29]. Multipliziert mit der oben genannten Hüllfläche ergibt sich daraus ein Transmissionswärmeverlust $H_{tr}$ von 0,0828 kW/K. Dieser beschreibt, wie viel Wärme durch die Gebäudehülle (Wände, Fenster, Dach, Boden) an die Umgebung verloren wird.

Für das simulierte Haus wird angenommen, dass die in Kapitel 3.1 beschriebene Bauschwere-Klasse als „schwer“ eingestuft wird. Dadurch ergibt sich durch Formel (1) eine thermische Speicherkapazität $C_M$ von 10,47 kWh/K für das Gebäude.

## 4.2 Haushaltslastprofil

Für die Simulation in Python wird ein Haushaltslastprofil benötigt, um den tatsächlichen PV-Überschuss berechnen zu können. Dazu wird auf den LoadProfilGenerator (LPG) zurückgegriffen, welcher ein agentenbasiertes, aktivitätsorientiertes Simulationswerkzeug darstellt, das elektrische und thermische Lastgänge nach einem Bottom-Up-Ansatz generiert. Das Modell simuliert das individuelle Verhalten der Bewohner, indem jedem Bewohner bestimmte Bedürfnisse zugewiesen werden, die ab einem bestimmten Zeitpunkt befriedigt werden müssen. Daraus resultieren Aktivitäten wie Kochen, Wäsche waschen oder Fernsehen, die wiederum mit spezifischen elektrischen Verbrauchern mit individuellen Leistungskennlinien hinterlegt sind. Somit wird ein ganzes Jahr mit realistischen, kurzfristigen Lastpeaks simuliert [30]. Für diese Thesis wird ein vorgefertigter Haushalt genutzt, der ein arbeitendes Paar im Alter zwischen 30 bis 64 Jahre ohne Kinder simuliert. Dies entspricht dem vorwiegend auftretendem Kundenprofil der Firma Klyma GmbH und wird dementsprechend in allen Simulationen als Lastprofil hinterlegt. Der kumulierte Jahresstromverbrauch beläuft

sich auf knapp 1.958 kWh. Das Lastprofil liegt in einer zeitlichen Auflösung von einer Minute vor und wird auf eine fünfminütige Auflösung aggregiert.

Für ein prognosebasiertes Szenario wird zudem eine Zeitreihe benötigt, die den Stromverbrauch des untersuchten Haushalts prognostiziert. Basierend auf dem vom LPG generierten Lastprofil wird für jede Kombination aus Wochentagskategorie (Montag-Freitag, Samstag, Sonntag) zu jeder Uhrzeit der Mittelwert der bezogenen Leistung über den gesamten Zeitraum gebildet. Dabei wird die Urlaubszeit zwischen dem 04.02.2024 und dem 16.02.2024 nicht berücksichtigt, um das Lastprofil nicht zu verfälschen. Ähnlich zu einem Standardlastprofil eines Netzbetreibers werden kurzfristige Lastspitzen geglättet, typische Verhaltensmuster können trotzdem erkannt werden.

Abbildung 2 zeigt die für jede Uhrzeit gemittelte Leistung des Haushalts. Diese werden auf die Zeiträume von Montag bis Freitag, Samstag und Sonntag aufgeteilt. Im untersuchten Lastprofil wird deutlich, dass unabhängig vom Wochentag zwischen 23:00 Uhr und 06:00 Uhr lediglich eine Grundlast vorliegt. In dieser Zeit ist also kaum mit einer hohen Last zu rechnen. An allen Tagen stehen die Bewohner gegen 06:00 Uhr auf und beziehen durchschnittlich eine Last von 0,5 kW bis 08:00 Uhr. Unter der Woche flacht der Stromverbrauch stark ab, weil beide Bewohner arbeiten sind. Gegen Abend steigt der Stromverbrauch deutlich an, wenn die Bewohner von der Arbeit zurückkommen und beispielsweise kochen, TV schauen oder die Waschmaschine starten. Am Wochenende ist tagsüber mit einem deutlich höheren Stromverbrauch zu rechnen. Während am Vormittag eines Samstags die

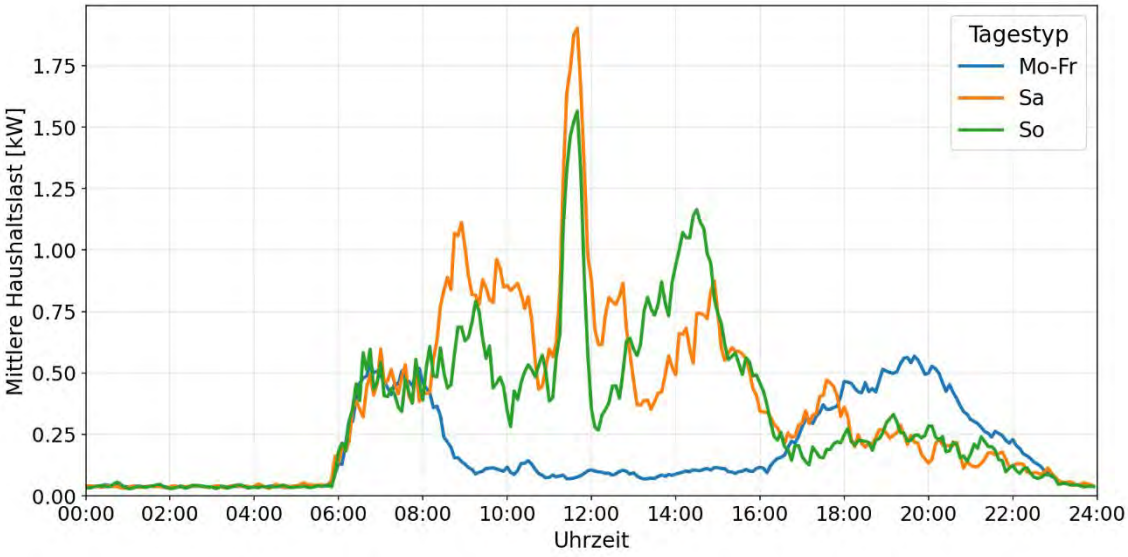



Abbildung 2: Für jede Uhrzeit gemitteltes Lastprofil der Haushaltslast, aufgeteilt in Werktage (Montag-Freitag), Samstag und Sonntag

Grundlast etwas höher als sonntags liegt, kehrt sich dieser Effekt nachmittags um. Um kurz vor 12:00 Uhr ist am Wochenende mit einem Peak von gemittelten 1,5 kW bis 1,7 kW zu rechnen. In der Aktivitätenliste des erzeugten Lastprofils wird ersichtlich, dass an diesem Zeitpunkt häufig das Mittagessen gekocht wird, sodass

zu dieser Zeit eine hohe Lastspitze erwartet werden kann. Gegen Abend flacht der Verbrauch am Wochenende unter das Niveau eines Werktags ab.

## 4.3 Warmwasserprofil

Das WW-Profil wird ebenfalls dem LPG entnommen. Während das Haushaltslastprofil simuliert wird, werden Aktivitäten wie Kochen oder Duschen spezifische WW-Verbräuche in Litern zugeordnet. Diese werden gleichermaßen in einer einminütigen Auflösung bereitgestellt und auf eine fünfminütige Auflösung aggregiert. Insgesamt werden circa 82.500 Liter WW über das Jahr verbraucht, was einem durchschnittlichen WW-Verbrauch von 225 Litern am Tag entspricht.

Ähnlich zum Haushaltsstromverbrauch wird der prognostizierte WW-Verbrauch ebenfalls über ein Tagestyp-Lastprofil berechnet. Für jeden Zeitschritt wird der Mittelwert der tatsächlich entnommenen WW-Menge über alle Tage desselben Wochentagtyps (Montag-Freitag, Samstag und Sonntag) gebildet. Die Urlaubszeit vom 04.02.2024 bis zum 16.02.2024 bleibt unberücksichtigt, da zu dieser Zeit kein WW-Verbrauch vorliegt und dadurch der Mittelwert verfälscht werden würde.

Abbildung 3 zeigt das resultierende Lastprofil des WW-Verbrauchs für jede Uhrzeit des Tages. Ähnlich zum Haushaltslastprofil wird unabhängig vom Wochentag zwischen 22 Uhr bis 5 Uhr morgens kaum ein WW-Verbrauch erwartet. Werktags (blau) ist sowohl vor der Arbeit (bis zu 4,5 Litern) als auch nach der Arbeit (bis zu 3,5 Litern) mit einem erhöhtem WW-Verbrauch zu rechnen. Tagsüber flacht der Verbrauch stark ab, da die Bewohner arbeitstätig und dementsprechend selten zu Hause sind. Am Wochenende ist ein ähnliches Verhalten zu erkennen, wobei tagsüber ein zusätzlicher Peak zu erwarten ist. Laut Aktivitätenliste des LPGs wird am Wochenende auch zeitweise zur Mittagszeit geduscht. Der erwartete Verbrauch

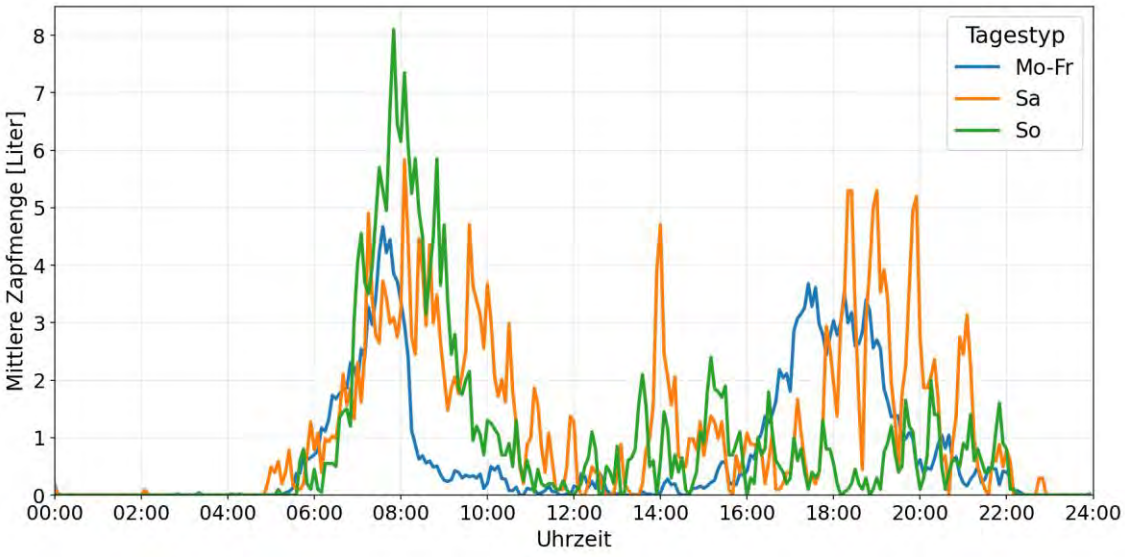



Abbildung 3: Für jede Uhrzeit gemitteltes Lastprofil des WW-Verbrauchs, aufgeteilt in Werktage (Montag-Freitag), Samstag und Sonntag

ist aber kleiner als der morgendliche Verbrauch, weil überwiegend morgens geduscht wird. Samstagabends (orange) nehmen sich die Bewohner teilweise ein Bad mit 150-200 Litern, was den abendlichen Peak erklärt. Sonntags (grün) wird vor allem morgens geduscht, weshalb die erwarteten Zapfungen am Morgen deutlich über denen des restlichen Tages liegen.

Die Mittelwerte der einzelnen Zeitpunkte liegen deutlich unter tatsächlichen Zapfmengen, die zu diesen Uhrzeiten getätigt werden. Wird beispielsweise ein Bad genommen, werden teilweise pro Zeitschritt Zapfmengen von 50 Litern entnommen. Über den Tag betrachtet zeigt das Lastprofil jedoch ein deutliches Verbrauchsverhalten ab. Über den Tag verteilt erwartet das Lastprofil trotz der niedrigen Einzelpeaks einen WW-Verbrauch von 209 Litern an einem Werktag, 330 Liter samstags und 256 Liter sonntags.

## 4.4 Wetterdaten

Für die thermische Gebäudesimulation werden historische, meteorologische Zeitreihen über das Open-Data-Portal des Deutschen Wetterdienstes (DWD) bezogen. Um die lokalen klimatischen Bedingungen realitätsnah abzubilden, wird der Datensatz der Messstation mit der Identifikationsnummer 2667 (Köln-Bonn) aus dem Jahr 2024 ausgewählt.

### 4.4.1 Außentemperatur

Ein Datensatz des DWD beinhaltet Messdaten zur Lufttemperatur in der Einheit °C in einer Auflösung von 10 Minuten [31]. Es wurden alle Fehlwerte bereinigt, indem die Lücken durch lineare Interpolation gefüllt wurden. Anschließend erfolgte ein Resampling der Zeitreihe auf ein 5-Minuten-Intervall, ebenfalls mittels linearer Interpolation.

Für eine Prognose der Außentemperatur wird ein autoregressives Modell erster Ordnung verwendet. Der aktuelle Fehlerwert wird in diesem AR(1)-Modell hauptsächlich durch den unmittelbar vorangegangenen Fehlerwert bestimmt, sodass eine lineare Abhängigkeit zwischen dem aktuellen und dem vorherigen Wert vorliegt [32]. Dabei wird angenommen, dass der neue Fehler sich aus einem Erhaltungsfaktor von 99,5 % aus dem alten Fehler und einem kleinen neuen Zufallsanteil zusammensetzt (siehe Formel (3)).

$$x_{error}(t) = 0{,}995 \cdot x_{error}(t-1) + x_{random} \tag{3}$$

mit:

$x_{error}(t)$ = aktueller Fehlerwert
$x_{error}(t-1)$ = vorheriger Fehlerwert
$x_{random}$ = neuer Zufallsanteil

Der Zufallsanteil sorgt dafür, dass der Fehler nicht aufgrund der Multiplikation mit dem Erhaltungsfaktor zunehmend kleiner wird, sondern bei jedem Zeitschritt einen neuen, zufälligen Anstoß erhält. Dazu wird der neue Zufallsanteil aus einer Normalverteilung mit Mittelwert 0 und einer vom Erhaltungsfaktor abhängigen Standardabweichung zufällig gezogen. Die gewählte Standardabweichung sorgt dafür, dass der Zufallsanteil eine Standardabweichung von 1 behält. Dieser Fehler wird anschließend mit einem Faktor von 1,2 K multipliziert und auf die tatsächliche Außentemperatur addiert (siehe Formel (4)). Dadurch weist der Fehler eine Standardabweichung von 1,2 K auf.

$$T_{prog}(t) = T_{out}(t) + x_{error}(t) \cdot 1{,}2\ K \tag{4}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $T_{prog}(t)$ | = | prognostizierte Außentemperatur in K |
| $T_{out}(t)$ | = | tatsächliche Außentemperatur in K |
| $x_{error}(t)$ | = | aktueller Fehlerwert |

Die verwendeten Werte zum Erhaltungsfaktor (0,995) und der Skalierungsfaktor (1,2 K) orientieren sich an einer empirischen Kalibrierung von Wetterprognosefehler in einer Studie von Zheng et al. [33]. Darin wird mit einem Erhaltungsfaktor von 0,903 pro Stunde und einer Standardabweichung von circa 1,3 K gerechnet.

Um eine Reproduzierbarkeit der Prognosefehler zu gewährleisten, wird dem Zufallsfehler ein fester Seed zugewiesen, der bei jeder Simulation die gleiche zufällige Zahlenfolge vorgibt. Dadurch wird in jeder Simulation derselbe Prognosefehler simuliert. Abbildung 4 zeigt für einen Zeitraum vom 13.01.2024 bis zum 18.01.2024 in blau die tatsächlich gemessene Außentemperatur in °C am

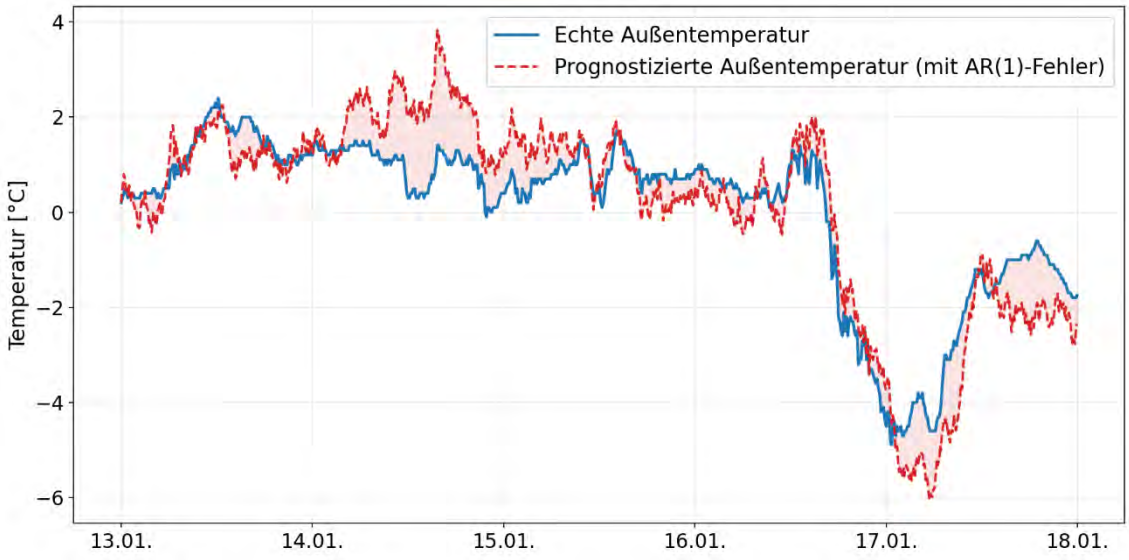



Abbildung 4: Vergleich der tatsächlich gemessenen Außentemperatur (blau) zur prognostizierten Außentemperatur (rot) durch das AR(1)-Modell im Zeitraum vom 13.01. bis 18.01.2024

Standort Köln/Bonn, während in rot die prognostizierte Außentemperatur dargestellt wird. Durch das AR(1)-Modell ändert sich ein aktueller Fehler nicht schwunghaft, sondern bleibt für einen längeren Zeitraum auf einem ähnlichen Fehlerniveau. Am 14.01.2024 weicht die Prognose teilweise um 2 °C ab, während die Prognose am 16.01.2024 teilweise sehr nah an der tatsächlichen Temperatur liegt.

### 4.4.2 PV-Ertragsprofil

Der zweite Datensatz des DWD beinhaltet Messdaten zur Globalstrahlung in der Einheit Joule/cm² in einer Auflösung von 10 Minuten [34]. Alle Fehlwerte wurden mittels linearer Interpolation der Nachbarwerte aufgefüllt. Die Werte wurden in die Einheit Watt/m² umgerechnet und anschließend mittels linearer Interpolation auf ein 5-Minuten-Intervall umgeformt.

Die installierte PV-Anlage des simulierten Haushalts hat eine Leistung von 5,225 kWp und besteht aus 11 Modulen von Aiko Neostar ABC 475W mit jeweils 475 Wp. Die reale Erzeugungszeitreihe liegt nicht als direkte Messung vor, sondern wird mithilfe der Wetterdaten des DWD über ein physikalisches PV-Modell abgeleitet.

Die Module der Kundenanlage haben eine Ausrichtung von 0° Süden und eine Neigung von 30°. Die DWD-Messstation erfasst die Globalstrahlung allerdings nur auf die horizontale Ebene, sodass die gemessene Globalstrahlung auf die tatsächliche Ausrichtung der PV-Anlage angepasst werden muss. Dafür wird die Python-Bibliothek pvlib verwendet, die dazu drei Verfahren bereitstellt [35]. Zunächst wird mithilfe der Funktion pvlib.solarposition.get_solarposition() der Zenit- und Azimutwinkel der Sonne für jeden Zeitschritt anhand des Standorts der DWD-Station (Köln/Bonn, 50,8656° N, 7,1427° O, 92 m ü NN) berechnet. Anschließend teilt die Funktion pvlib.irradiance.erbs() die gemessene Globalstrahlung mittels des Erbs-Modells in ihren Direkt- und Diffusanteil auf. Mit beiden Größen berechnet schließlich die Funktion pvlib.irradiance.get_total_irradiance() unter Verwendung des isotropen Transpositionsmodells die resultierende Einstrahlung $G_{modul}$ auf die geneigte Modulebene als Summe aus Direkt-, Himmels- und Bodenreflexionsanteil.

Basierend auf der Nominal Operating Cell Temperature (NOCT) wird anschließend die Betriebstemperatur der PV-Module näherungsweise in Abhängigkeit der Außentemperatur und Einstrahlungsstärke berechnet. Dies wird unter festgelegten Testbedingungen, die sich aus einer Umgebungstemperatur von 20 °C, einer Einstrahlungsstärke von 800 W/m² und einer Windgeschwindigkeit von 1m/s zusammensetzen, berechnet [36].

$$T_{cell} = T_{out} + \frac{(T_{NOCT} - 20°C)}{800\ \frac{W}{m^2}} \cdot G_{modul} \quad (5)$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $T_{cell}$ | = | Zelltemperatur in °C |
| $T_{out}$ | = | Außentemperatur in °C |
| $T_{NOCT}$ | = | Zelltemperatur bei definierten Testbedingungen (45 °C) |
| $G_{modul}$ | = | Einstrahlungsstärke auf das Solarmodul in W/m² |

Daraufhin wird ein Koeffizient berechnet, der die Effizienz des Solarmoduls in Abhängigkeit der Zelltemperatur berechnet. Dabei gilt eine Referenzeffizienz von 1 bei 25 °C Zelltemperatur (Standardtestbedingung) und ein Temperaturkoeffizient von -0,26 %/°C, entnommen aus dem Datenblatt des verwendeten Moduls [37].

$$\eta_{temp} = \eta_{STC} + \gamma_{cell} \cdot (T_{cell} - 25°C) \quad (6)$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $\eta_{temp}$ | = | Moduleffizienz bei aktueller Zelltemperatur |
| $\eta_{STC}$ | = | Referenzeffizienz unter Standardtestbedingungen (STC) |
| $\gamma_{cell}$ | = | Temperaturkoeffizient in %/°C |
| $T_{cell}$ | = | Zelltemperatur in °C |

Zusätzlich wird der Systemwirkungsgrad berechnet, der sich aus den WR-, Leitungs- und Verschmutzungsverlusten zusammensetzt. Der WR-Wirkungsgrad wird aus dem Datenblatt des Sungrow SH5.0RT-20 entnommen und liegt bei 97,2 % [38]. Für die Leitungsverluste wird ein Wirkungsgrad von 99 % angenommen, während für die Verschmutzungsverluste ein Wirkungsgrad von 98 % gilt [39]. Der Systemwirkungsgrad beläuft sich nach Formel (7) auf 94,3 %.

$$\eta_{sys} = \eta_{inv} \cdot \eta_{cable} \cdot \eta_{soiling} \quad (7)$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $\eta_{sys}$ | = | Systemwirkungsgrad |
| $\eta_{inv}$ | = | Wirkungsgrad des WR |
| $\eta_{cable}$ | = | Leitungswirkungsgrad |
| $\eta_{soiling}$ | = | Verschmutzungsfaktor |

Die PV-Leistung zu jedem Zeitschritt berechnet sich aus der Nennleistung von 5,225 kWp multipliziert mit dem Verhältnis aus tatsächlicher Einstrahlung zur Einstrahlung unter STC. Dies wird schließlich mit der zelltemperaturabhängigen Moduleffizienz und dem Systemwirkungsgrad multipliziert.

$$P_{pv} = P_{nenn} \cdot \frac{G_{modul}}{1000\ \frac{W}{m^2}} \cdot \eta_{temp} \cdot \eta_{sys} \tag{8}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $P_{pv}$ | = | PV-Leistung in kW |
| $P_{nenn}$ | = | PV-Nennleistung in kW |
| $G_{modul}$ | = | Einstrahlungsstärke auf das Solarmodul in W/m² |
| $\eta_{temp}$ | = | Moduleffizienz bei aktueller Zelltemperatur |
| $\eta_{sys}$ | = | Systemwirkungsgrad |

Ähnlich zur Außentemperatur wird auch hier zur Prognoseerstellung das AR(1)-Modell verwendet, um die Ertragsprognose mit einem bestimmten Fehler zu versehen, allerdings wird der Fehler beim PV-Ertrag mit dem tatsächlichen Ertrag multipliziert anstatt addiert. Dies verhindert, dass in Zeiten ohne Solarertrag (z.B. nachts) durch das AR(1)-Modell unrealistischerweise Solarerträge prognostiziert werden. Liegt die tatsächliche Solarerzeugung bei 0 kW, so wird auch der prognostizierte Solarertrag bei 0 kW liegen. Der Erhaltungsfaktor von 99,5 % wird hier ebenfalls verwendet, während der Zufallsfehler einen anderen Seed erhält, sodass sich der Temperatur- und PV-Ertragsprognosefehler unabhängig voneinander entwickeln. Die Reproduzierbarkeit wird durch die Festlegung eines festen Seeds in Python gesichert. Die PV-Ertragsprognose wird mit einem Skalierungsfaktor von 13 % multipliziert und orientiert sich an Raza et al. (2019), die für verschiedene PV-Prognosemodelle einen durchschnittlichen Fehler zwischen 11,45 % und 13,5 % ermittelt haben [40]. Somit ergibt sich für die verwendete Ertragsprognose Formel (9).

$$P_{PV,prog}(t) = P_{PV,ist}(t) \cdot (1 + x_{error}(t) \cdot 0{,}13) \tag{9}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $P_{PV,prog}(t)$ | = | fehlerhafte Prognose der PV-Leistung |
| $P_{PV,ist}(t)$ | = | tatsächliche PV-Leistung |
| $x_{error}(t)$ | = | aktueller Fehlerwert |

Die Prognose wird zusätzlich auf den Bereich von 0 kW bis zur Spitzenleistung der PV-Anlage begrenzt, da sowohl eine negative Erzeugung als auch eine unmöglich hohe Erzeugung verhindert werden müssen.

Abbildung 5 zeigt die echte PV-Erzeugung in kW (blau), sowie die prognostizierte PV-Erzeugung (orange) für jeden simulierten Zeitschritt am 08.09.2024. Dabei fällt auf, dass die prognostizierte PV-Erzeugung den tatsächlichen Ertragseinbrüchen folgt, da eine direkte Abhängigkeit des prognostizierten PV-Ertrags zur tatsächlichen Erzeugung vorliegt. In der Realität könnten solche Ertragseinbrüche durch kurzfristige Wolkenbildung vermutlich nicht in dieser Genauigkeit vorausgesagt werden. Diese Modellgrenze wird bewusst als Vereinfachung angenommen, um die Modellkomplexität nicht zu übersteigen.

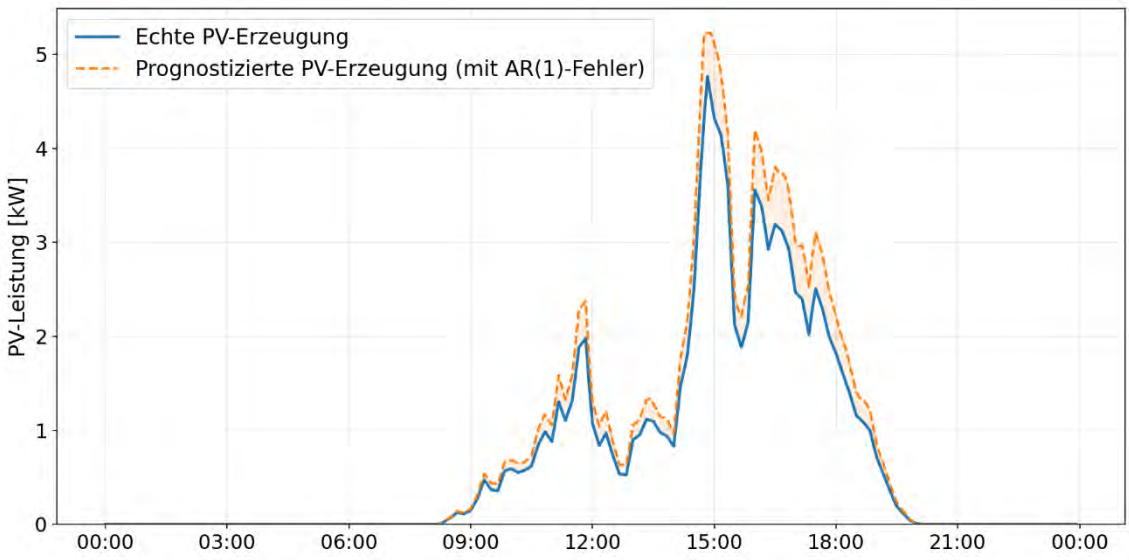



Abbildung 5: Vergleich der tatsächlichen PV-Erzeugung zur prognostizierten PV-Erzeugung durch das AR(1)-Modell am Beispiel des 08.09.2024

## 4.5 $CO_2$-Emissionen

Für die ökologische Bewertung der bidirektionalen Datenanbindung wird die $CO_2$-Äquivalent-Intensität des deutschen Strommix im Jahr 2024 herangezogen. Grundlage dafür bildet die viertelstündliche Erzeugungsreihe des deutschen Strommix im Jahr 2024 von der SMARD-Plattform der Bundesnetzagentur [41].

Für jede Viertelstunde des Jahres wird zunächst der Anteil jedes einzelnen Energieträgers an der gesamten Stromerzeugung dieses Zeitschritts berechnet. Anschließend wird der Anteil jedes Energieträgers mit dem jeweiligen Emissionsfaktor multipliziert und letztlich aufsummiert, sodass für jeden viertelstündlichen Zeitschritt des Jahres ein netzbezogener Emissionsfaktor benannt werden kann.

Die Emissionsfaktoren aller Energieträger können dem Anhang A1 entnommen werden [42]. Die Überkategorie „Biomasse“ wird in die Bestandteile „Festbrennstoff“ (20,8 %), „Flüssigbrennstoff“ (0,21 %), „Biogas“ (58,79 %), „Biomethan“ (5,63 %), „Klärgas“ (3,14 %), „Deponiegas“ (0,37 %) und den „biogenen Anteil des Abfalls“ (11,07 %) aufgeteilt. Die Aufteilungsanteile wurden aus der Bruttostromerzeugung der jeweiligen Energieträger des Jahres 2024 berechnet [43]. Für jeden Bestandteil der Kategorie „Biomasse“ wird der gewichtete Emissionsfaktor berechnet, indem der prozentuale Anteil mit dem jeweiligen Emissionsfaktor multipliziert. Der Emissionsfaktor für die Kategorie „Biomasse“ entspricht der Summe aller gewichteten Emissionsfaktoren der Bestandteile dieser Kategorie. Anschließend werden die viertelstündlichen Werte mittels linearer Interpolation auf 5-Minuten-Werte aggregiert.

Abbildung 6 zeigt für jede Uhrzeit des Tages den gemittelten Anteil der Erneuerbaren Energien (EE) und Nicht-EE an der deutschen Stromerzeugung im

Jahr 2024 sowie den gemittelten Emissionsfaktor über den Tag. Zwischen 19:00 bis 08:00 Uhr liegt der gemittelte Anteil der EE bei grob 50 %, während der gemittelte Emissionsfaktor bei 400 $gCO_2$-äq. pro kWh liegt. Tagsüber steigt der gemittelte Anteil der EE auf bis zu 75 %, sodass der Emissionsfaktor gegenläufig ein gemitteltes Minimum von unter 300 $gCO_2$-äq. pro kWh erreicht. Es ist zu erkennen, dass der Emissionsfaktor mit steigendem Anteil an EE im Strommix sinkt.

Im Mittel liegt der Emissionsfaktor des Jahres 2024 bei 353,1 $gCO_2$-äq pro kWh.

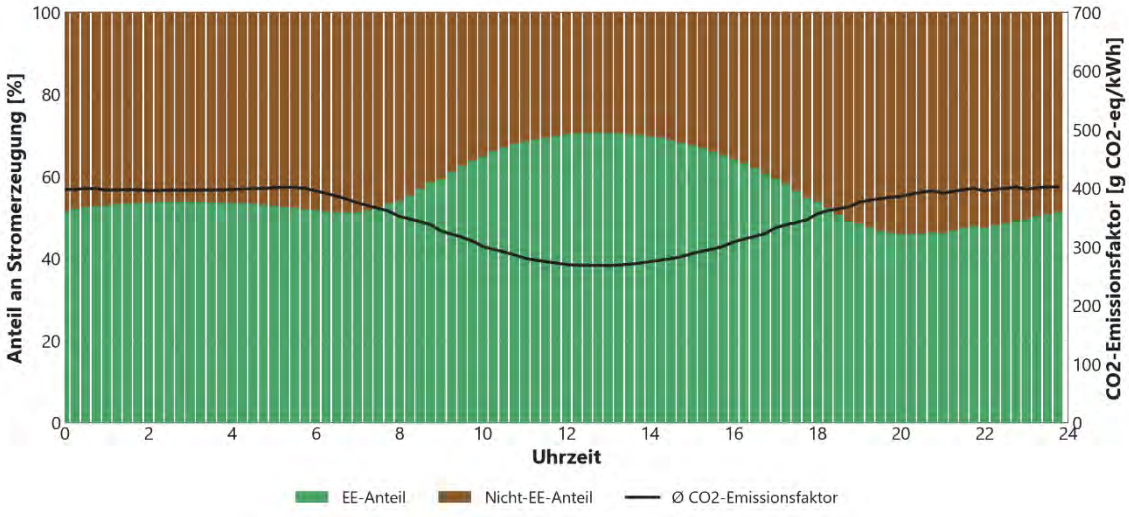



Abbildung 6: Gemittelter Anteil EE (grün) und Nicht-EE (braun) am deutschen Strommix 2024 über den Tag. Die schwarze Kurve beschreibt den gemittelten Emissionsfaktor in g $CO_2$-äq. pro kWh für jede Uhrzeit des Tages

# 5 Methodik

Um das Potenzial der bidirektionalen Datenanbindung einer WP mit einem HEMS gegenüber einer SG-Ready-Schnittstelle auszuarbeiten, werden mehrere Python-Modelle erstellt und verglichen. Deren Simulationsaufbau, die physikalische Systemumgebung sowie die unterschiedlichen Regelungsszenarien werden in diesem Kapitel näher erläutert.

## 5.1 Simulationsaufbau

Für das in Kapitel 4.1 beschriebene Gebäude werden Simulationen in Python durchgeführt, um das Potenzial einer bidirektionalen Datenanbindung einer WP in einem typischen Gebäudestandard im Vergleich zur SG-Ready-Steuerung zu analysieren. Es werden fünf Szenarien betrachtet, die der Tabelle 4 entnommen werden können.

Im ersten Szenario wird ein Referenzszenario simuliert, in welchem die WP keinerlei Schnittstelle zur PV-Anlage besitzt und somit lediglich die Komfortgrenzen einhält, ohne auf PV-Überschuss reagieren zu können.

Tabelle 4: Auflistung der simulierten Szenarien und deren Regelungen

| Szenario | Beschreibung | Regelung |
|---|---|---|
| **1** | Basis | **-Ohne** PV-Überschusssteuerung |
| **2** | SG-Ready | **-schwellenwertbasierte** PV-Überschusssteuerung |
| **3** | Reaktiv | **-Modulierende** PV-Überschusssteuerung<br>-**ohne** Prognosen |
| **4** | Prädiktiv | **-Modulierende** PV-Überschusssteuerung<br>-Mit **fehlerhaften** Prognosen zu PV-Ertrag, Lastprofil, Wetterdaten und WW |
| **5** | Ideal | **-Modulierende** PV-Überschusssteuerung<br>-Mit **idealen** Prognosen zu PV-Ertrag, Lastprofil, Wetterdaten und WW |

Szenario 2 betrachtet den aktuell verbreitetsten Standard, in dem eine WP mittels SG-Ready-Schnittstelle den PV-Überschuss nutzt. Dazu können Sollwerte erhöht werden, ohne dass die WP den exakten PV-Überschuss kennt.

Das dritte Szenario besitzt eine bidirektionale Datenanbindung mit einem HEMS und profitiert dadurch von der modulierenden Überschussnutzung, indem das HEMS der WP den exakten PV-Überschuss mitteilt. Sobald der Solarüberschuss genügt, um die thermische Mindestleistung der WP zu erreichen, wird die PV-Überschussnutzung in diesem Szenario erlaubt. Diese drei Szenarien werden mit

Python als Rule-Based-Steuerung implementiert, ohne dass ein Optimierer das ökonomische Maximum zu erreichen versucht.

In den letzten beiden Szenarien kann die WP zusätzlich Gebrauch von Prognosen zum PV-Ertrag, Haushaltsverbrauch, Wetter und WW-Verbrauch machen. Sie sollen das volle Potenzial einer bidirektionalen Datenanbindung mit einem HEMS aufzeigen. Dabei wird in Python Gurobi als Optimierer verwendet, dessen Zielfunktion auf die Minimierung der Gesamtkosten ausgelegt ist [44].

Beim vierten Szenario werden die Prognosen mit einem in Kapitel 4 definierten Fehler versehen, damit eine realitätsnahe Simulation gewährleistet werden kann.

Um das theoretisch maximale Potenzial der bidirektionalen Datenanbindung zu analysieren, wird dem Optimierer im fünften Szenario eine perfekte Prognose der folgenden 24 Stunden zur Verfügung gestellt.

Für den Simulationszeitraum wird das Jahr 2024 in einer zeitlichen Auflösung von 5 Minuten verwendet. Dies gewährleistet, dass eine ausreichend aufgelöste Simulation der WP-Steuerung bei nicht zu langer Simulationszeiten stattfindet. Die Eckdaten zum simulierten Gebäude können der Tabelle 5 entnommen werden

Tabelle 5: Eckdaten zum simulierten Gebäude

| **Eckdaten** | |
|---|---|
| Gebäudeart | Reihenmittelhaus |
| Gebäudestandard | Sanierter Altbau |
| Wohnfläche | 145 m² |
| Hüllfläche | 180 m² |
| Standort | Köln |
| Jahresstromverbrauch | 1.958 kWh |
| Nennleistung WP | 5,4 kW |
| Nennleistung PV | 5,225 kWp |
| Ausrichtung PV | 0° Süd |
| Neigung PV | 30° |
| Jahresstromerzeugung PV | 5.305 kWh |

Die Simulationen der jeweiligen Steuerungslogiken beruhen auf demselben Datensatz. Dieser enthält Zeitreihen in fünfminütiger Auflösung, die in Tabelle 6 dargestellt sind. In jedem Zeitpunkt in der Simulation werden diese Daten eingelesen und wirken sich direkt auf die Regelungen aus.

Tabelle 6: Auflistung der Zeitreihen und deren Einheiten im verwendeten Datensatz

| **Zeitreihe** | **Einheit** |
|---|---|
| Leistung Haushaltslastprofil | kW |
| WW-Entnahmeprofil | L |
| Außentemperatur | °C |
| PV-Erzeugung | kW |

Zudem liegt für jeden Zeitpunkt der Simulation ein Wert zu den aktuellen $CO_2$-Äquivalenten des Netzstroms in kg $CO_2$-äq. pro kWh vor. Dieser hat keinen Einfluss auf die Simulation, wird jedoch mit dem zu diesem Zeitpunkt vorliegenden Netzbezug multipliziert, um die äquivalenten $CO_2$-Emissionen der jeweiligen Szenarien berechnen zu können.

Die Python-Code-Struktur kann dem Anhang A5 entnommen werden.

## 5.2 Physikalisches Gebäudemodell

Das thermische Verhalten des Gebäudes wird über zwei getrennte thermische Zonen simuliert: Die Raumtemperatur und die WW-Temperatur. Beide werden direkt vom Coefficient of Performance (COP) der WP beeinflusst, der anschließend genauer betrachtet wird.

### 5.2.1 Raumtemperatur

Die Dynamik der Raumtemperatur basiert auf einer Energiebilanzgleichung, die Wärmeverluste an die Umgebung sowie die Wärmezufuhr durch die WP berücksichtigt. Das Gebäude wird als ein 1R1C-Modell vereinfacht betrachtet. Es liegt ein Widerstand (Resistor; R) in Form des Wärmeverlusts und eine Kapazität (Capacitor; C) in Form der Speicherfähigkeit der Gebäudemasse vor. Dabei wird das gesamte Gebäude als ein homogener Raum dargestellt. Um die Wärmeverluste an die Umgebung berechnen zu können, wird der Wärmedurchgangskoeffizient $H_{tr}$ herangezogen. Multipliziert mit der Differenz zwischen Raumtemperatur zu Außentemperatur und dem betrachteten Zeitschritt ergibt sich daraus der Wärmeverlust dieses Zeitschritts (siehe Formel (10)).

$$Q_{loss_{room}} = H_{tr} \cdot \left(T_{room,k} - T_{out,k}\right) \cdot dt_h \tag{10}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $Q_{loss_{room}}$ | = | Raumwärmeverlust in kWh |
| $H_{tr}$ | = | Wärmedurchgangskoeffizient in kW/K |
| $T_{room,k}$ | = | Raumtemperatur in K |
| $T_{out,k}$ | = | Außentemperatur in K |
| $dt_h$ | = | Dauer des Zeitschritts in h |

Die zugeführte Wärme wird durch die in diesem Zeitschritt eingesetzte Heizleistung der WP multipliziert mit der Dauer des Zeitschritts berechnet (siehe Formel (11)).

$$Q_{wp} = P_{WP,room,k} \cdot dt_h \tag{11}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $Q_{wp}$ | = | zugeführte Wärme durch WP in kWh |
| $P_{WP,room,k}$ | = | Heizleistung der WP für den Raum in kW |
| $dt_h$ | = | Dauer des Zeitschritts in h |

Die in Kapitel 3.1 beschriebene thermische Speicherkapazität $C_M$ des Gebäudes, die aufgrund der Masse der Wände und des Bodens vorliegt, wird ebenfalls in die Bilanz mit einbezogen. Mithilfe der Formel (1) berechnet sich für eine schwere Bauweise und einer zu beheizenden Wohnfläche von 145 m² eine Speicherkapazität von 10,47 kWh/K.

Die Bilanz zur Dynamik der Raumtemperatur kann Formel (12) entnommen werden.

$$T_{room,k+1} = T_{room,k} + \frac{Q_{wp} - Q_{loss}}{C_M} \tag{12}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $T_{room,k+1}$ | = | Raumtemperatur im nächsten Zeitschritt in K |
| $T_{room,k}$ | = | aktuelle Raumtemperatur in K |
| $Q_{wp}$ | = | zugeführte Wärme durch WP in kWh |
| $Q_{loss}$ | = | Wärmeverlust in kWh |
| $C_{th}$ | = | thermische Speicherkapazität des Gebäudes in kWh/K |

Eine modulierende WP versucht die Zieltemperatur von 21 °C konstant zu halten, indem sich die thermische Heizleistung der WP dem Wärmeverlust anpasst (siehe Formel (13)).

$$P_{wp} = H_{tr} \cdot (T_{target} - T_{out}) \tag{13}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $P_{wp}$ | = | Heizleistung WP |
| $H_{tr}$ | = | Wärmedurchgangskoeffizient in kW/K |
| $T_{target}$ | = | Zieltemperatur des Raums in K |
| $T_{out}$ | = | Außentemperatur in K |

Allerdings gibt es Zeiten, in denen die WP selbst bei Mindestleistung mehr Wärme erzeugt, als durch die Wärmeverluste verloren gehen. In diesem Fall wird der WP erlaubt, in einem Temperaturband von ±0,5 °C um die Wunschtemperatur zu pendeln, indem mit Mindestleistung geheizt wird.

### 5.2.2 Warmwassertemperatur

Die WW-Temperatur wird in dieser Arbeit vereinfacht dargestellt. In der Realität liegt der WW-Speicher in Form eines Schichtspeichers vor, bei welchem sich das wärmere Wasser oben absetzt, während sich das kältere Wasser aufgrund der höheren Dichte unterhalb befindet. Für den WW-Bedarf wird oben das warme Wasser entnommen, während unten kaltes Wasser nachfließt. Der rechnerische Aufwand, dieses Schichtmodell in Python darzustellen, wird aufgrund des geringen Einflusses vereinfacht. Daher wird in dieser Arbeit angenommen, dass das Wasser im WW-Speicher immer perfekt vermischt ist und somit eine Mischtemperatur aufweist. Laut Planungsunterlage der Buderus Logatherm WLW 186i AR liegt die

Stopptemperatur des WW-Speichers mit einem nutzbaren Volumen von 170,7 Litern bei 53 °C [45, S. 75]. Im selben Dokument wird angegeben, dass bei dieser Stopptemperatur von 53 °C ein nutzbares Zapfvolumen von 235 Litern bei einer Zapftemperatur von 40 °C vorliegt [45, S. 73]. Dies liegt daran, dass das gezapfte Wasser außerhalb des Speichers mit Kaltwasser gemischt wird, um auf 40 °C gekühlt zu werden. Die hohe Litermenge liegt also nicht direkt im Speicher vor, sondern ergibt sich aus der Zugabe von Kaltwasser nach Entnahme aus dem Speicher. Gleichzeitig wird angenommen, dass bei theoretisch vollständiger Abkühlung des Speichers auf Kaltwasserniveau (10 °C) exakt 0 Liter nutzbar wären. Alle Zwischenwerte werden linear interpoliert. Da bei PV-Boost bis auf 60 °C überhitzt werden darf, wird der Wert linear extrapoliert, sodass ein maximal nutzbares Zapfvolumen von 273 Litern 40 °C warmes Wasser bei einer Mischtemperatur von 60 °C möglich ist. Um den Gesamtenergieinhalt des Speichers berechnen zu können, wird zunächst ermittelt, welche Energiemenge nötig ist, um die Wassertemperatur um 1 K zu erhöhen (siehe Formel (14)). Dieser Wert beläuft sich auf 0,1984 kWh/K.

$$C_{ww} = \varphi_w \cdot V_w \cdot c_w \cdot \Delta T \tag{14}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $C_{ww}$ | = | Speicherkapazität des WW-Speichers in kWh/K |
| $\varphi_w$ | = | Dichte von Wasser in kg/Liter |
| $V_w$ | = | Wasservolumen im WW-Speicher in Liter |
| $c_w$ | = | spezifische Wärmekapazität von Wasser in kJ/(kg*K) |
| $\Delta T$ | = | Temperaturunterschied in K |

Es wird angenommen, dass das nachströmende Kaltwasser eine Temperatur von 10 °C aufweist und die Zapftemperatur immer 40 °C beträgt. Der Energiegehalt des WW-Speichers errechnet sich durch den Temperaturunterschied zwischen dem nachströmenden Kaltwasser und der aktuell vorliegenden Mischtemperatur (siehe Formel (15)). Die untere Temperaturgrenze des betrachteten WW-Speichers liegt bei 44 °C [45, S. 75]. Unterschreitet der Speicher diese Temperatur, wird sofort ein Heizvorgang ausgelöst, welcher immer Vorrang vor der Raumheizung besitzt. Somit liegt der in der Simulation nutzbare Energiegehalt des WW-Speichers im Temperaturbereich von 44 °C bis 60 °C. Daraus resultiert eine Energiemenge von 3,17 kWh, die in der Simulation als nutzbare thermische Speicherkapazität angenommen werden kann. Die Temperatur des WW-Speichers kann bei größeren WW-Entnahmen auch kurzfristig unterhalb der 44 °C-Grenze fallen, wird jedoch sofort mit Netzstrom nachgeheizt.

$$Q_{ww} = C_{ww} \cdot (T_{ww} - T_{cold}) \quad (15)$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $Q_{ww}$ | = | nutzbare Wärmeenergie im WW-Speicher in kWh |
| $C_{ww}$ | = | Speicherkapazität des WW-Speichers in kWh/K |
| $T_{ww}$ | = | Mischtemperatur im WW-Speicher in K |
| $T_{cold}$ | = | Kaltwassertemperatur in K |

Das vom LPG bereitgestellte WW-Entnahmeprofil liegt als volumetrische Zeitreihe in Liter pro Zeitschritt vor. Die thermische Energiemenge, die bei einem Zapfvorgang aus dem WW-Speicher entnommen wird, berechnet sich aus dem entnommenen Volumen und dem Temperaturdelta zwischen der Kaltwassereintrittstemperatur und der Entnahmetemperatur (siehe Formel (16)).

$$Q_{draw} = \varphi_w \cdot V_{draw} \cdot c_w \cdot (T_{draw} - T_{cold}) \quad (16)$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $Q_{draw}$ | = | entzogene Energiemenge aus WW-Speicher in kWh |
| $\varphi_w$ | = | Dichte von Wasser in kg/Liter |
| $V_{draw}$ | = | Entnahmevolumen in Liter |
| $c_w$ | = | Wärmekapazität von Wasser in kJ/(kg*K) |
| $T_{draw}$ | = | Entnahmetemperatur in K |
| $T_{cold}$ | = | Kaltwassertemperatur in K |

Der WW-Speicher weist eine Warmhalteverlustleistung von 60W auf [46]. Bei welcher Referenztemperatur dieser gemessen wurde, kann dem Datenblatt des WW-Speichers nicht entnommen werden, weshalb angenommen wird, dass dieser Wert für die Stopptemperatur von 53 °C gilt. Mithilfe des Newtonschen Abkühlungsgesetzes für einen durchmischten Speicher kann ein Verlustkoeffizient bestimmt werden, der besagt, welche Verlustleistung pro Kelvin Temperaturunterschied zwischen WW-Temperatur und Umgebungstemperatur resultiert (siehe Formel (17)). Dieser Verlustkoeffizient liegt bei 0,0018 kW/°C.

$$H_{ww} = \frac{P_{loss}}{(T_{ww} - T_{amb})} \quad (17)$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $H_{ww}$ | = | Transmissionswärmeverlust des WW-Speichers in kW/*C |
| $P_{loss}$ | = | Verlustleistung in kW |
| $T_{ww}$ | = | WW-Temperatur in K |
| $T_{amb}$ | = | Umgebungstemperatur in K |

Bei höherer WW-Temperatur steigt in der Realität der Warmhalteverlust, weil das Temperaturdelta zur Umgebungstemperatur größer ist. Bei einer Umgebungstemperatur von 20 °C kann also je nach WW-Temperatur ein unterschiedlicher Warmhalteverlust vorliegen (siehe Formel (18)).

$$Q_{loss}(T_{ww}) = H_{ww} \cdot (T_{ww} - T_{amb}) \cdot dt_h \quad (18)$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $Q_{loss}(T_{ww})$ | = | temperaturabhängiger Wärmeverlust in kWh |
| $H_{ww}$ | = | Transmissionswärmeverlust des WW-Speichers in kW/K |
| $T_{ww}$ | = | WW-Temperatur in K |
| $T_{amb}$ | = | Umgebungstemperatur in K |
| $dt_h$ | = | Dauer eines Zeitschritts in h |

Nach der Entnahme stellt sich eine neue WW-Temperatur ein. Diese errechnet sich durch die Bilanzgleichung in Formel (19). Es werden die Warmhalteverluste sowie die Entnahmeverluste berücksichtigt. Gleichzeitig wird die bereitgestellte thermische Leistung der WP bilanziert.

$$T_{ww,k+1} = T_{ww,k} - \frac{Q_{wp} - Q_{draw} - Q_{loss}(T_{ww})}{C_{dhw}} \quad (19)$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $T_{ww,k+1}$ | = | Temperatur des WW-Speichers im nächsten Zeitschritt in K |
| $T_{ww,k}$ | = | Temperatur des WW-Speichers im aktuellen Zeitschritt in K |
| $Q_{wp}$ | = | zugeführte Wärme durch die WP in kWh |
| $Q_{draw}$ | = | entzogene Wärme aus WW-Speicher in kWh |
| $Q_{loss}(T_{ww})$ | = | Wärmeverlust bei bestimmter WW-Temperatur in kW |
| $C_{dhw}$ | = | thermische Speicherkapazität des WW-Speichers in kWh/K |

### 5.2.3 COP der Wärmepumpe

Der COP beschreibt die aktuelle Effizienz der WP und ist maßgeblich von der Temperaturdifferenz zwischen Wärmequelle (Außenluft) und der Wärmesenke (Vorlauftemperatur) abhängig. Je geringer die Temperaturdifferenz, desto höher ist der COP. Das Kennfeld der WP wird mithilfe des Datenblatts der Buderus Logatherm WLW 186i AR ermittelt. Darin werden für eine Vorlauftemperatur von 35 °C Messpunkte des COPs bei einer Außentemperatur von -7 °C, 2 °C und +7 °C angegeben. Liegt die tatsächliche Außentemperatur zwischen diesen Messpunkten, wird linear interpoliert. Sowohl bei einer Außentemperatur unter 7 °C als auch über 7 °C wird linear extrapoliert. Die Steigung der interpolierten Geraden gibt Auskunft darüber, wie sich der COP bei steigender Außentemperatur verhält. Zwischen den beiden Stützpunkten A-7/W35 und A7/W35 liegt eine Differenz im COP von 0,65 bei einem Temperaturunterschied von 14 K. Somit ergibt sich pro Kelvin gestiegener Außentemperatur eine Erhöhung des COPs von 0,0464.

Um ein Kennfeld in Abhängigkeit der Vorlauf- und Außentemperatur erstellen zu können, wird der ebenfalls im Datenblatt hinterlegte COP von 2,28 bei einer Außentemperatur von 7 °C und einer Vorlauftemperatur von 55 °C herangezogen. Damit wird errechnet, wie sich der COP pro Kelvin in der Vorlauftemperatur ändert. Zwischen den beiden Stützpunkten A7/W35 und A7/W55 liegt die Differenz des COPs bei 0,88 mit einem Temperaturunterschied von 20 K im Vorlauf. Daraus ergibt

sich, dass sich bei Temperaturanstieg des Vorlaufs um 1 K der COP um 0,044 verschlechtert.

Mit den beiden errechneten Steigungen kann mithilfe der Formel (20) eine Funktion erstellt werden, die für jede Kombination aus Vorlauf- und Außentemperatur vereinfachend den dafür geltenden COP berechnet.

$$COP = COP_{ref} + \frac{0{,}0464}{°C} \cdot (T_{out} - 7°C) - \frac{0{,}044}{°C} \cdot (T_{supply} - 35°C) \qquad (20)$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $COP_{ref}$ | = | Referenz-COP beim Messpunkt A7/W35 (3,16) |
| $T_{out}$ | = | Außentemperatur in °C |
| $T_{supply}$ | = | Vorlauftemperatur in °C |

Für die in dieser Thesis relevanten Vorlauftemperaturen stellt Abbildung 7 die aus Formel (20) berechneten COPs je nach Außentemperatur grafisch dar.

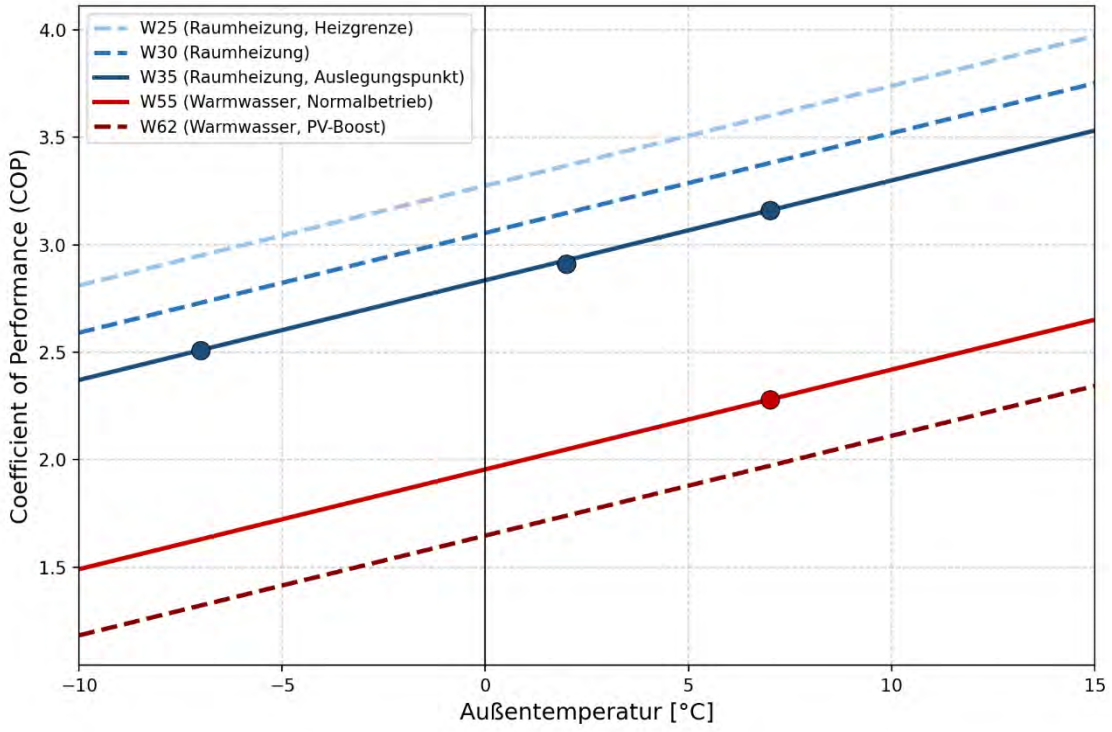



Abbildung 7: Volllast-COPs in Abhängigkeit zur Außentemperatur für verschiedene Vorlauftemperaturen

Zudem bieten moderne Inverter-WP die Möglichkeit zur Leistungsmodulation. Reduziert die WP ihre thermische Leistung, sinkt der Druckunterschied im Kältekreislauf, was die Effizienz der WP signifikant steigert [47]. Dem Datenblatt der Buderus Logatherm können dafür ebenfalls Messpunkte entnommen werden. Für die Betriebspunkte A2/W35 und A7/W35 werden sowohl die COPs bei Volllast als auch bei einem bestimmten Teillastbereich angegeben. Bei Volllast im Betriebspunkt A2/W35 liegt die maximale Leistung bei 6,43 kW und der COP bei 2,91. Für

denselben Betriebspunkt wird bei einer Leistung von 2,41 kW ein COP von 3,92 angegeben. Daraus ergibt sich, dass sich der COP bei 37,5 % der Nennleistung mit einem Faktor von 1,347 gegenüber der Nennleistung steigert. Die gleiche Berechnung kann beim Betriebspunkt A7/W35 durchgeführt werden. Bei Volllast wird eine Leistung von 6,8 kW abgerufen mit einem COP von 3,16. Im selben Betriebspunkt ergibt sich bei einer Leistung von 2,84 kW ein COP von 4,85. Bei einer Teillast von 41,8 % steigt der COP somit um den Faktor 1,535. Dabei fällt auf, dass je nach Außentemperatur eine unterschiedliche Maximalleistung in der Realität nutzbar ist. Um die Berechnung für den Optimierer vereinfacht zu halten, wird davon ausgegangen, dass die Maximalleistung der WP bei jedem Betriebspunkt bei 5,4 kW liegt, äquivalent zum Betriebspunkt A-7/W35. Die thermische Minimalleistung wird dem Betriebspunkt A2/W35 entnommen, da dieser als einziger Betriebspunkt die Minimalleistung angibt. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass die WP in jedem Betriebspunkt zwischen 33,3 % (1,8 kW) und 100 % (5,4 kW) modulieren kann. Nun wird mithilfe der drei bekannten Teillastfaktoren (Bei 37,5 %, Faktor 1,347; bei 41,5 %, Faktor 1,535; bei 100 %, Faktor 1,0) für jede Modulationsstufe ein Teillastfaktor berechnet, indem vereinfachend zwischen diesen Modulationsstufen linear interpoliert und bis 33,3 % extrapoliert wird. Dies ist eine bewusste Vereinfachung des Teillastfaktors, jedoch aufgrund fehlender Referenzwerte nicht höher auflösbar. Damit ist die Effizienz der WP bei 41,5 % der Volllast am höchsten.

### 5.2.4 Heizkurve

Die benötigte Vorlauftemperatur wird mithilfe einer Heizkurve berechnet. Bei der Raumheizung ist diese abhängig von der Außentemperatur. Die Norm-Außentemperatur des simulierten Haushalts liegt bei -8,2 °C und benötigt eine Vorlauftemperatur von 35 °C. Bei der Heizgrenze von 15 °C liegt die Vorlauftemperatur bei 25 °C. Dazwischen wird linear interpoliert.

Beim WW-Speicher ist die Vorlauftemperatur abhängig von der WW-Temperatur und wird um 2 °C über das Ladeziel erhöht. Liegt die WW-Temperatur unter 53 °C, wird eine Vorlauftemperatur von 55 °C angenommen. Bei PV-Boost liegt das Ladeziel bei 60 °C, sodass eine Vorlauftemperatur von 62 °C angenommen wird.

## 5.3 Model Predictive Control

Die beiden Optimierungsszenarien müssen die Möglichkeit besitzen, die ihnen zur Verfügung gestellten Prognosen aus Kapitel 4 auch nutzen zu können. Dazu wird das im Kapitel 3.5 beschriebene Prinzip der Model Predictive Control (MPC) herangezogen. In jedem Zeitschritt wird ein Optimierungsproblem für die folgenden 24 Stunden aufgestellt und gelöst. Dem Optimierer werden die Prognosen zur Außentemperatur, PV-Erzeugung und zum Verbrauchsverhalten (Strom und WW) der nächsten 24 Stunden bereitgestellt. Mithilfe dieser Angaben sowie den aktuellen

Ist-Werten zur Raum- und WW-Temperatur berechnet der Optimierer für die folgenden 24 Stunden den optimalen Fahrplan der WP, um sowohl die Komfortgrenzen einzuhalten als auch die Gesamtkosten zu minimieren. Davon wird allerdings nur der erste Optimierungsschritt genutzt, während der Rest verworfen wird. Im nächsten Zeitschritt wird das Optimierungsproblem erneut gelöst. Dies führt dazu, dass kein starrer Fahrplan für den nächsten Tag berechnet und durchgeführt wird, sondern sich jeder Optimierungsschritt mit den Prognosen der nächsten 24 Stunden auseinandersetzt und diese Daten aktiv in die Berechnung des Fahrplans der WP einbindet. Die aktuelle Entscheidung wird demnach immer aufgrund der Prognose der Zukunft getroffen. Das System kann mithilfe der Prognosen selbst entscheiden, ob es sich wirtschaftlich lohnt, die WP direkt zu starten oder erst zu einem späteren Zeitpunkt, in welchem beispielsweise ein Solarüberschuss prognostiziert wird.

Für eine zeitliche Auflösung von fünf Minuten sind insgesamt 105.408 Durchläufe nötig, um für jeden Zeitschritt des Jahres 2024 die optimale Lösung zu berechnen. Um den Rechenaufwand dieser Methode zu verringern, wird auf das im Kapitel 3.5 beschriebene Prinzip der Diffusing-Horizon-Methode zurückgegriffen. Dafür werden die nächsten 24 Stunden in einzelne Blöcke mit unterschiedlicher Auflösung unterteilt (siehe Tabelle 7). Die erste Stunde wird in fünfminütiger Auflösung berechnet. Die folgenden drei Stunden erhalten eine Blockgröße von 15 Minuten, während die restlichen 20 Stunden in einer Auflösung von 60 Minuten berechnet werden. Der Fahrplan der ersten Stunde wird demnach hochaufgelöst berechnet, während mit zunehmender zeitlicher Distanz die Auflösung geringer wird. Da nur der erste Schritt tatsächlich umgesetzt wird, lohnt sich die hochaufgelöste Berechnung jedes Zeitschritts der folgenden 24 Stunden nicht. Der Optimierer weiß trotzdem, dass es beispielsweise in 18 Stunden kälter wird, benötigt aber die hohe Auflösung nicht, um den aktuellen Optimierungsschritt berechnen zu können.

Tabelle 7: zeitliche Aufteilung der Prognoseblöcke der nächsten 24 Stunden mithilfe der Diffusing-Horizon-Methode

| Zeitabschnitt | Blockgröße | Anzahl Blöcke |
|---|---|---|
| erste Stunde | 5 Minuten | 12 |
| nächsten drei Stunden | 15 Minuten | 12 |
| restliche 20 Stunden | 60 Minuten | 20 |

Innerhalb dieser Blöcke wird jeweils für Raum- und WW-Heizung eine Binärvariable (0 oder 1) zurückgegeben. Diese sagt aus, ob die WP in diesem Block Leistung bezieht oder nicht. Die tatsächlich benötigte Leistung der WP wird in jedem Block schon vorher mithilfe der Prognosen zur Außentemperatur und zum PV-Überschuss berechnet. Dabei wird für die Raumtemperatur zwischen drei Szenarien unterschieden, die in Abbildung 8 verdeutlicht werden. Zunächst wird geprüft, ob der PV-Überschuss die Mindestleistung der WP erreicht. Ist dies der Fall, ist die für diesen Zeitpunkt festgelegte Heizleistung abhängig von der PV-Überschussleistung

und wird gedeckelt auf die maximale Heizleistung. Reicht der PV-Überschuss nicht aus, wird überprüft, ob der aktuelle Wärmeverlust kleiner als die thermische Mindestleistung der WP ist. In diesem Fall entspricht die festgelegte Heizleistung der Mindestleistung der WP. Liegt der Wärmeverlust oberhalb der Mindestleistung, soll die WP die Verlustleistung exakt ausgleichen.

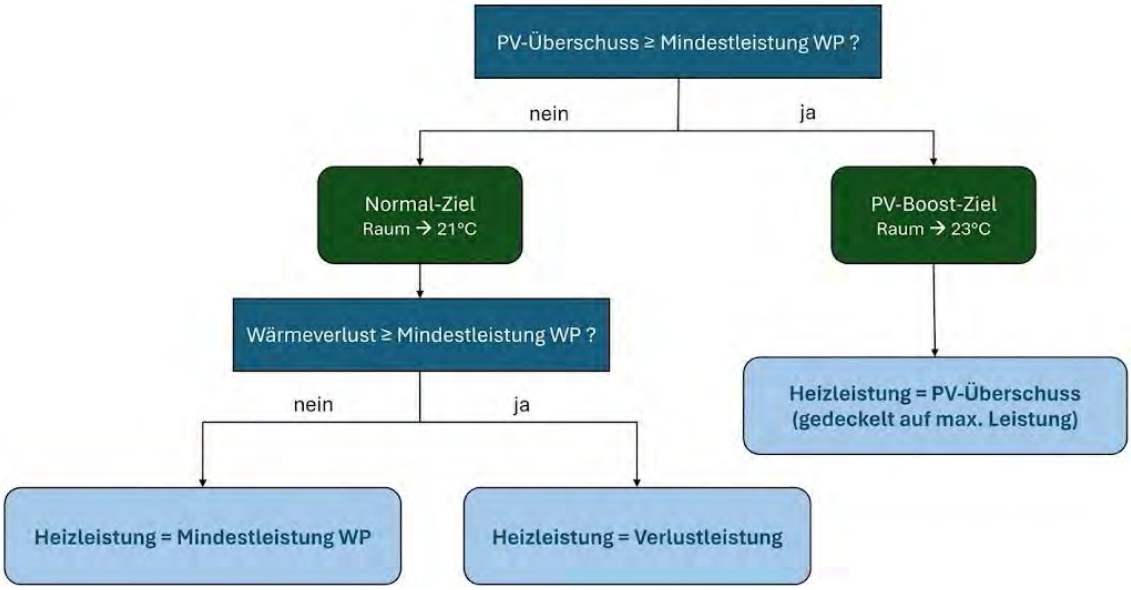



Abbildung 8: Schema zur Berechnung der Heizleistung für die Raumheizung

Für die WW-Erwärmung wird ebenfalls vorher die benötigte Heizleistung ermittelt. Da für WW angenommen wird, dass unter Normalbedingungen immer mit Volllast geheizt wird, wird diese Leistung zu jedem Zeitpunkt angenommen, in welchem der PV-Überschuss nicht für die Mindestleistung der WP ausreicht. Erreicht der prognostizierte PV-Überschuss die Minimalleistung, ist in diesem Fall die Heizleistung der WP abhängig von der PV-Überschussleistung (siehe Abbildung 9).

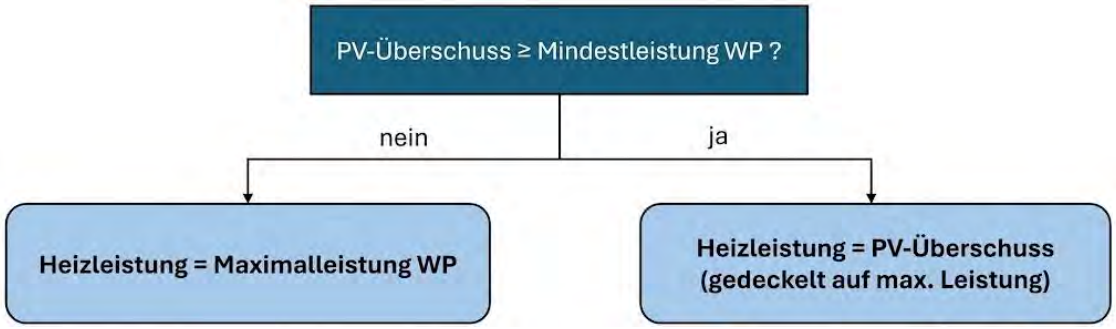



Abbildung 9: Schema zur Berechnung der Heizleistung für die WW-Erwärmung

Abbildung 10 zeigt schematisch für einen Beispieltag die zeitliche Auflösung der modellprädiktiven Steuerung. Mithilfe der aktuellen Ist-Werte sowie den Prognosen zu Wetterdaten und Verbrauchsverhalten kann ein Fahrplan für die WP berechnet werden. In diesem Beispielfall liegt aktuell ein PV-Überschuss von 2,1 kW vor. Es wird prognostiziert, dass dieser in 3 Stunden auf 0 kW fällt und die Temperaturen am Abend sinken. Der Optimierer löst das Optimierungsproblem, in dem für jeden

einzelnen Block entschieden wird, ob die WP Leistung bezieht oder nicht. Für die ersten 24 Blöcke (die ersten vier Stunden) wird eine Binärvariable (0 oder 1) zurückgegeben, die lediglich aussagt, ob die WP Leistung beziehen sollte (1) oder nicht (0). Für die restlichen 20 Stunden wird eine gemittelte Zahl zwischen 0 und 1 zurückgegeben. Wenn für Block 25 ein Wert von 0,3 berechnet wird, bedeutet dies,

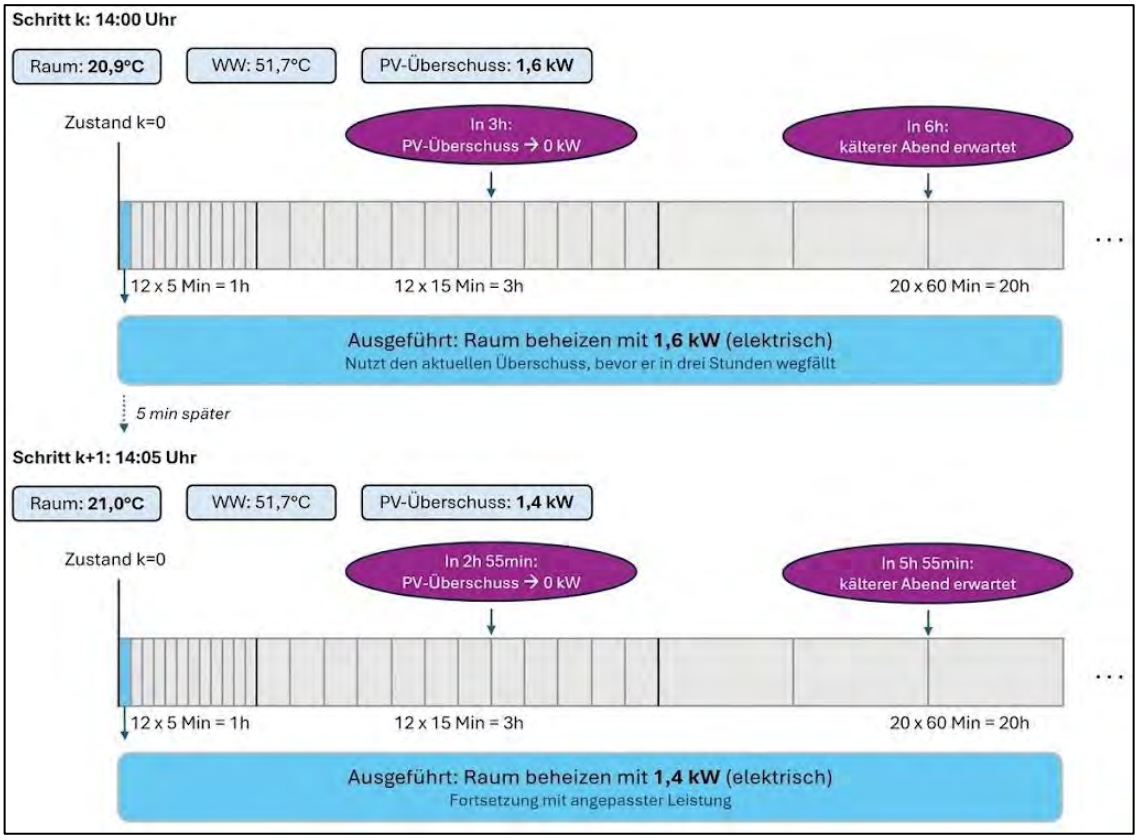



Abbildung 10: Beispielhafte Steuerung der Wärmepumpe mithilfe der modellprädiktiven Steuerung und der Diffusing-Horizon-Methode

dass die WP 30 % der Zeit Leistung beziehen sollte. Die exakt benötigte Leistung des jeweiligen Blocks im Falle einer Ansteuerung der WP wird im Voraus anhand der Prognosen zur Außentemperatur und PV-Erzeugung berechnet. Von dem erstellten Fahrplan wird dann jeweils nur die erste Entscheidung übernommen, während der restliche Plan verworfen wird.

In diesem Beispiel wird der Raumheizung eine Binärvariable von 1 zugeordnet. Die zuvor festgelegte Leistung für diesen Zeitpunkt liegt bei 1,6 kW elektrisch. Die WP heizt somit den Raum mit einer elektrischen Leistung von 1,6 kW. Die daraus resultierende Heizleistung errechnet sich durch die Multiplikation mit dem COP dieses Zeitpunkts. Danach wird das nächste Optimierungsproblem für den darauffolgenden Zeitschritt gelöst. Die Ist-Temperaturen werden aktualisiert und der Fahrplan der WP wird neu erstellt. Die Gegebenheiten haben sich allerdings kaum geändert, sodass weiterhin der Raumheizung eine Binärvariable von 1 zugeordnet wird. Die zuvor definierte elektrische Heizleistung liegt in diesem

Zeitschritt bei 1,4 kW, da ein PV-Überschuss von 1,4 kW vorliegt. Nach diesem Schema wird nun jeder einzelne Zeitschritt des Jahres simuliert.

## 5.4 Definition der Regelungsszenarien

Insgesamt werden fünf verschiedene Szenarien simuliert, dessen Simulationsregeln im Folgenden näher erläutert werden. Es wird zwischen Referenz- und Optimierungsszenarien unterschieden.

Dabei gelten einige Regeln für alle Szenarien gleichermaßen. Zum einen muss der Strombedarf des Haushalts zu jederzeit gedeckt sein, dieser wird also gegenüber dem Stromverbrauch der WP priorisiert. Die PV-Überschussleistung, die die WP nutzen kann, definiert sich durch Formel (21).

$$P_{excess} = P_{pv} - P_{hh} \tag{21}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $P_{excess}$ | = | PV-Überschuss in kW |
| $P_{pv}$ | = | PV-Erzeugung in kW |
| $P_{hh}$ | = | Haushaltsverbrauch in kW |

Der überschüssige Solarstrom muss zum anderen exakt verbraucht werden. Dies geschieht entweder über die WP oder die Einspeisung ins Netz für eine Vergütung von 7,78 ct/kWh. Die Bilanz am Netzanschlusspunkt kann der Formel (22) entnommen werden.

$$P_{grid} + P_{excess} = P_{WP,el} + P_{infeed} \tag{22}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $P_{grid}$ | = | Strombezug aus dem Netz in kW |
| $P_{excess}$ | = | PV-Überschuss in kW |
| $P_{WP,el}$ | = | elektrische Leistung WP in kW |
| $P_{infeed}$ | = | Einspeiseleistung ins Netz in kW |

Steht nicht genügend Solarstrom zur Verfügung, muss der restliche Bedarf mit Netzstrom gedeckt werden. Dieser wird mit einem Preis von 30 ct/kWh angesetzt.

Es werden thermische Komfortgrenzen definiert, die die WP über das Jahr einhalten muss. Diese Komfortgrenzen beziehen sich sowohl auf die Raumtemperatur als auch auf die WW-Temperatur.

Die Wohlfühltemperatur des simulierten Kunden liegt bei 21 °C und darf im Normalbetrieb um höchstens 0,5 °C unter- und überschritten werden.

Liegt ein Solarüberschuss vor, wechselt die Steuerung in den PV-Boost-Betrieb und darf die Raumtemperatur um maximal 2 °C auf 23 °C überhöhen. Wird die Maximaltemperatur des Raumes erreicht, darf erst nach einer Hysterese von 0,5 K ein erneuter Heizvorgang gestartet werden (siehe Kapitel 3.2.3) Für den WW-Speicher gilt für ebendiesen Fall eine Hysterese von 3 K. Dies verhindert, dass die

WP bei minimalen Abweichungen von der Maximaltemperatur einen erneuten Heizvorgang startet. Da in der Simulation selten exakt 53 °C beim WW-Speicher bzw. 21,5 °C beim Raum erreicht werden, wird ein Toleranzband definiert, ab wann die Regelung greift. Die kleinste Temperaturänderung, die die simulierte WP bei der Mindestleistung innerhalb eines Zeitschritts bewirken kann, liegt beim WW-Speicher bei 0,76 °C und beim Raum bei 0,014 °C. Liegt die Temperatur nach einem Heizvorgang in diesem Toleranzbereich, greift die Hysterese.

Die Starttemperatur des WW-Speichers liegt bei 44 °C und die Stopptemperatur bei 53 °C. Bei genügend Solarüberschuss darf der Speicher bis auf 60 °C überhitzt werden. Die Entnahmetemperatur liegt immer bei 40 °C. Es wird eine Notfallregel eingeführt, bei dem der WW-Speicher die höchste Heiz-Priorität erhält, sobald die WW-Temperatur unter 44 °C fällt. Damit wird sichergestellt, dass die Komfortentnahmetemperatur jederzeit bereitgestellt wird. Ein Pufferspeicher wird nicht berücksichtigt, da die Firma Klyma GmbH nur sehr kleine Pufferspeicher installiert, die keine relevante Möglichkeit zur thermischen Speicherung bieten. Da die Wärmegewinne durch Solarstrahlung in dieser Arbeit nicht berücksichtigt werden, kann es in der Realität etwas wärmer im Gebäude sein, als es in der Simulation berechnet wird. Um zu verhindern, dass der Heizbetrieb im Sommer zu unrealistischen Temperaturen führen würde, wird eine Heizgrenztemperatur eingeführt. Liegt die Durchschnittstemperatur der letzten 24 Stunden über dieser Temperatur, schaltet die WP in den Sommermodus. Dies bedeutet, dass der Betrieb der WP in diesem Zeitraum nur der WW-Erhitzung dient. Dafür wird vereinfachend angenommen, dass die Raumtemperatur mithilfe der solaren Wärmeerträge auf dem letzten Wert vor Beginn des Sommermodus konstant erhalten bleibt, bis der Sommermodus endet. Die Heizgrenztemperatur für das betrachtete Gebäude liegt bei 15 °C. Während längerer Abwesenheiten (z.B. Urlaub) wird das Erhöhen der Solltemperaturen blockiert.

Zudem müssen die in Kapitel 3.2 beschriebenen physikalischen Restriktionen der WP jederzeit eingehalten werden. Dazu zählen eine implementierte Mindestlaufzeit von 20 Minuten und eine Mindeststillstandzeit von 15 Minuten (siehe Kapitel 3.2.1 und 3.2.2). Aufgrund des Dreiwegventils kann die Raumheizung und WW-Erhitzung niemals gleichzeitig stattfinden (siehe Kapitel 3.2.4).

### 5.4.1 Referenzszenarien

Die Referenzszenarien bilden den heutigen am Markt verbreiteten Status quo ab. Die WP wird ohne HEMS in das Gebäude eingebunden und kommuniziert entweder überhaupt nicht mit der vorhandenen PV-Anlage oder wird lediglich über die SG-Ready-Schnittstelle mit dem PV-WR verbunden. Es ist demnach kein Informationsaustausch seitens WP möglich. Zu keinem Zeitpunkt können Prognosen über Wetter, PV-Erzeugung oder Verbrauchsverhalten genutzt werden. Die exakte Überschussleistung der PV-Anlage kann nicht an die WP kommuniziert werden. Die

Simulation verfolgt keine Kostenoptimierung, da die beschränkte Kommunikation keine Kostenoptimierung ermöglicht. Die Referenzszenarien werden in Python als Rule-Based-Szenarien implementiert, die nach den in Kapitel 5.4 definierten Komfortgrenzen heizen.

**Basisszenario**

Das Basisszenario bildet eine WP ohne jegliche PV-Kommunikation ab. Dieser Fall soll als Referenzszenario dienen, um anschließend den Mehrwert der aktiven PV-Überschusssteuerung zeigen zu können.

Es gibt keine Möglichkeit, den PV-Strom aktiv für die Heizleistung der WP zu nutzen, da keine Kommunikationsschnittstelle dazu verwendet wird. Abbildung 11 zeigt schematisch das Konzept dieses Szenarios. Die WP regelt strikt nach den in Kapitel 5.4 definierten Komfortgrenzen und nutzt den Solarstrom nur, wenn die interne Regelung zufällig zu Zeiten eines Solarertrags eine Heizleistung anfordert. Es liegt lediglich ein Stromzähler vor, welcher die Energieflüsse im Haushalt misst, aber keine Möglichkeit besitzt, Informationen zwischen den einzelnen Komponenten auszutauschen. Prognosen zu Wetterdaten und Verbrauchsverhalten werden in diesem Szenario nicht berücksichtigt.

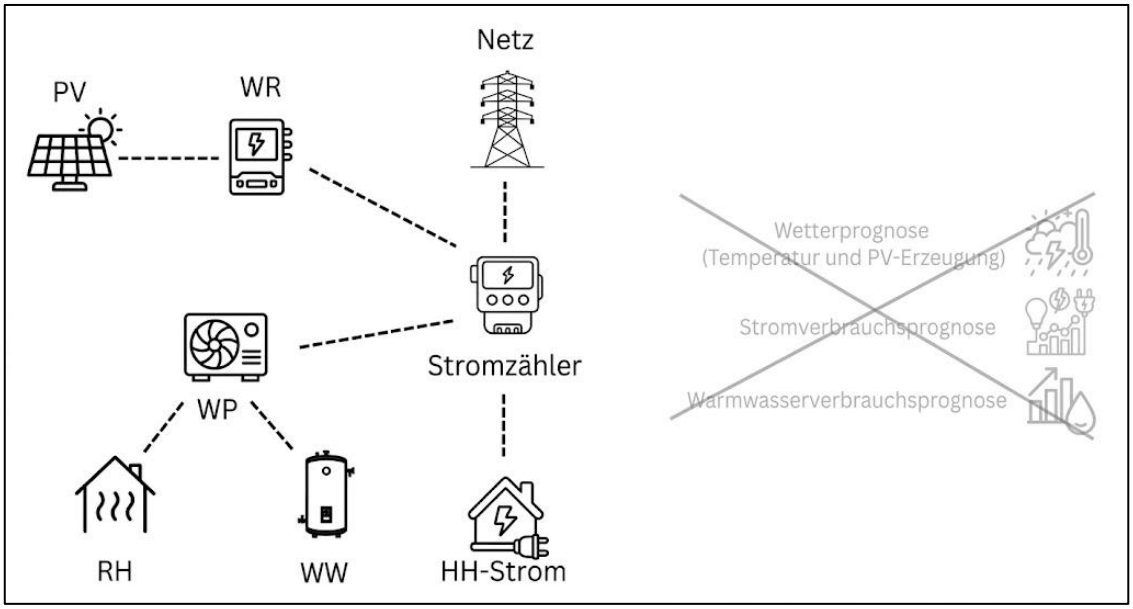



Abbildung 11: Schematischer Aufbau des Basisszenarios: Keine Schnittstelle zwischen PV-Anlage und Wärmepumpe, die eine aktive Überschusssteuerung ermöglichen würde (RH = Raumheizung; HH = Haushalt)

**SG-Ready-Szenario**

Das SG-Ready-Szenario erweitert das Basisszenario um eine binäre Schnittstelle zwischen PV-WR und WP, über die eine Einschaltempfehlung bei Erreichen einer fest definierten Leistungsschwelle an die WP signalisiert werden kann (siehe Abbildung 12). Dies bildet den aktuell verbreitetsten Stand der Anbindung einer PV-Anlage an ein WP-System ab. Über die binäre Schnittstelle kann allerdings keine exakte PV-Überschussleistung übermittelt werden. Liegt ein Signal an, bedeutet dies lediglich

die Überschreitung der vordefinierten Leistungsschwelle. Wird die Leistungsschwelle unterschritten, wird das Signal abgebrochen. Die Einschaltempfehlung resultiert in einer Erhöhung der Sollwerte für Raum- und WW-Temperatur für die gesamte Dauer des Einschaltsignals. Darüber hinaus findet keine Kommunikation unter den Geräten statt. Prognosen zu Wetterdaten und Verbrauchsverhalten können nicht zur aktiven Steuerung der WP genutzt werden, da die beschränkten Kommunikationsmöglichkeiten dies nicht zulassen.

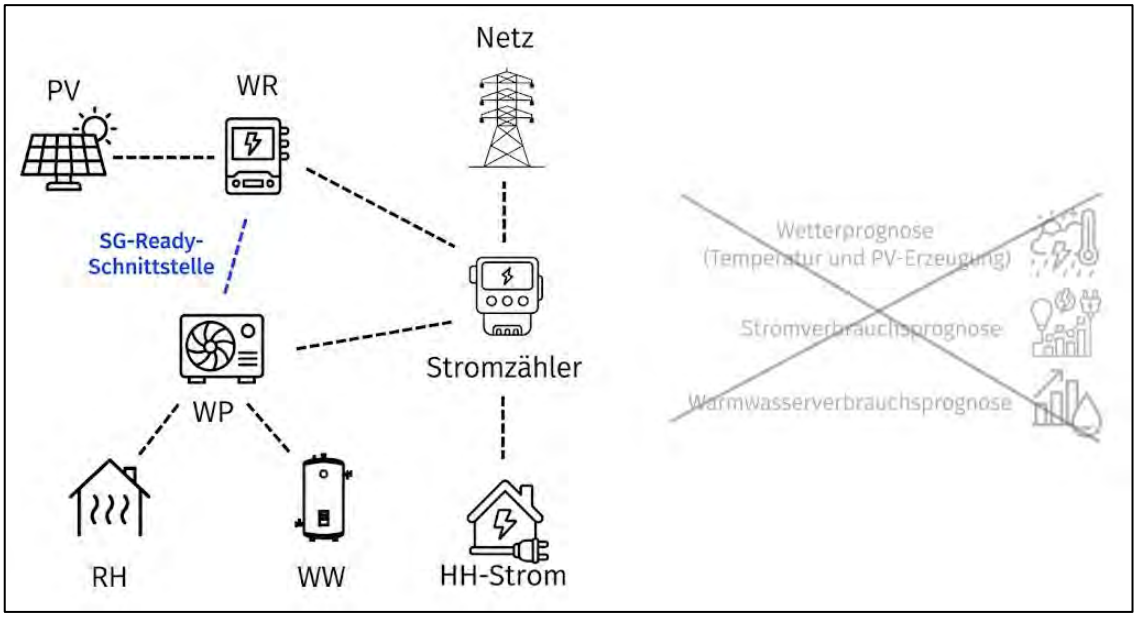



Abbildung 12: Schematischer Aufbau des SG-Ready-Szenarios: Binäre Schnittstelle zwischen PV-WR und WP, die bei ausreichendem PV-Überschuss eine Sollwerterhöhung der Raum- und WW-Temperatur empfiehlt

Die Einschaltempfehlung wird innerhalb dieser Simulation bedingungslos akzeptiert. Die Leistungsschwelle ist in der Realität nicht fest definiert, sondern muss in den Einstellungen des PV-WR oder eines HEMS hinterlegt werden. Empfohlen wird eine Leistung, ab der möglichst kein Netzstrom zum Überhitzen verwendet werden muss. In dieser Thesis orientiert sich die Einschaltschwelle am Referenzpunkt A7/W55, da bei WW-Überhitzung eine hohe Vorlauftemperatur nötig ist. Der COP liegt bei diesem Referenzpunkt bei 2,28, sodass bei einer maximalen Heizleistung von 5,4 kW eine elektrische Leistung von 2,37 kW gefordert sind. Die Einschaltempfehlung wird zudem nur signalisiert, wenn die geforderte Mindestleistung von 2,37 kW für mindestens zehn Minuten anliegt. Die WP erhöht die Sollwerttemperaturen und heizt mit maximaler Heizlast, bis entweder das Signal endet oder die erhöhten Sollwerte erreicht werden. Das Signal endet, sobald die Mindestleistung für zehn Minuten unterschritten wird.

### 5.4.2 Optimierungsszenarien (bidirektionale Datenanbindung)

In den Optimierungsszenarien liegt eine bidirektionale Datenanbindung zwischen der WP und einem HEMS vor. Diese ermöglicht die Kommunikation zwischen den

beiden Komponenten. Dadurch können einerseits die in Kapitel 4 beschriebenen Prognosen zu Wetterdaten und Verbrauchsverhalten in die Steuerung der WP einbezogen werden und andererseits der exakte PV-Überschuss an die WP übermittelt werden. In diesen Szenarien wird davon ausgegangen, dass der Verdichter modulierend vom HEMS angesteuert werden kann, um sich dem aktuellen PV-Überschuss anzupassen. Statt eines vorgegebenen Schwellenwerts zur Überschusssteuerung wird für die Raum- und WW-Heizung je eine eigene, COP-abhängige Mindestüberschussschwelle berechnet. Da für Raumheizung und WW unterschiedlich hohe Vorlauftemperaturen notwendig sind, kann eine bestimmte Überschussleistung für die Raumheizung ausreichen, während die Mindestschwelle für die WW-Erwärmung nicht erreicht wird.

Das erste der drei Optimierungsszenarien erhält zunächst keine Prognosen, sondern soll das Potenzial der aktiven Verdichteransteuerung aufzeigen. Daher wird dieses Szenario ebenfalls als Rule-Based-Szenario umgesetzt, während die anderen beiden Szenarien ein Optimierungsproblem mit einer Zielfunktion lösen. Dazu wird Gurobi als Solver in Python eingesetzt. Das Optimierungsproblem der WP wird als Mixed-Integer Linear Program (MILP) formuliert und von Gurobi mithilfe verschiedener Nebenbedingungen und einer Zielfunktion gelöst. Alle fünf Minuten wird ein Fahrplan über einen rollierenden Horizont von 24 Stunden in Abhängigkeit zu den bereitgestellten Prognosen berechnet, von dem lediglich die erste Aktion tatsächlich ausgeführt wird (siehe Kapitel 3.5). Innerhalb dieses Optimierungsproblems minimiert der Solver die Gesamtkosten der Zielfunktion. Die Zielfunktion setzt sich aus mehreren Bestandteilen zusammen. Zunächst werden die Energiekosten betrachtet, die sich aus den Netzbezugskosten und der Einspeisevergütung errechnen lassen (siehe Formel (23)).

$$J_{energy} = \sum_{k=0}^{n-1} \left( P_{grid} \cdot c_{grid} + P_{infeed} + c_{infeed} \right) \cdot \Delta t_k \tag{23}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $n$ | = | Anzahl Blöcke im Horizont (44) |
| $J_{energy}$ | = | Gesamtenergiekosten in € |
| $P_{grid}$ | = | Bezugsleistung aus Stromnetz in kW |
| $c_{grid}$ | = | Strompreis in €/kWh |
| $P_{infeed}$ | = | Einspeiseleistung ins Netz in kW |
| $c_{infeed}$ | = | Einspeisevergütung in €/kWh |
| $\Delta t_k$ | = | Dauer des Blocks in h |

Zudem werden weiche Strafkosten eingeführt, die zur Einhaltung der Komfortgrenzen verwendet werden. Würden die Komfortgrenzen als harte Grenzen formuliert werden, könnte die Simulation in Extremfällen unlösbar werden. Die einzelnen Strafkosten werden in Tabelle 8 aufgelistet. Diese werden für die Kostenbetrachtung in Kapitel 6.1 nicht berücksichtigt, sondern gelten lediglich zur Einhaltung der Komfortgrenzen.

Tabelle 8: Auflistung der implementierten Strafterme für die MPC-Szenarien

| Wofür | Kosten | Erklärung |
|---|---|---|
| Obergrenze überschritten | 100 €/K | Optimierer soll die Obergrenze für WW und Raum nicht überschreiten |
| Raum-Mindesttemperatur unterschritten | 10 €/K | Optimierer soll die Untergrenze für Raum nicht unterschreiten |
| WW-Reserve unterschritten | 5 €/K | Optimierer soll die Reserve nicht unterschreiten |
| Verdichterstart | 0,02 €/Start | Optimierer soll nicht wirkungslos Kurztakten |

Die höchste Priorität erhält die Einhaltung der Obergrenzen der Raum- und WW-Temperatur mit einer Strafe von 100 €/K. Dies bedeutet, dass eine Überschreitung der Höchsttemperatur um 1 K in einer Strafe von 100 € resultiert. Ohne diesen Strafterm würde der Solver in bestimmten Situationen die Komfortgrenzen überschreiten, weil es sich möglicherweise als wirtschaftlich sinnvoller erweisen würde, den PV-Strom zur weiteren Überhitzung zu verwenden. Dies wird aufgrund der hohen Strafe verhindert. Formel (24) beschreibt die Berechnung dieser Strafkosten in der Zielfunktion.

$$J_{max} = \sum_{k=0}^{n-1} \left( s_{room,max,k} + s_{ww,max,k} \right) \cdot \lambda_{max} \tag{24}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $n$ | = | Anzahl Blöcke im Horizont (44) |
| $J_{max}$ | = | Gesamtkosten für Überschreiten der Obergrenzen in € |
| $s_{room,max,k}$ | = | Überschreitung der Raum-Obergrenze in K |
| $s_{ww,max,k}$ | = | Überschreitung der WW-Obergrenze in K |
| $\lambda_{max}$ | = | Strafkosten für Überschreiten der Obergrenzen in €/K |

Ein weiterer Strafterm verhindert die Unterschreitung der minimalen Raumtemperatur, indem eine Strafe von 10 €/K implementiert wird, sofern die Untergrenze unterschritten wird. Die Strafe liegt bewusst unterhalb der Strafe für die Einhaltung der Obergrenze, sodass dem Solver eine Priorität vorliegt, welche Strafe im Falle einer Extremsituation am ehesten verletzt werden sollte. Formel (25) beschreibt die Berechnung der Strafkosten für eine Unterschreitung der minimalen Raumtemperatur in der Zielfunktion.

$$J_{room,min} = \sum_{k=0}^{n-1} s_{room,min,k} \cdot \lambda_{room,min} \tag{25}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $n$ | = | Anzahl Blöcke im Horizont (44) |
| $J_{room,min}$ | = | Gesamtkosten für Unterschreiten der Raum-Untergrenze in € |
| $s_{room,min,k}$ | = | Überschreitung der Raum-Untergrenze in K |
| $\lambda_{room,min}$ | = | Strafkosten für Unterschreiten der Raumuntergrenze in €/K |

Für das vorletzte Szenario wird zudem eine Strafe eingeführt, die die Unterschreitung der prognostizierten, notwendigen WW-Reserve verhindern soll. Diese liegt mit 5 €/K ebenfalls bewusst niedriger als die zuvor beschriebenen Strafkosten, da die Unterschreitung der WW-Reserve in der Realität als vertretbarer angenommen wird. Der Strafterm wird in Formel (26) beschrieben.

$$J_{ww} = \sum_{k=0}^{n-1} s_{ww,k} \cdot \lambda_{ww} \tag{26}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $n$ | = | Anzahl Blöcke im Horizont (44) |
| $J_{ww}$ | = | Gesamtkosten für Unterschreiten der WW-Reserve in € |
| $s_{ww,k}$ | = | Unterschreiten der WW-Reserve in K |
| $\lambda_{ww}$ | = | Strafkosten für Unterschreiten der WW-Reserve in €/K |

Um den Solver einen Anreiz zu längeren Betriebsphasen zu geben, wird jeder Verdichterstart mit einer Strafe von 0,02 € berechnet. In einem Parametersweep erwies sich diese Strafhöhe als am geeignetsten, da die Verdichterstarts deutlich verringert werden bei gleichbleibenden Betriebskosten. In der Realität zieht ein Verdichter beim Start einen erhöhten Anlaufstrom im Vergleich zum eingeschwungenen Betrieb [45, S. 85]. Ohne diese Strafe wäre eine lange Laufzeit der WP kein Entscheidungskriterium für den Solver. Durch die Taktstrafe erhält der Solver einen zusätzlichen wirtschaftlichen Anreiz, die Anzahl der Verdichterstarts zu minimieren, selbst wenn sich an den reinen Betriebskosten nichts ändert. Formel (27) beschreibt den Strafterm für die Verdichterstarts.

$$J_{compr} = \sum_{k \in K_{binär}} start_k \cdot \lambda_{start} \tag{27}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $J_{compr}$ | = | Gesamtkosten für Verdichterstarts in € |
| $K_{binär}$ | = | Menge der binären Blöcke (24) |
| $start_k$ | = | Anzahl an Verdichterstarts |
| $\lambda_{start}$ | = | Strafkosten für Verdichterstarts in €/Verdichterstart |

Die Zielfunktion berücksichtigt die Minimierung aller kostenrelevanten Entscheidungsvariablen und wird mit Formel (28) zusammengefasst.

$$min\left\{\sum_{k=0}^{n-1}\left(J_{energy}+J_{max}+J_{room,min}+J_{ww}+J_{compr}\right)\right\} \tag{28}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $n$ | = | Anzahl Blöcke im Horizont (44) |
| $J_{energy}$ | = | Gesamtenergiekosten in € |
| $J_{max}$ | = | Gesamtkosten für Überschreiten der Obergrenzen in € |
| $J_{room,min}$ | = | Gesamtkosten für Unterschreiten der Raum-Untergrenze in € |
| $J_{ww}$ | = | Gesamtkosten für Unterschreiten der WW-Reserve in € |
| $J_{compr}$ | = | Gesamtkosten für Verdichterstarts in € |

**Reaktives Szenario**

Im ersten Optimierungsszenario wird das System im Vergleich zur SG-Ready-Variante um ein HEMS erweitert, welches eine bidirektionale Datenanbindung zur WP ermöglicht (siehe Abbildung 13). Dadurch erhält das System die Möglichkeit, den exakten PV-Überschuss an die WP zu übermitteln. Die im SG-Ready-Szenario festgelegte Leistungsschwelle wird durch eine COP-abhängige Leistungsschwelle ersetzt, die sowohl für die Raumheizung als auch die WW-Bereitstellung die aktuelle Mindestleistung berechnet, die zur PV-Überschussnutzung nötig wäre. Somit kann der PV-Überschuss modulierend genutzt werden. Um zunächst den Mehrwert der direkten Verdichteransteuerung zu ermitteln, wird in diesem Szenario bewusst auf die Prognosen zu Wetterdaten und Verbrauchsverhalten verzichtet. Das System reagiert auf die aktuellen Ist-Zustände und kann unter Berücksichtigung der physikalischen Restriktionen den PV-Überschuss modulierend zur Erhöhung der Sollwerte nutzen.

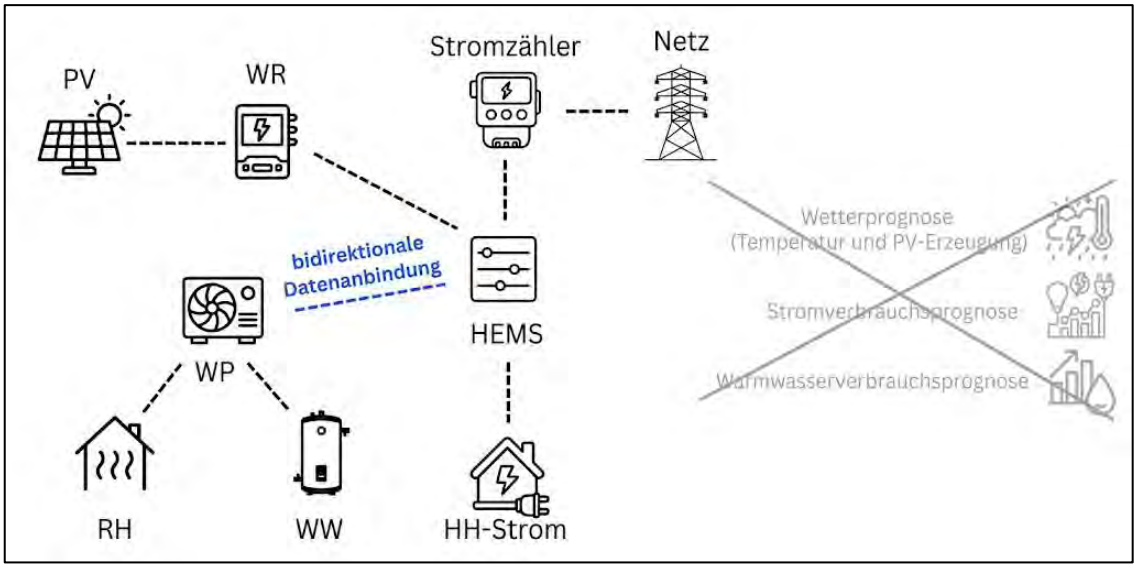



Abbildung 13: Schematischer Aufbau des reaktiven Optimierungs-Szenarios: Bidirektionale Datenanbindung zwischen HEMS und WP, die die modulierende Nutzung des PV-Überschusses erlaubt

### Prädiktives Szenario

Dieses Optimierungsszenario erhält nun Prognosen zu den zukünftigen Außentemperaturen, zum PV-Ertrag und zum Strom- und WW-Verbrauch, indem einem HEMS diese über eine Schnittstelle zugänglich gemacht werden (siehe Abbildung 14). Diese können nun aktiv in die Steuerung der WP einberechnet werden, werden allerdings mit einem in Kapitel 4 definierten Fehler versehen, um ein möglichst realistisches Verhalten zu simulieren. Dieses Szenario nutzt nun erstmals einen Solver zum Lösen eines Optimierungsproblems. Die zuvor beschriebene Zielfunktion beabsichtigt die Minimierung der Betriebskosten unter Berücksichtigung der Komfortgrenzen und physikalischen Restriktionen der WP. Dieses Szenario soll aufzeigen, welchen Mehrwert die Einbindung von Prognosen in die Steuerung einer WP besitzen und welche Limitationen sich aufgrund der Fehleranfälligkeit der Prognosen in der Realität ergeben.

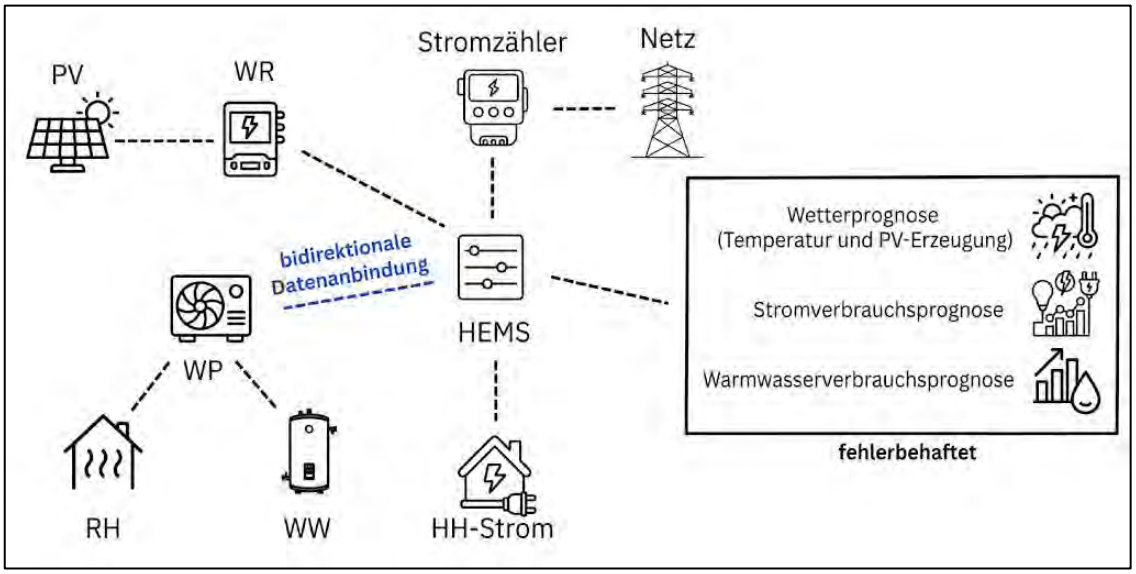



Abbildung 14: Schematischer Aufbau des prädiktiven Optimierungs-Szenarios: Bidirektionale Datenanbindung zwischen HEMS und Wärmepumpe, die die modulierende Nutzung des PV-Überschusses und die Nutzung fehlerbehafteter Prognosen erlaubt

### Ideales Szenario

Im letzten Szenario werden dem Solver nun die idealen Prognosen zur Verfügung gestellt (siehe Abbildung 15). Dies bedeutet, dass die tatsächliche Temperatur und PV-Erzeugung, sowie das exakte Verbrauchsverhalten bezüglich Strom und WW der nächsten 24 Stunden bekannt sind. Der Solver löst das Optimierungsproblem in diesem Szenario mit idealen Voraussetzungen und soll das theoretische Maximum aufzeigen, welches durch die bidirektionale Datenanbindung ermöglicht werden könnte. Der Unterschied zum vorherigen Szenario isoliert demnach den Wert, den ein perfektes Wissen gegenüber einem prognostizierten Wissen hätte.

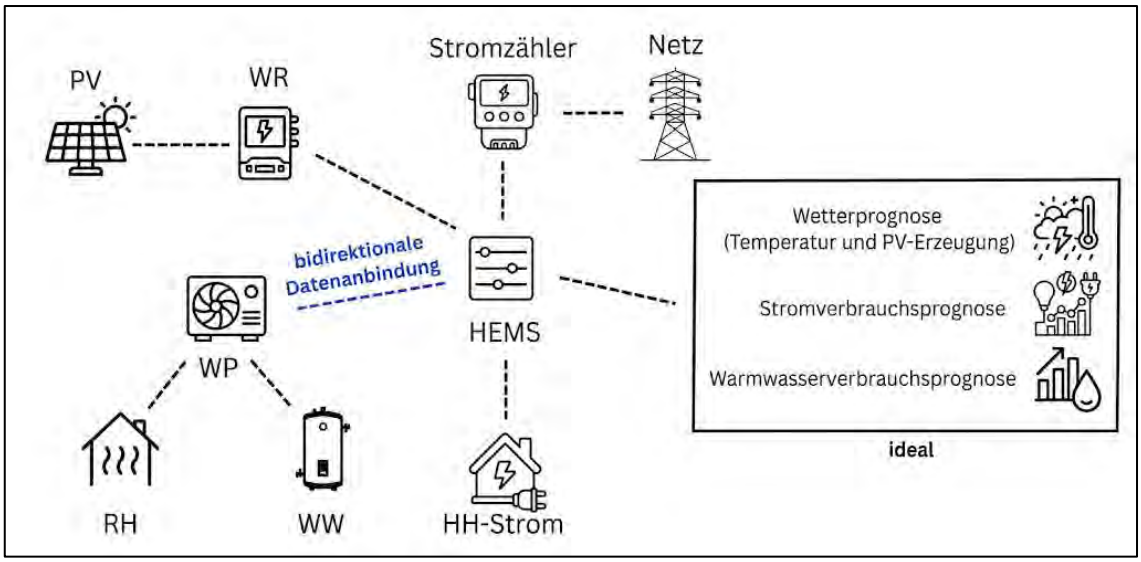



Abbildung 15: Schematischer Aufbau des idealen Optimierungs-Szenarios: Bidirektionale Datenanbindung zwischen HEMS und WP, die die modulierende Nutzung des PV-Überschusses und die Nutzung idealer Prognosen erlaubt

## 5.5 Systemgrenzen und Modellannahmen

Um die Steuerung der WP simulativ untersuchen zu können, müssen bestimmte Annahmen getroffen werden.

Das Gebäude wird als Ein-Raum-Modell simuliert, da eine raumweise Heizsteuerung in Python nur unzureichend simuliert werden könnte.

Zudem werden solare Gewinne und innere Gewinne durch Elektronik und den Bewohnern selbst nicht berücksichtigt, weil keine Daten dazu zur Verfügung stehen. In der Realität hätten vor allem solare Gewinne aufgrund von Sonneneinstrahlung durch die Fenster einen heizenden Einfluss auf die Raumtemperatur. Daher wird vereinfachend angenommen, dass ab einer durchschnittlichen Außentemperatur von 15 °C über die letzten 24 Stunden die Heizgrenztemperatur erreicht ist und die solaren und inneren Gewinne ausreichen, um die Raumtemperatur auf ihrem aktuellen Niveau zu halten.

Der WW-Speicher wird als perfekt durchmischter Speicher vereinfacht simuliert, da eine Schichtung in Python nur mit großem Rechenaufwand simuliert werden könnte. Die nutzbare Energie des WW-Speichers wird dadurch leicht überschätzt, da in der Realität bei einer gemessenen Speichertemperatur von 53 °C nicht der gesamte Speicher diese Temperatur aufweist, sondern eher der obere Teil des WW-Speichers. Weiter unten vermischt sich das heiße Wasser mit dem nachströmenden Kaltwasser, wodurch unten normalweise eine kältere Temperatur herrscht.

Die Kühlfunktion einer WP bleibt unberücksichtigt. Diese könnte in der Realität ein Potenzial zur PV-Überschusssteuerung der WP sein, um während Hitzephasen das Gebäude zu kühlen.

Außerdem würde die SG-Ready-Schnittstelle in der Realität lediglich eine Einschaltempfehlung an die WP signalisieren. Ob diese Empfehlung umgesetzt wird, obliegt der internen Regelung der WP. In dieser Thesis wird angenommen, dass jede Einschaltempfehlung von der WP umgesetzt wird.

Ziel dieser Arbeit ist nicht die realitätsgetreue Nachbildung der Betriebsweise einer modulierenden WP, sondern der Nachweis des Mehrwerts einer bidirektionalen Datenanbindung zwischen WP und einem HEMS. Die tatsächliche Fahrweise einer realen Anlage im Normalbetrieb kann von der hier angenommenen Steuerungslogik abweichen. Die Steuerungslogik gilt jedoch für alle fünf Szenarien gleichermaßen, sodass die Unterschiede zwischen den einzelnen Szenarien ausschließlich aus dem jeweiligen Umgang mit PV-Überschuss und Prognosewissen resultieren.

## 5.6 Bewertungskriterien

Die für die Bewertung des Potenzials einer bidirektionalen Datenanbindung verwendeten Kriterien werden im Folgenden zusammengefasst und erklärt.

### 5.6.1 Betriebskosten

Zur Untersuchung der Betriebskosten werden die jährlichen Stromkosten der WP berechnet, indem der Netzbezug der WP mit dem definierten Strompreis multipliziert wird (siehe Formel (29)).

$$K_{wp} = E_{wp,grid} \cdot p_{grid} \tag{29}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $K_{wp}$ | = | Jahresstromkosten der WP in € |
| $E_{wp,grid}$ | = | aus dem Netz bezogene Energiemenge für die WP in kWh |
| $p_{grid}$ | = | Strompreis in €/kWh |

Der Anteil der gesamten PV-Erzeugung, den die WP selbst verbraucht, wird als PV-Eigenverbrauch der WP beschrieben und mithilfe der Division des PV-Verbrauchs der WP durch die Gesamterzeugung der PV-Anlage berechnet (siehe Formel (30)).

$$EV_{wp} = \frac{E_{pv,wp}}{E_{pv,ges}} \cdot 100\ \% \tag{30}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $EV_{wp}$ | = | PV-Eigenverbrauchquote der WP in % |
| $E_{pv,wp}$ | = | selbstverbrauchte PV-Energie durch WP in kWh |
| $E_{pv,ges}$ | = | Gesamterzeugung der PV-Anlage in kWh |

Der Anteil des Gesamtstrombedarfs der WP, der von selbsterzeugtem Solarstrom gedeckt wird, wird als PV-Deckungsgrad der WP beschrieben und durch die Division des PV-Verbrauchs der WP durch den Gesamtstromverbrauch der WP berechnet (siehe Formel (31)).

$$D_{wp} = \frac{E_{pv,wp}}{E_{wp,ges}} \cdot 100\ \% \tag{31}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $D_{wp}$ | = | PV-Deckungsgrad der WP in % |
| $E_{pv,wp}$ | = | selbstverbrauchte PV-Energie durch WP in kWh |
| $E_{wp,ges}$ | = | Gesamtstromverbrauch der WP in kWh |

### 5.6.2 CO2-Emissionen

Die $CO_2$-Emissionen werden nicht als direktes Steuerungskriterium in die Simulation aufgenommen. Es wird untersucht, inwiefern sich die $CO_2$-Emissionen des Haushalts durch die wirtschaftlich optimierte Regelung der WP mithilfe der bidirektionalen Datenanbindung ändern.

Dazu wird jeglicher Netzbezug mit einem zeitbezogenen Emissionsfaktor multipliziert, welcher der in Kapitel 4.5 beschriebenen Zeitreihe entnommen wird. Eigenverbrauchter Solarstrom erhält einen Emissionsfaktor von 56,49 $gCO_2$-äq. pro kWh [42].

### 5.6.3 Betriebsverhalten

Die JAZ beschreibt die Effizienz der WP über ein Kalenderjahr und berechnet sich aus dem Verhältnis der erzeugten thermischen Energiemenge zur eingesetzten elektrischen Energiemenge (siehe Formel (32)).

$$JAZ = \frac{Q_{wp,th}}{W_{wp,el}} \tag{32}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $JAZ$ | = | Jahresarbeitszahl der WP |
| $Q_{wp,th}$ | = | erzeugte thermische Energiemenge der WP in kWh |
| $W_{wp,el}$ | = | eingesetzte elektrische Energie in kWh |

Ein Verdichterstart beschreibt den Zustand, wenn die WP im aktuellen Zeitpunkt Leistung bezieht, im vorherigen Zeitschritt aber noch aus war und wird mithilfe der Formel (33) gezählt und aufsummiert.

$$n_{starts,wp} = \sum_{t} 1\ [on_t = 1\ \cap\ on_{t-1} = 0] \tag{33}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $n_{starts,wp}$ | = | Anzahl Verdichterstarts |
| $on_t$ | = | Abfrage, ob Verdichter aktuell Leistung bezieht |
| $on_{t-1}$ | = | Abfrage, ob Verdichter im letzten Zeitpunkt Leistung bezog |

Die durchschnittliche Zykluslänge wird mithilfe der Division der Gesamtlaufzeit der WP durch die Verdichterstarts beschrieben (siehe Formel (34)).

$$\bar{t}_{wp,cycle} = \frac{t_{wp,on}}{n_{starts,wp}} \tag{34}$$

mit:

| | | |
|---|---|---|
| $\bar{t}_{wp,cycle}$ | = | durchschnittliche Zykluslänge in Minuten |
| $t_{wp,on}$ | = | Gesamtlaufzeit der WP in Minuten |
| $n_{starts,wp}$ | = | Verdichterstarts |

# 6 Simulationsergebnisse

Im folgenden Abschnitt der Thesis werden die Ergebnisse der fünf Szenarien beschrieben. Dabei wird zwischen den ökonomischen, ökologischen und technischen Kriterien unterschieden. Anschließend werden die Ergebnisse mit veränderten Parametern bezüglich WW-Speichervolumen und Gebäudestandard untersucht.

## 6.1 Einfluss der Regelungsstrategie auf die Wirtschaftlichkeit

Zunächst werden die Auswirkungen der Regelungsstrategien auf die Wirtschaftlichkeit untersucht. Dabei werden sowohl die Betriebskosten als auch der PV-Eigenverbrauch und -Deckungsgrad der WP verglichen. Abschließend wird die tatsächliche Steuerung der einzelnen Szenarien anhand eines Beispielzeitraumes näher betrachtet.

### 6.1.1 Betriebskosten

Zu Beginn werden die Jahresergebnisse der jeweiligen Szenarien beschrieben. Da der Haushaltsstrom in jedem Szenario Vorrang bei der Nutzung des PV-Stroms gegenüber der WP besitzt, ändern sich die Haushaltsstromkosten in keinem Szenario und liegen somit konstant bei 365 €/Jahr.

Abbildung 16 zeigt links den gesamten WP-Strombedarf in kWh und rechts die Stromkosten der WP in €, aufgeteilt in WW (violett) und Raumheizung (grün) für das simulierte Jahr 2024 und jedes Szenario. Der Strombedarf der WP im Basisszenario liegt bei 2804 kWh und liegt damit in einem realistischen Bereich für das simulierte Gebäude. Eine Schnellauslegung der Firma Klyma GmbH ergab einen prognostizierten Jahresstromverbrauch der WP von 2579 kWh, allerdings unter Berücksichtigung eines kleinen Pufferspeichers, welcher in dieser Arbeit nicht berücksichtigt wird. Mit einer Abweichung von 8,7 % zum prognostizierten Jahresstromverbrauch kann der simulierte Jahresstromverbrauch der WP in dieser Thesis als hinreichend genau betrachtet werden.

Das SG-Ready-Szenario zeichnet einen leicht erhöhten Stromverbrauch ab und liegt minimal über dem WP-Stromverbrauch im reaktiven Szenario der bidirektionalen Datenanbindung. Die beiden MPC-Szenarien liegen 18 kWh (prädiktiv) bzw. 35 kWh (ideal) unter dem Jahresverbrauch des Basisszenarios und besitzen damit die geringsten WP-Stromverbräuche aller simulierten Szenarien. Insgesamt unterscheiden sich die Szenarien im Stromverbrauch um höchstens 104 kWh/Jahr und liegen somit allesamt in einem vergleichbaren Bereich.

Allerdings zeichnet sich bei den Stromkosten ein deutlicherer Unterschied ab. Im Basisszenario verursacht die WP im simulierten Jahr Stromkosten in Höhe von

657 € und liegt damit am höchsten aller Szenarien. Die Kosten für WW und Raumheizung unterscheiden sich nur um 31 € Richtung WW. Die SG-Ready-Schnittstelle kann die Kosten um insgesamt 52 €/Jahr senken, indem die Raumheizung und WW-Erwärmung ähnlich große Ersparnisse aufzeigen. Mithilfe der bidirektionalen Datenanbindung sind jedoch stärkere Einsparungen zu verzeichnen. Das reaktive Szenario kann die WP-Stromkosten um 162 € auf 495 €/Jahr senken und zeigt den wirtschaftlichen Mehrwert einer modulierenden Nutzung des PV-Überschusses. Dabei fällt die Ersparnis für die Raumheizung fast doppelt so hoch wie für die WW-Aufbereitung aus. Auffällig ist, dass trotz zusätzlichem Prognosewissen das prädiktive Szenario 16 € über dem reaktiven Szenario liegt, welches kein Prognosewissen besitzt. Sowohl im prädiktiven als auch im idealen Szenario sinken die Ersparnisse innerhalb der beiden Unterkategorien auf einem ähnlichen Niveau. Das Idealszenario verursacht mit 470 €/Jahr die geringsten WP-Stromkosten.

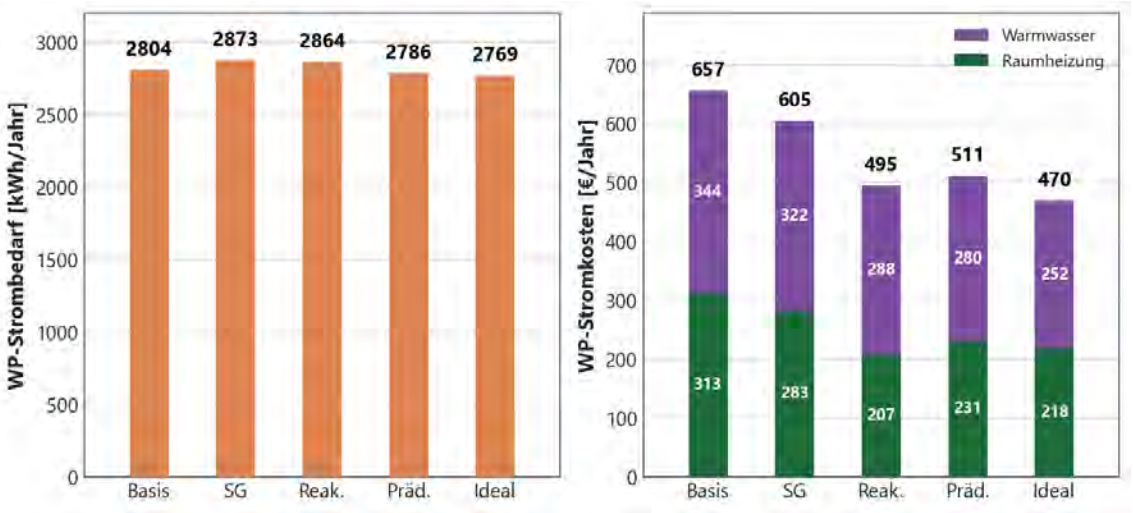



Abbildung 16: Links: jährlicher Strombedarf der simulierten WP in kWh/Jahr für jedes Szenario. Rechts: jährliche Stromkosten der simulierten WP in €/Jahr für jedes Szenario, aufgeteilt in WW (violett) und Raumheizung (grün)

Bezogen auf die im jeweiligen Szenario bereitgestellte thermische Wärmemenge, die sich in den Szenarien nur um knapp 3 % unterscheidet, ergeben die sich in Tabelle 9 dargestellten spezifischen Heizkosten. Die Rangfolge der absoluten Stromkosten spiegelt sich in den spezifischen Heizkosten wider, sodass diese im Idealszenario um über 2 ct/kWh$_{th}$ im Vergleich zum Basisszenario gesenkt werden können.

Tabelle 9: Vergleich der bereitgestellten thermischen Energiemenge und der spezifischen Heizkosten aller Szenarien

| Szenario | Basis | SG | Reak. | Präd. | Ideal |
|---|---|---|---|---|---|
| Bereitgestellte Wärmemenge [kWh$_{th}$] | 9232 | 9332 | 9516 | 9290 | 9275 |
| Spezifische Heizkosten [ct/kWh$_{th}$] | 7,11 | 6,48 | 5,20 | 5,50 | 5,07 |

Um einen fairen Vergleich der Betriebskosten zu gewährleisten, müssen die Einspeisevergütungen in der Berechnung der Stromkosten der WP berücksichtigt werden, da aufgrund der PV-Überschusssteuerung der WP geringere Einspeisevergütungen erzielt werden. Dazu wird die erzielte Einspeisevergütung des Basisszenarios als Referenz herangezogen, welche bei 307,03 € liegt. Die im Vergleich dazu entgangene Einspeisevergütung der anderen Szenarien wird auf die jeweiligen WP-Stromkosten addiert.

Abbildung 17 zeigt links für jedes Szenario die Stromkosten unter Berücksichtigung der entgangenen Einspeisevergütung (rot) im Vergleich zum Basisszenario und rechts die daraus resultierenden prozentualen Ersparnisse gegenüber dem Basisszenario. Dabei wird deutlich, dass unter den gewählten Rahmenbedingungen und unter Berücksichtigung der entgangenen Einspeisevergütung das SG-Ready-Szenario die Stromkosten der WP lediglich um 5,1 % senken kann, während mithilfe einer bidirektionalen Datenanbindung mindestens 16,7 % an Einsparungen erzielt werden können. Das reaktive Szenario schneidet weiterhin trotz fehlender Prognosen mit 17,6 % etwas besser ab als das prädiktive Szenario mit Prognosen. Die größte Ersparnis von 21,5 % wird im Idealszenario erzielt. Die bidirektionale Datenanbindung führt demnach zu einer erheblich größeren Kostenreduktion der

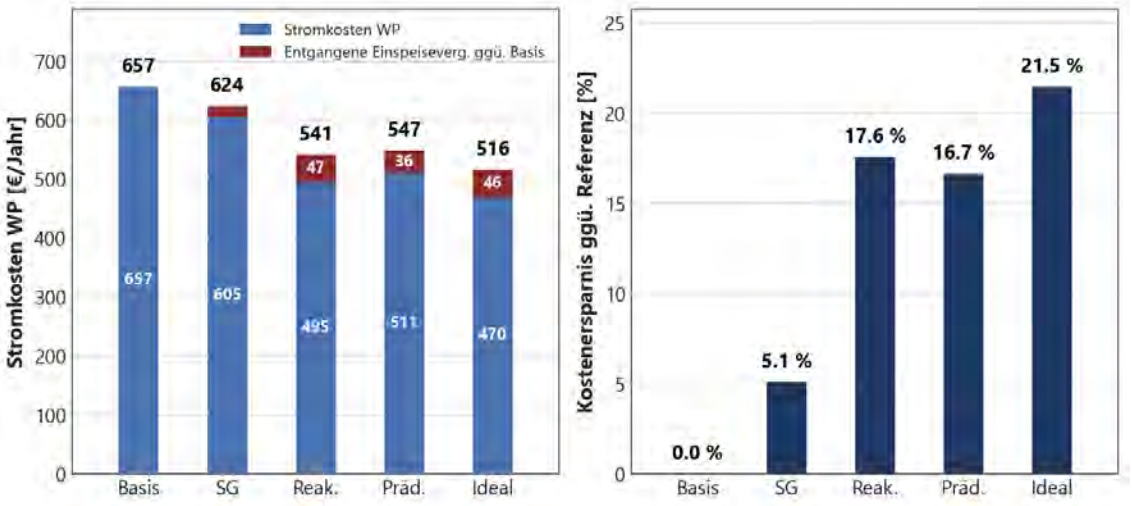



Abbildung 17: Links: WP-Stromkosten in €/Jahr (hellblau) unter Berücksichtigung der entgangenen Einspeisevergütung (rot) im Vergleich zum Basisszenario. Rechts: Daraus resultierende prozentuale WP-Stromkosten-Ersparnis (dunkelblau) aller Szenarien im Vergleich zum Basisszenario

WP-Stromkosten im Vergleich zur SG-Ready-Schnittstelle. Der Mehrwert einer präzisen Prognose spiegelt sich in der Differenz der Ersparnisse zwischen Szenario 4 und 5 wider.

In Abbildung 18 werden die Kostenersparnisse der jeweiligen Szenarien im Vergleich zum Basisszenario auf die einzelnen Monate aufgeteilt. Das SG-Ready-Szenario erzielt in jedem Monat die geringsten Ersparnisse aller Steuerungen. Im Dezember liegen die Stromkosten der WP sogar oberhalb des Basisszenarios.

Mithilfe der bidirektionalen Datenanbindung werden in allen Monaten Ersparnisse erzielt. Es ist eine starke Erhöhung der Ersparnisse in der Übergangszeit zwischen Februar bis Mai und September bis November zu erkennen, wogegen die Ersparnisse zur Sommer- und Winterzeit deutlich abflachen. Die höchste monatliche Ersparnis kann das Idealszenario im April mit einer Einsparung von fast 19 € gegenüber dem Basisszenario erzielen.

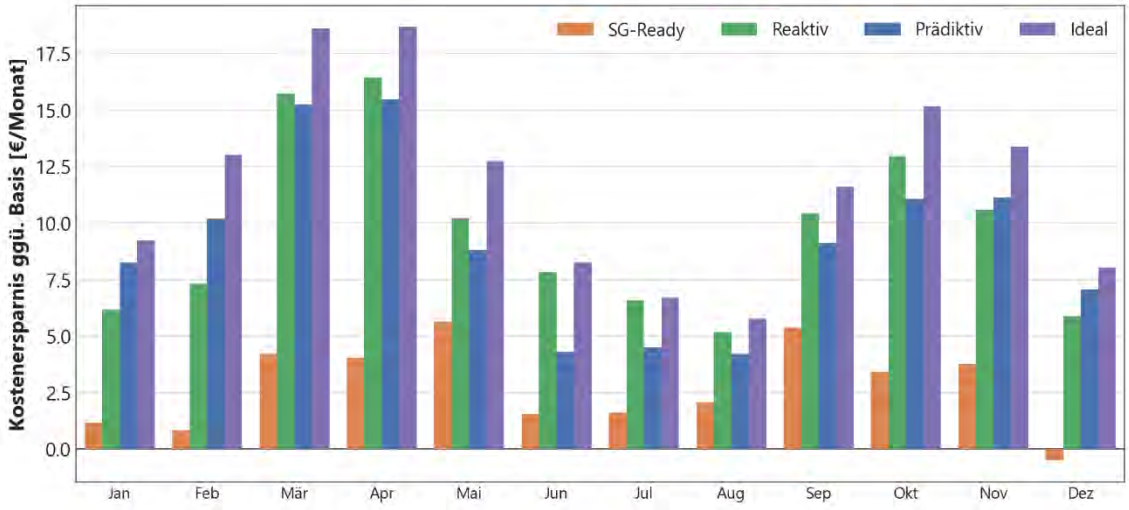



Abbildung 18: monatliche Kostenersparnis in €/Monat aller Szenarien gegenüber dem Basisszenario

### 6.1.2 PV-Eigenverbrauch und PV-Deckungsgrad der WP

Um das Verhalten der Betriebskosten zu untersuchen, wird im Folgenden näher auf die Nutzung des PV-Stroms der WP eingegangen.

Abbildung 19 zeigt den Anteil des Haushaltsstroms und des WP-Stroms am Eigenverbrauch des Solarstroms. Da der Haushaltsstrom Vorrang in der Nutzung des selbsterzeugten Solarstroms gegenüber der WP besitzt, ändert sich der Anteil des Haushaltsstroms am Eigenverbrauch über die Szenarien nicht. Dieser liegt konstant bei 14 %. Das Basisszenario besitzt keine aktive PV-Überschussnutzung und nutzt den vorhandenen PV-Strom nur, wenn dieser zufällig in der Betriebszeit der WP liegt. Von den insgesamt 25,6 % Eigenverbrauchsanteil stammen demnach 11,6 % von der WP. Im SG-Ready-Szenario kann dieser Anteil um 4,6 % erhöht werden. Auch hier wird ein deutlicher Anstieg erst mithilfe einer bidirektionalen Datenanbindung mit einem HEMS ermöglicht. Im reaktiven Szenario wird der höchste Eigenverbrauchsanteil aller Szenarien mit insgesamt 36,9 % erreicht, wovon 22,9 % durch die WP gedeckt werden. Mithilfe von fehlerhaften Prognosen trägt die WP zu 20,4 % am Eigenverbrauch bei, während präzise Prognosen diesen Wert um 2,3 Prozentpunkte erhöhen. Auffällig ist, dass trotz perfekter Voraussicht das Idealszenario 0,2 Prozentpunkte unter dem reaktiven Szenario liegt.

Im Basisszenario deckt der Solarstrom fast 22 % des gesamten WP-Strombedarfs, ohne die WP aktiv danach zu steuern. Die SG-Ready-Schnittstelle lässt den

Deckungsgrad um 7,9 % steigen. Im reaktiven Szenario kann durch die modulierende Ansteuerung des WP-Verdichters der Deckungsgrad auf 42,4 % gesteigert werden. Mit fehlerhaften Prognosen ist ein Deckungsgrad von 38,9 % möglich. Obwohl die Eigenverbrauchsquote des reaktiven Szenarios über dem des Idealszenarios liegt, kehrt sich der Effekt im Deckungsgrad um. Dies hängt mit dem erhöhten Strombedarf der WP im reaktiven Szenario zusammen. Dort liegt dieser 100 kWh über dem Verbrauch des Idealszenarios, sodass bei ähnlicher PV-Nutzung der Effekt auf den Deckungsgrad im Idealszenario stärker wirkt. Das Idealszenario erreicht den Höchstwert von 43,4 %.

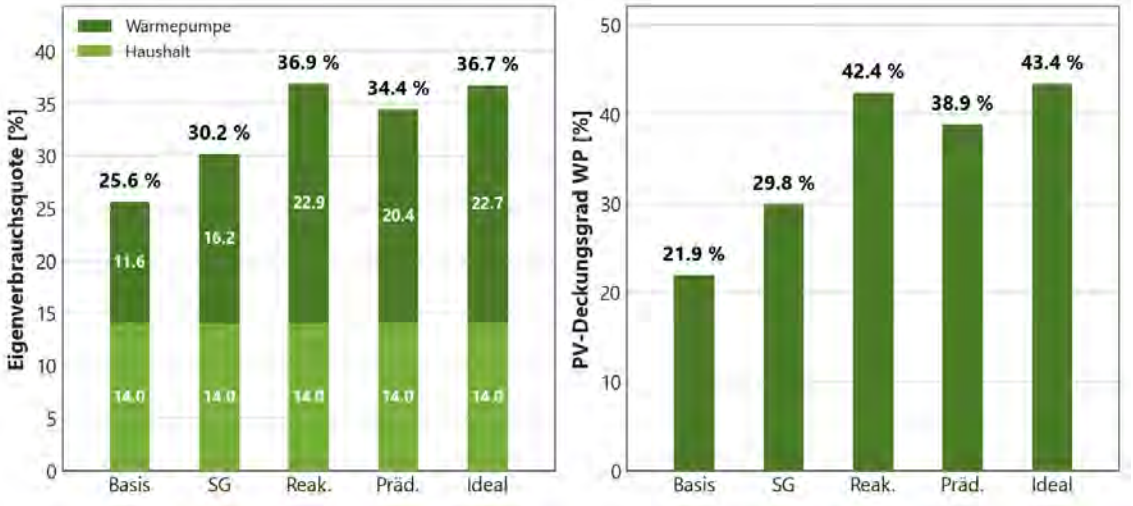



Abbildung 19: Links: PV-Eigenverbrauchsquote der jeweiligen Szenarien, aufgeteilt in Anteil des Haushaltsstroms (hellgrün) und des WP-Stroms (dunkelgrün). Rechts: PV-Deckungsgrad der WP aller Szenarien

Insgesamt liegt der Deckungsgrad des Strombedarfs für Raumheizung in allen Szenarien deutlich über dem der WW-Bereitstellung. Abbildung 20 ist zu entnehmen, dass im Basisszenario 29,1 % des Strombedarfs für die Raumheizung durch PV-Strom gedeckt werden, während dieser Wert für die WW-Bereitstellung lediglich bei 14 % liegt. Szenario 2 kann den Wert für die Raumheizung um knapp 9 Prozentpunkte und den Wert für WW um 6,7 Prozentpunkte erhöhen, liegt aber weiterhin deutlich unter dem Potenzial einer bidirektionalen Datenanbindung. Über die Hälfte des Raumheizungsstrombedarfs wird im reaktiven Szenario mithilfe der modulierenden Ansteuerung des Verdichters durch PV-Strom gedeckt. Für die WW-Bereitstellung hat sich der Wert im Vergleich zum Basisszenario ebenfalls fast verdoppelt. Dabei fällt auf, dass der Effekt in diesem Szenario vor allem der Raumheizung zugutekommt. Während die Raumheizung eine Steigerung von über 26 Prozentpunkten verzeichnet, liegt die Steigerung beim WW lediglich bei 13 Prozentpunkten. Das prädiktive Szenario kann den Deckungsgrad im Vergleich zum Basisszenario ebenfalls deutlich steigern, bleibt bei der Raumheizung aber fast 8 Prozentpunkte unter dem Ergebnis des reaktiven Szenarios. Beim WW hingegen erreicht der prädiktive Optimierer einen leicht höheren Deckungsgrad. Auch in diesem Szenario profitiert die Raumheizung stärker von der bidirektionalen

Datenanbindung als die WW-Bereitstellung. Im Idealszenario ändert sich dies. Beide verzeichnen einen Anstieg des PV-Deckungsgrads um knapp 21 Prozentpunkte gegenüber dem Basisszenario, sodass 50,9 % der Raumheizung und 34,9 % des WW mithilfe des PV-Stroms gedeckt werden können.

Abbildung 20: PV-Deckungsgrad des Strombedarfs für Raumheizung (dunkelgrün) und WW (violett)

Zur näheren Untersuchung des Eigenverbrauchs und Deckungsgrads wird sowohl die PV-Erzeugung als auch der WP-Strombedarf monatlich betrachtet. Abbildung 21 stellt diese Aufteilung grafisch dar. Dabei kann die typische Glockenkurve der PV-Erzeugung über die Monate verdeutlicht werden, die im August ihren Peak erreicht. Im Gegensatz dazu wird das saisonale Mismatch zwischen PV-Erzeugung und WP-Strombedarf deutlich. Zu den Höchstertragszeiten der PV-Anlage benötigt die WP im simulierten Haushalt am wenigsten Strom. Lediglich der WW-Bedarf bleibt über das Jahr betrachtet ähnlich, während der Raumheizbedarf im Sommer gegen 0 geht und über die Übergangsmonate Richtung Winter wieder deutlich ansteigt. Zu diesen Zeiten erzeugt die PV-Anlage allerdings deutlich weniger Strom als zur Sommerzeit.

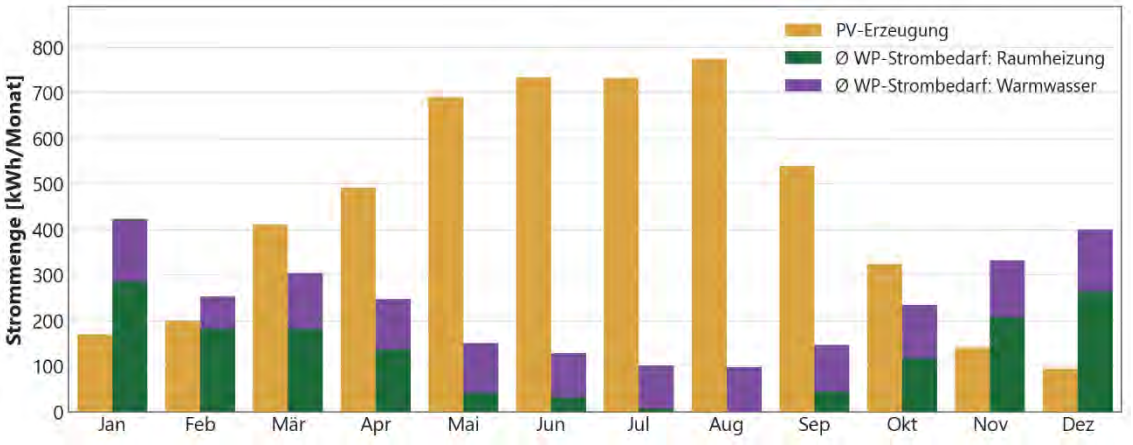



Abbildung 21: Monatliche PV-Erzeugung (gelb) im Vergleich zum monatlichen Strombedarf der WP, aufgeteilt in Raumheizung (dunkelgrün) und WW (violett)

Der kleine Einbruch im Februar ist auf den zweiwöchigen Urlaub zurückzuführen, in welchem kein WW-Verbrauch vorliegt und die Überhitzung des Raums nicht erlaubt wird.

Daran anschließend zeigt Abbildung 22 links die PV-Eigenverbrauchsquote des Haushalts und rechts den PV-Deckungsgrad des WP-Strombedarfs jedes Szenarios für alle Monate des Simulationsjahres. Die PV-Eigenverbrauchsquote besteht aus dem gedeckten Haushaltsstrom und dem gedeckten WP-Strom. Da die Haushaltslast in jedem Szenario Priorität gegenüber der WP besitzt, ändert sich der Anteil der Grundlast innerhalb der Szenarien nicht und wird im linken Diagramm mit der grauen Fläche verdeutlicht. Der Abstand zwischen der grauen Fläche und dem jeweiligen Punkt der einzelnen Szenarien beschreibt demnach den Anteil der WP an der PV-Eigenverbrauchsquote.

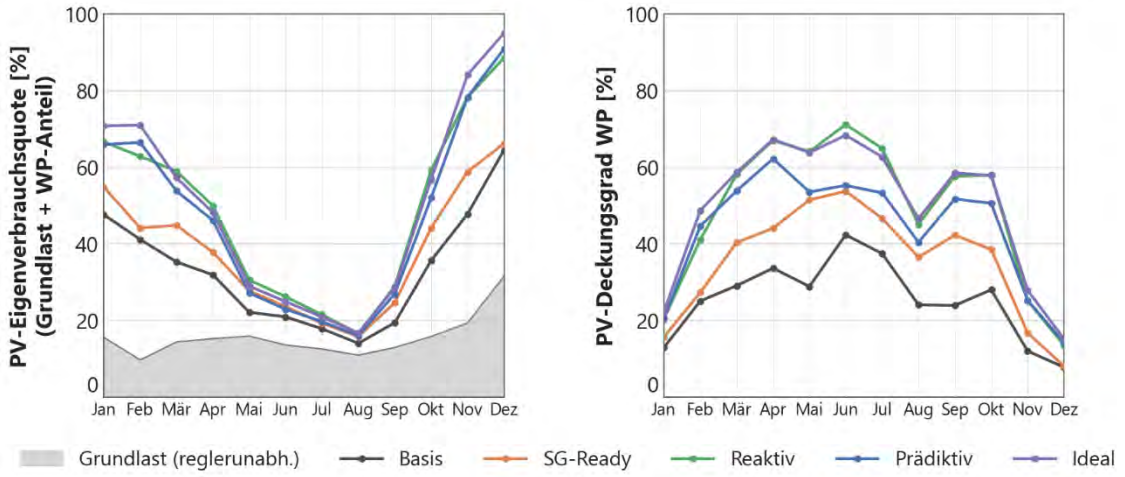



Abbildung 22: Links: Monatliche Eigenverbrauchsquote jedes Szenarios, Haushaltsstromanteil (graue Fläche) bleibt in jedem Szenario gleich. Rechts: Monatlicher PV-Deckungsgrad des WP-Strombedarfs für jedes Szenario

Zunächst fällt auf, dass alle Szenarien im Zeitraum von Juni bis August nah beieinander liegen und sich lediglich um maximal 5 Prozentpunkte gegenüber dem Basisszenario unterscheiden. In der Übergangszeit (März bis Mai und September bis November) steigt die Eigenverbrauchsquote in allen Szenarien stark an. Im Winter (Dezember bis Februar) werden die Höchstwerte erreicht. Das SG-Ready-Szenario liegt über das ganze Jahr nur knapp über der Eigenverbrauchsquote des Basisszenarios. Mithilfe der bidirektionalen Datenanbindung hingegen steigt die Eigenverbrauchsquote stark an. Vor allem in der Übergangszeit können Steigerungen von bis zu 36,4 Prozentpunkten erreicht werden. Dabei bleibt das Niveau innerhalb der Optimierungsszenarien ähnlich, wobei das reaktive und das ideale Szenario meistens oberhalb des prädiktiven Szenarios liegen. Lediglich im Februar und Dezember erzielt das prädiktive Szenario eine höhere Eigenverbrauchsquote als das reaktive Szenario. Im Zeitraum von November bis Februar liegt die Eigenverbrauchsquote in allen bidirektionalen Szenarien immer

über mindestens 60 %, erreicht im Dezember beim Idealszenario sogar einen Wert von 95 %, während das Basisszenario bei unter 70 % bleibt.

Die erhöhten Eigenverbrauchsquoten in den Wintermonaten gegenüber den niedrigen Quoten im Sommer hängt mit dem in Abbildung 21 saisonalen Mismatch zusammen. Während im Winter nur geringe PV-Erzeugung vorhanden ist, nutzt die WP diese aufgrund des erhöhten Wärmebedarfs automatisch zu einem großen Anteil mit. Im Sommer hingegen erzeugt die Solaranlage viel Solarstrom, wohingegen die WP nur wenig Strom verbraucht, da die Raumheizung zu dieser Zeit meist ungenutzt bleibt. Somit entsteht in den Sommermonaten nur ein geringes Potenzial zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs durch die WP, während das Potenzial in der Übergangszeit umso größer wird.

Beim PV-Deckungsgrad des WP-Strombedarfs kehrt sich das Bild. Die höchsten Deckungsgrade werden in der Sommerzeit erreicht. Das reaktive Szenario erreicht im Juni den Maximalwert von 71,2 %, während das Basisszenario ohne PV-Steuerung nur 42,3 % des Strombedarfs mit Solarstrom decken kann. Auch hier zeigt sich, dass durch die SG-Ready-Schnittstelle der Deckungsgrad nur im Zeitraum von März bis Oktober signifikant erhöht werden kann. Dieser liegt in jedem Monat unterhalb aller Deckungsgrade der bidirektionalen Szenarien. In fast jedem Monat liegt der Deckungsgrad des reaktiven und idealen Szenarios oberhalb dem des prädiktiven Szenarios, lediglich im Februar erzielt das prädiktive Szenario einen leicht höheren Deckungsgrad als das reaktive. Während zwischen März und Oktober innerhalb der bidirektionalen Szenarien der Deckungsgrad dauerhaft über 50 % liegt (außer im August), flacht der positive Effekt der bidirektionalen Datenanbindung auf den PV-Deckungsgrad zur Winterzeit stark ab. Im August wird in jedem einzelnen Zeitschritt die Heizgrenze erreicht, sodass der PV-Überschuss nur zur WW-Erhitzung genutzt werden kann. Dies erklärt das Tief im Deckungsgrad. Sowohl im Dezember als auch im Januar können lediglich Steigerungen von knapp 6 bis 9 Prozentpunkten erreicht werden, obwohl die Steigerung im Eigenverbrauchsanteil in denselben Monaten zwischen 24 bis 30 Prozentpunkten liegt. Dies ist auf die sehr geringe PV-Erzeugung im Winter zurückzuführen und das damit einhergehende, geringe Potenzial zur Erhöhung des PV-Deckungsgrads zu dieser Zeit.

### 6.1.3 Steuerungsverhalten der Szenarien

Sowohl beim PV-Eigenverbrauch als auch beim Deckungsgrad der WP zeigt sich ähnlich zu Abbildung 18 das größte Potenzial zur Übergangszeit, wenn sowohl PV-Erzeugung als auch WP-Verbrauch auf einem mittelhohen Niveau liegen. Daher wird im Folgenden die tatsächliche Steuerung der jeweiligen Szenarien anhand eines 2-Tagesplots im Zeitraum vom 14.03. (Donnerstag) bis 15.03.2024 (Freitag) näher untersucht. Als Vergleichsbasis dient das SG-Ready-Szenario, dessen

Steuerungsverhalten in Abbildung 23 dargestellt wird. Die Diagramme sind für alle Szenarien gleich aufgebaut, sodass dieses nun einmalig vollständig erklärt wird.

Die X-Achse aller drei Diagramme beschreibt die Uhrzeit des Tages in Stunden. Insgesamt wird ein Zeitraum von 48 Stunden untersucht.

Im obersten Diagramm wird das Verhalten der WW-Temperatur (rot) in Abhängigkeit der in Formel (19) beschriebenen Bilanzgleichung dargestellt. In dunkelblau werden die WW-Entnahmen in Litern verdeutlicht. Die untere gestrichelte Linie entspricht der Nachheiztemperatur, während die mittlere gestrichelte Linie die Stopptemperatur darstellt. Die obere gepunktete Linie entspricht der Stopptemperatur bei PV-Boost.

Das mittlere Diagramm zeigt das Raumtemperaturverhalten (orange) in Abhängigkeit der in Formel (12) beschriebenen Energiebilanzgleichung. Die schwarze gestrichelte Linie zeigt die Untergrenze der Raumtemperatur, während die orangenfarbene Linie der Obergrenze entspricht. Die obere gepunktete Linie stellt die Maximaltemperatur bei PV-Boost dar.

Im untersten Diagramm wird die elektrische Leistung der WP (blau) dargestellt. Die grüne Fläche beschreibt den aktuellen PV-Überschuss, während eine rote Fläche unter der Leistungskurve einer Netzstromnutzung und eine gelbe Fläche einer PV-Nutzung entspricht. Die schwarze gestrichelte Linie entspricht der Einschaltschwelle zur PV-Überschussnutzung.

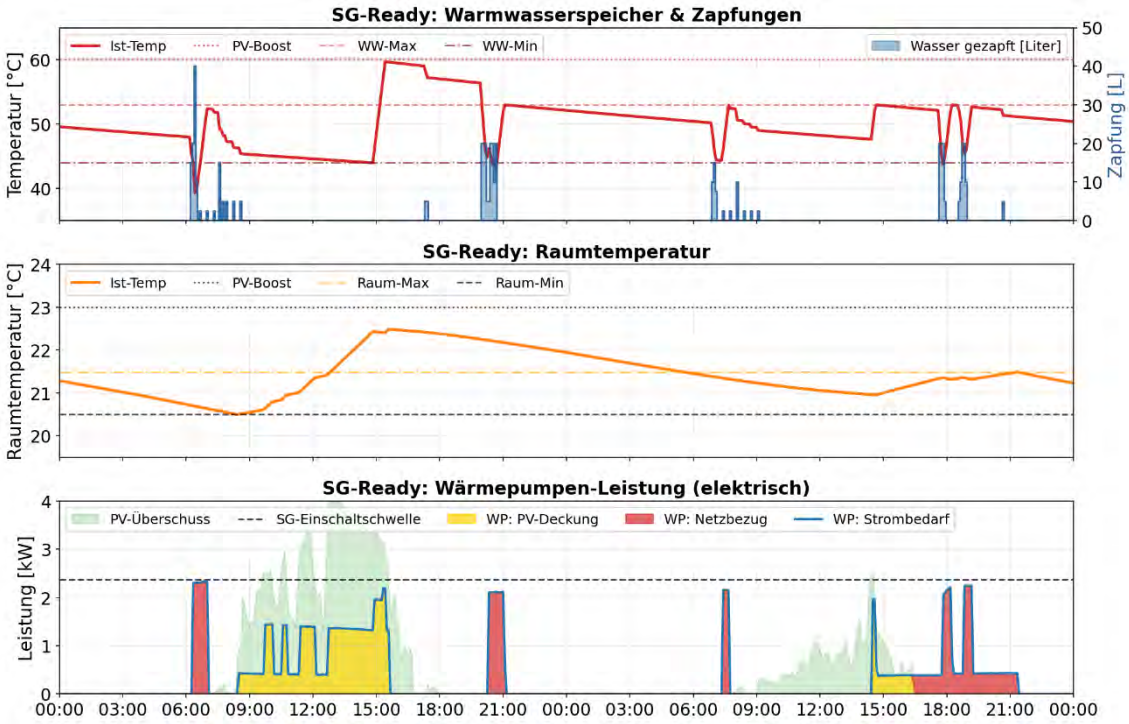



Abbildung 23: Verhalten der WW-Temperatur (oben in rot), der Raumtemperatur (mittig in orange) und der elektrischen WP-Leistung (unten in blau) im SG-Ready-Szenario im Zeitraum vom 14.03. bis 15.03.2024

Für das SG-Ready-Szenario gilt eine Einschaltschwelle von 2,37 kW PV-Überschuss, welche im betrachteten Zeitraum ab 9:35 Uhr bis 15:35 Uhr des ersten Tages mehrmals über- und unterschritten wird. In dieser Zeit wird der WW-Speicher auf 60 °C überhitzt und die Raumtemperatur anschließend auf 22,5 °C erwärmt, bis das PV-Überschusssignal abbricht. Die Erhöhung der Raumtemperatur reicht aus, um die Raumtemperatur über die Nacht oberhalb der Mindestgrenze von 20,5 °C zu halten. Am nächsten Tag gegen 14:25 Uhr wird die Einschaltschwelle für 15 Minuten überschritten, sodass der WW-Speicher bis auf 53 °C geheizt werden kann. Für eine weitere Überhitzung reicht der PV-Überschuss nicht aus, sodass zum Abend des zweiten Tages der Raum mit Netzstrom geheizt werden muss. Das SG-Ready-Szenario ist blind für den restlichen PV-Überschuss an diesem Tag, sodass die WP nicht aktiv danach gesteuert werden kann.

In den Szenarien mit bidirektionaler Datenanbindung der WP kann die Einschaltgrenze abhängig von der Mindestleistung und dem aktuellen, teillastkorrigierten COP des Zeitpunkts gewählt werden. Diese liegt im betrachteten Zeitraum im Mittel bei 0,42 $kW_{el}$ und damit 82,5 % niedriger als die feste Einschaltschwelle im SG-Ready-Szenario.

In Abbildung 24 ist zu erkennen, dass das reaktive Szenario den PV-Überschuss somit schon über eine Stunde früher als das SG-Ready-Szenario nutzen kann und den Raum zunächst auf 23 °C und anschließend den WW-Speicher auf 60 °C überhitzen kann. Am zweiten Tag wird der Verdichter exakt entlang des PV-

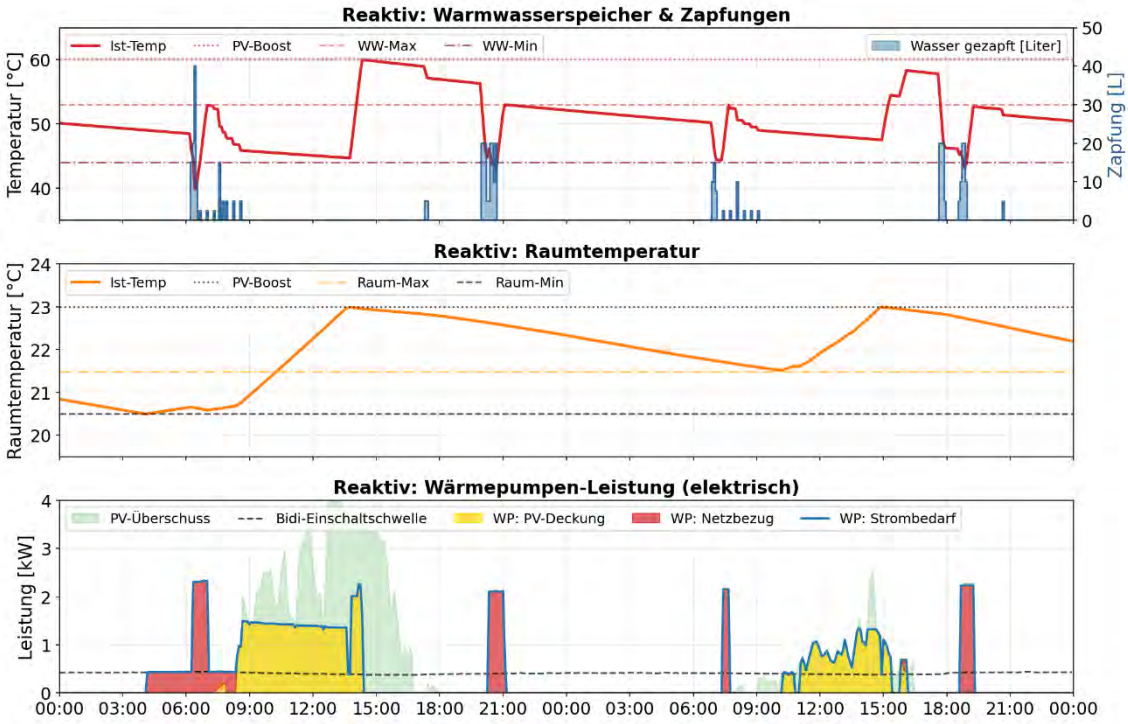



Abbildung 24: Verhalten der WW-Temperatur (oben in rot), der Raumtemperatur (mittig in orange) und der elektrischen WP-Leistung (unten in blau) im reaktiven Szenario im Zeitraum vom 14.03. bis 15.03.2024

Überschusses moduliert, sodass auch die geringen Überschüsse zur thermischen Speicherung genutzt werden können. Dies führt dazu, dass für die anstehende WW-Entnahme am Abend ein höherer Energiegehalt im WW-Speicher vorliegt, sodass weniger Netzstrom zur Deckung dieses WW-Verbrauchs benötigt wird im Vergleich zum SG-Ready-Szenario.

Netzbezug findet nur zu Zeiten von WW-Entnahmen statt, in denen die WP gegenheizen muss, um nicht unter die Mindestgrenze zu fallen. Für die Raumheizung wird im betrachteten Zeitraum Netzbezug nur am ersten Tag zwischen 04:10 und 8:20 Uhr benötigt, weil die Raumtemperatur sonst unter 20,5 °C fallen würde. Auffällig ist, dass die Raumtemperatur im Betrachtungszeitraum ab 10:20 Uhr des ersten Tages dauerhaft über 21,5 °C liegt, da der Raum aktiv überhitzt wird und die Raumtemperatur aufgrund der hohen thermischen Speicherfähigkeit des Gebäudes nur langsam auskühlt.

Im Vergleich dazu werden im Idealszenario Prognosen genutzt, um die Leistung der WP an das tatsächliche Verbrauchsverhalten anzupassen. Dabei kann Abbildung 25 entnommen werden, dass die Steuerung des idealen Szenarios dazu neigt, den verfügbaren PV-Überschuss nicht sofort bis zur Erreichung der Maximaltemperaturen zu nutzen, sondern erst nachmittags die WW-Temperatur für die bevorstehende Entnahme zu überhitzen. Die Raumtemperatur wird ebenfalls erst nachmittags erhöht, allerdings nur auf ein Maximum von 21,6 °C. Dieses reicht exakt aus, um den nächsten Heizstart des Raumes in die PV-Überschusszeit des nächsten Tages zu verschieben. Am zweiten Tag wiederholt sich das Muster. Die

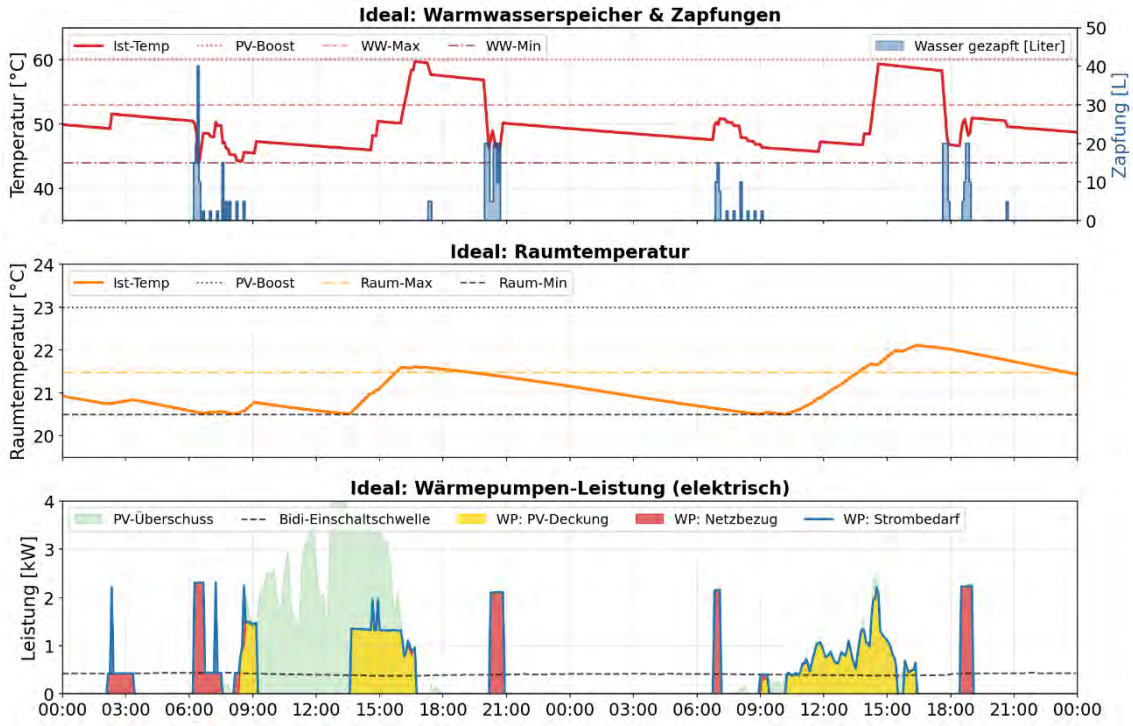



Abbildung 25: Verhalten der WW-Temperatur (oben in rot), der Raumtemperatur (mittig in orange) und der elektrischen WP-Leistung (unten in blau) im idealen Szenario im Zeitraum vom 14.03. bis 15.03.2024

Erhöhung der Raumtemperatur über die eigentliche Maximaltemperatur von 21,5 °C beginnt erst nachmittags, stoppt aber bei knapp 22,1 °C. Auch der WW-Speicher wird erst gegen späten Nachmittag vollends überhitzt.

Das Idealszenario schafft es mithilfe der idealen Prognosen nur so viel PV-Strom zu nutzen, wie es unter den Komfortbedingungen für nötig gehalten wird. Dadurch wird nicht jeder kleinste PV-Überschuss sofort thermisch gespeichert (wie im reaktiven Szenario), sondern exakt berechnet, welcher Steuerbefehl zur Minimierung der Stromkosten beiträgt. Daher werden sowohl WW-Speicher als auch Raum eher gegen Nachmittag überhitzt, damit die thermischen Verluste möglichst gering bleiben. Der nicht benötigte PV-Überschuss wird ins Netz eingespeist und vergütet, anstatt diesen zu nutzen, obwohl es keinen wirtschaftlichen Mehrwert für den betrachteten Haushalt bietet. Ohne Prognosen ist diese Betrachtung nicht möglich, weshalb sowohl das SG-Ready- als auch das reaktive Szenario bei Erreichen der Einschaltgrenze sofort bis zum Maximum überhitzen.

Im prädiktiven Szenario kann ein sehr ähnliches Steuerungsverhalten verfolgt werden. Um das Verhalten in Abhängigkeit der Prognosequalität zu zeigen, wird in Abbildung 26 ausschließlich die Leistungskurve eines März-Tages dargestellt. Dem tatsächliche PV-Überschuss (grün) wird der prognostizierte PV-Überschuss (violett gestrichelt) gegenübergestellt, nach dem der prädiktive Optimierer seine Steuerung auslegt. Der prognostizierte PV-Überschuss ist sowohl von der prognostizierten PV-Erzeugung als auch vom prognostizierte Haushaltsstromverbrauch abhängig. Das Grundverhalten ähnelt dem des idealen Szenarios stark (siehe Abbildung 25, rechts unten), allerdings liegt die PV-Überschussprognose im betrachteten Zeitraum leicht oberhalb des tatsächlichen PV-Überschusses. Somit nutzt der prädiktive Optimierer zwischen 10:00 bis 17:00 Uhr knapp 1,1 kWh Netzstrom zum Überhitzen, weil der PV-Überschuss überschätzt wird.

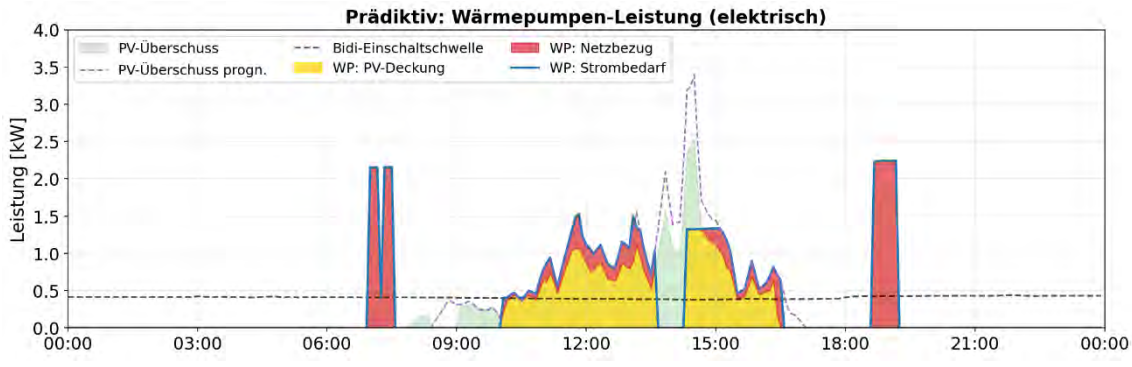



Abbildung 26: Verhalten der elektrischen WP-Leistung im prädiktiven Szenario am 15.03.2024 (Freitag) in Abhängigkeit der PV-Überschussprognose (violett gestrichelt)

Im hinterlegten Lastprofil aus Kapitel 4.2 wird an einem Werktag (Montag-Freitag) tagsüber nur ein geringer Stromverbrauch erwartet, weshalb die Abweichung des

prognostizierten PV-Überschusses werktags vor allem dem Prognosefehler der PV-Erzeugung zuzuschreiben ist.

Am Wochenende hingegen werden im hinterlegten Lastprofil aus Kapitel 4.2 auch tagsüber deutlich größere Stromverbräuche erwartet, da die Bewohner am Wochenende auch tagsüber häufiger zuhause sind. Dadurch steigt das Risiko für eine größere Abweichung vom tatsächlichen PV-Überschuss. Dies wird in Abbildung 27 verdeutlicht. In einigen Zeitschritten wird der PV-Überschuss deutlich unterschätzt, teilweise um bis zu 1 kW. Dies führt allerdings nicht zu einem Netzbezug, sondern zu einer Nicht-Nutzung des PV-Überschusses. Allerdings treten auch einige Zeitpunkte auf, in denen der PV-Überschuss deutlich überschätzt wird. Beispielsweise gegen 13 Uhr liegt der prognostizierte Überschuss knapp 1,5 kW über dem tatsächlichen Überschuss. Dies führt an diesem einen Nachmittag zu einem auf dem Prognosefehler basierenden Netzbezug von knapp 0,6 kWh.

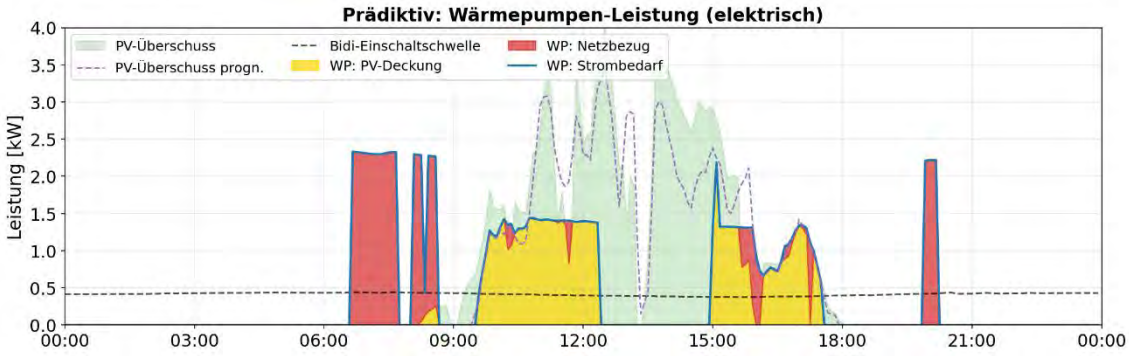



Abbildung 27: Verhalten der elektrischen WP-Leistung im prädiktiven Szenario am 03.03.2024 (Sonntag) in Abhängigkeit der PV-Überschussprognose (violett gestrichelt)

Der Einfluss der bidirektionalen Szenarien auf das Steuerungsverhalten der WP wird abschließend mit Abbildung 28 verdeutlicht, indem die durchschnittliche elektrische WP-Leistung jedes Monats und jeder Uhrzeit zwischen dem Basis- und Idealszenario verglichen wird. Die dunkleren Blöcke stehen für eine erhöhte durchschnittliche elektrische Leistung, während die helleren Blöcke eine geringe durchschnittliche elektrische Leistung beschreiben.

Im Basisszenario läuft die WP vor allem zwischen 06:00 bis 10:00 Uhr und zwischen 17:00 bis 20:00 Uhr, was vor allem auf den WW-Bedarf zu diesen Uhrzeiten zurückzuführen ist. Tagsüber liegt der Strombedarf der WP deutlich tiefer. Zudem kann ein saisonaler Unterschied zwischen den kälteren und wärmeren Jahreszeiten verdeutlicht werden, da der durchschnittliche Strombedarf in den kälteren Monaten höher ist.

Anhand der Heatmap des Idealszenarios ist zu erkennen, dass der Verbrauch der WP in den kälteren Monaten stark in die Sonnenstunden verlegt wird. Die stark beanspruchten Zeiträume des Basisszenarios werden auch im Idealszenario weiterhin beansprucht, allerdings etwas schwächer. Zudem fällt auf, dass der

Verbrauch Richtung Abend und Nacht im Idealszenario stärker abflacht als im Basisszenario, da der überschüssige Solarstrom genutzt wird, um den Stromverbrauch aus den Abend- und Nachtstunden in die sonnenreichen Stunden zu verlegen.

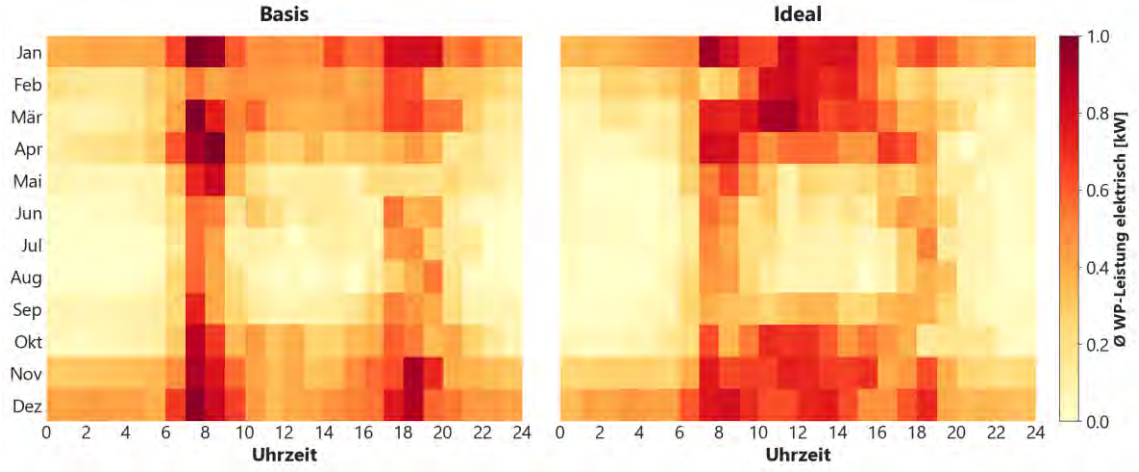



Abbildung 28: Vergleich der Heatmaps des Basis- und Idealszenarios zur durchschnittlichen elektrischen WP-Leistung jedes Monats und jeder Uhrzeit in kW. Je dunkler der Block, desto höher die durchschnittliche Leistung der WP zu dieser Zeit

## 6.2 Einfluss der Regelungsstrategie auf die $CO_2$-Emissionen

Zunächst werden in Abbildung 29 die Jahresemissionen aller Szenarien (links), sowie die prozentuale Änderung gegenüber dem Basisszenario (rechts) dargestellt.

Das Basisszenario verursacht mit 1351 kg $CO_2$-äq. die höchsten Jahresemissionen aller Szenarien, was vor allem auf den hohen Netzbezug im Vergleich zu den anderen Szenarien zurückzuführen ist.

Mithilfe der SG-Ready-Schnittstelle können die Jahresemissionen um 55 kg reduziert werden. Die netzbezogenen Emissionen sinken dabei um 69 kg, während der zusätzlich eigenverbrauchte Solarstrom die Emissionen um 13 kg steigen lässt.

Die bidirektionale Datenanbindung führt zu einer deutlich stärkeren Reduktion der Jahresemissionen. Das reaktive Szenario nutzt am meisten PV-Strom, weshalb dieser Anteil an den Jahresemissionen am höchsten aller Optimierungsszenarien ist. Dafür liegt der netzbezogene Anteil leicht unterhalb des prädiktiven Szenarios und knapp 200 kg unterhalb des Basisszenarios. Insgesamt werden die Jahresemissionen um 168 kg im reaktiven und 163 kg im prädiktiven Szenario gegenüber dem Basisszenario gesenkt.

Das Idealszenario senkt die Emissionen gegenüber dem Basisszenario um insgesamt 200 kg und erreicht die geringsten Jahresemissionen aller Szenarien. Obwohl das reaktive etwas mehr PV-Strom als das ideale Szenario nutzt, sinken die

netzbezogenen Emissionen im Idealszenario um weitere 32 kg gegenüber dem reaktiven Szenario. Dies ist auf den erhöhten Gesamtverbrauch und den somit erhöhten Netzbezug des reaktiven Szenarios gegenüber dem Idealszenario zurückzuführen, der in Abbildung 16 verdeutlicht wird.

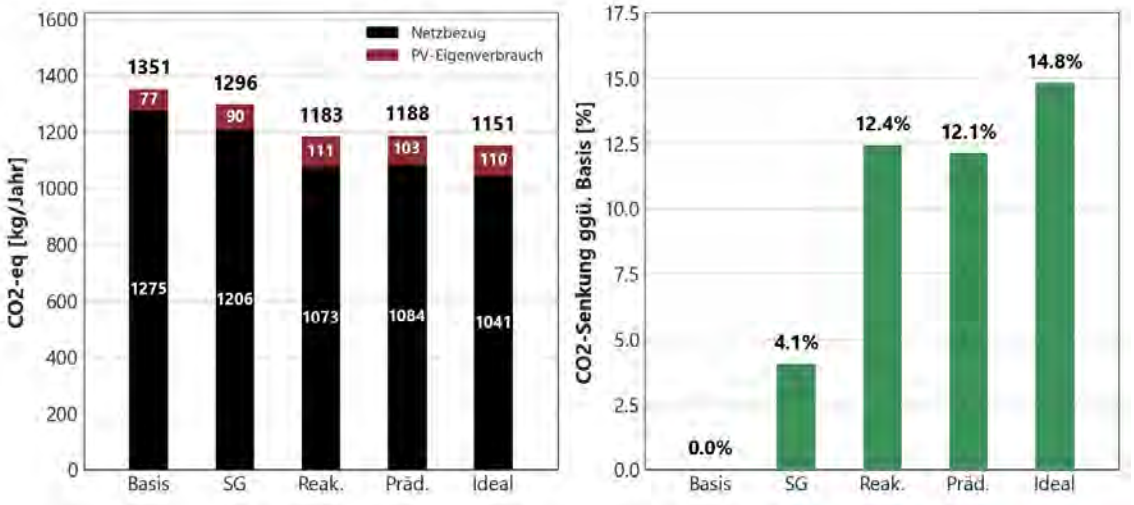



Abbildung 29: Links: kg $CO_2$-äq. aller Szenarien über das Jahr unter Berücksichtigung des Emissionsfaktors für eigenverbrauchten Solarstrom. Rechts: Prozentuale Senkung der $CO_2$-äq. gegenüber dem Basisszenario

Während das SG-Ready-Szenario die Gesamtemissionen um etwa 4 % senkt, reduziert die bidirektionale Datenanbindung die Gesamtemissionen um mindestens 12,1 % gegenüber dem Basisszenario. Das Idealszenario erreicht die höchste Reduktion mit 14,8 %.

Da die Szenarien nicht aktiv nach den aktuellen netzbezogenen $CO_2$-Emissionen gesteuert werden, wird untersucht, ob die bidirektionale Steuerung einen indirekten Effekt zur Senkung des netzbezogenen $CO_2$-Emissionsfaktors besitzt. Dazu listet Tabelle 10 den durchschnittlichen, netzbezogenen Emissionsfaktor für den WP- und Haushaltsstrom aller Szenarien auf.

Tabelle 10: Durchschnittlicher Emissionsfaktor des WP-Netzbezugs und Haushalt-Netzbezugs aller Szenarien in g$CO_2$-äq. pro kWh

| Szenario | Ø Emissionsfaktor des WP-Netzbezugs [g$CO_2$-äq. pro kWh] | Ø Emissionsfaktor des Haushalt-Netzbezugs [g$CO_2$-äq. pro kWh] |
|---|---|---|
| Basis | 377 | 369 |
| SG-Ready | 376 | 369 |
| Reaktiv | 378 | 369 |
| Prädiktiv | 373 | 369 |
| Ideal | 378 | 369 |

Zunächst fällt auf, dass sich der netzbezogene Emissionsfaktor für den Haushaltstrom in keinem Szenario verändert, was an der Priorität des PV-Stroms zur Deckung des Haushaltsstrom liegt.

Beim netzbezogenen Emissionsfaktor für den WP-Strom unterscheiden sich die durchschnittlichen Werte um maximal 5 $gCO_2$-äq. pro kWh innerhalb der Szenarien. Sowohl das reaktive als auch das ideale Szenario liegen sogar minimal oberhalb des Basisszenarios. Der Bestwert von 373 $gCO_2$-äq. pro kWh vom prädiktiven Szenario ist auf den Netzbezug durch fehlprognostizierten PV-Überschuss zur Mittagszeit zurückzuführen und kann daher nicht als positiver Effekt gewertet werden.

Somit liegt der einzig positive Effekt der bidirektionalen Datenanbindung auf die $CO_2$-Emissionen in der intelligenten Nutzung des PV-Stroms. Es kann nicht gesagt werden, dass dadurch der restliche Netzbezug in Phasen mit geringerer, netzbezogener $CO_2$-Belastung verschoben wird, weil schlicht kein Anreiz in dieser Simulation dazu vorhanden ist.

## 6.3 Einfluss der Regelungsstrategie auf das Betriebsverhalten der Wärmepumpe

Nun werden die Auswirkungen der Regelungsstrategien auf das Betriebsverhalten der WP untersucht. Dabei wird sowohl auf die JAZ als auch auf das Taktverhalten näher eingegangen. Anschließend wird der Einfluss auf die Komforteinhaltung überprüft.

### 6.3.1 Jahresarbeitszahl

Die verschiedenen Szenarien werden auf ihre Effizienz über das Jahr untersucht. Dazu werden in Tabelle 11 die JAZ der WP untereinander verglichen. Diese werden zusätzlich in die JAZ für die Raumheizung und die JAZ für die WW-Bereitstellung unterteilt.

Tabelle 11: Auflistung der JAZ aller Szenarien, aufgeteilt in Raum und WW. Die niedrigsten Werte jeder Spalte sind in rot markiert, die höchsten in grün

| Szenario | JAZ gesamt | JAZ Raum | JAZ WW |
|---|---|---|---|
| Basis | 3,29 | 4,01 | 2,51 |
| SG-Ready | 3,25 | 3,93 | 2,48 |
| Reaktiv | 3,32 | 3,96 | 2,57 |
| Prädiktiv | 3,33 | 4,00 | 2,58 |
| Ideal | 3,35 | 4,00 | 2,61 |

Die JAZ des Raums liegt in allen Szenarien deutlich über denen des WW, was mit der geringeren Vorlauftemperatur für die Raumheizung und einem dadurch besseren COP zu begründen ist.

Das SG-Ready-Szenario schneidet in der Effizienz am schlechtesten ab und liegt in allen drei Kategorien unterhalb der anderen Szenarien. Die bidirektionalen Szenarien schneiden in fast jeder Kategorie besser als das Basisszenario ab, lediglich bei der JAZ für den Raum liegen die bidirektionalen Szenarien knapp unter dem Wert des Basisszenarios. Die höchste Gesamt-JAZ kann das Idealszenario mit einer Steigerung von 0,06 gegenüber dem Basisszenario erreichen.

Insgesamt fällt auf, dass sich die JAZ innerhalb der Szenarien nur geringfügig ändert. Zwischen der niedrigsten JAZ (SG-Ready) und der höchsten JAZ (Ideal) liegt lediglich ein Unterschied von 0,1. Trotzdem kann ein minimal positiver Effekt der bidirektionalen Datenanbindung auf die JAZ festgestellt werden.

Die Verringerung der JAZ im SG-Ready-Szenario hängt mit der Nutzung der dauerhaft maximalen Leistung beim PV-Boost zusammen, wodurch der Vorteil des Teillastverhaltens nicht genutzt werden kann. Dies gilt sowohl für die Raumheizung als auch für die WW-Aufbereitung, weshalb die JAZ in beiden Kategorien niedriger als im Basisszenario ist.

Ebendiesen Vorteil des Teillastverhaltens kann die modulierende Betriebsweise der bidirektionalen Szenarien nutzbar machen. Der PV-Überschuss wird modulierend genutzt, wodurch die WP vor allem in der Übergangszeit häufig in einem Teillastbetrieb fährt und eine höhere Effizienz erzielen kann als bei Volllast.

### 6.3.2 Taktverhalten

Die einzelnen Szenarien werden nun auf das Taktverhalten untersucht. Dazu werden in Tabelle 12 sowohl die jährlichen Verdichterstarts als auch die durchschnittliche Länge eines Schaltzyklus jedes Szenarios aufgelistet.

Tabelle 12: Auflistung der Verdichterstarts und durchschnittlichen Zykluslänge aller Szenarien. In Klammern steht die prozentuale Veränderung gegenüber dem Basisszenario

| Szenario | Verdichterstarts | Ø Zykluslänge [min] |
|---|---|---|
| Basis | 757 | 310 |
| SG-Ready | 1020 (+34,7 %) | 207 (-33 %) |
| Reaktiv | 1328 (+75,4 %) | 138 (-55,4 %) |
| Prädiktiv | 1722 (+127,5 %) | 109 (-64,7 %) |
| Ideal | 1681 (+122,1 %) | 112 (-64 %) |

Wie in Kapitel 3.3 beschrieben, werden möglichst lange Betriebsphasen mit möglichst wenig Verdichterstarts bevorzugt. In beiden Kategorien schneidet das Basisszenario am besten ab. Die durchschnittliche Zykluslänge beträgt 310 Minuten, bei insgesamt 757 Verdichterstarts. Im SG-Ready-Szenario steigt die Anzahl der Verdichterstarts um fast 35 %, während die durchschnittliche Zykluslänge um 103 Minuten verkürzt wird. Bei den bidirektionalen Szenarien steigen die Verdichterstarts nochmal deutlich und steigen im Extremfall (prädiktiv) auf über

1700 Verdichterstarts an, was einer Steigerung von 127,5 % entspricht. Die häufigeren Verdichterstarts der bidirektionalen Szenarien spiegeln sich ebenfalls in der durchschnittlichen Zykluslänge wider. Diese sinkt von 310 Minuten auf 109 Minuten im prädiktiven Szenario. Im reaktiven (138 min) und idealen Szenario (112 min) liegen diese auch nur knapp darüber.

Je mehr Steuerungsmöglichkeit, desto größer ist auch der Einfluss auf die Verdichterstarts und die durchschnittliche Laufzeit der WP. Während das Basisszenario keine Möglichkeit besitzt, aktiv auf Steuerbefehle zu reagieren, steigen die Verdichterstarts mit der Anzahl an Möglichkeiten der Steuerungen an. Insgesamt liegen sowohl die Verdichterstarts als auch die durchschnittliche Zykluslänge im Vergleich zur Feldstudie des Fraunhofer ISE noch innerhalb des unteren Drittels der untersuchten Anlagen. Zudem wird in dieser Thesis Gurobi als Optimierungssolver genutzt, der lediglich die Minimierung der Zielkostenfunktion anstrebt. Dadurch können Steuerbefehle gesendet werden, die nur eine minimale Einsparung erzielen, aber zu einer kürzeren Betriebsphase bzw. mehr Verdichterstarts führen.

Während das reaktive Szenario jede Gelegenheit nutzt, um den PV-Überschuss thermisch zu speichern, versuchen die MPC-Szenarien mithilfe der Prognosen den Überschuss wirtschaftlich optimal zu nutzen und gleichzeitig den WW-Verbrauch vorausschauend zu decken. Dadurch kann es vor allem im prädiktiven Szenario zu Situationen kommen, in denen der WW-Speicher aufgrund eines erwarteten Verbrauchs frühzeitig aufgeheizt wird, letztlich aber gar kein WW gezapft wird. Dies erklärt die leicht erhöhten Verdichterstarts gegenüber dem Idealszenario.

### 6.3.3 Komforteinhaltung

Die jeweiligen Steuerungsregelungen haben direkte Auswirkungen auf die Raum- und WW-Temperatur. Um zu untersuchen, ob die Kosteneinsparungen der Szenarien durch Komfortverlust entstanden sind, wird in Abbildung 30 der zeitliche Anteil aller Temperaturbereiche der Raumtemperatur und der WW-Speichertemperatur aufgezeigt. Sowohl die Raum- als auch die WW-Speichertemperatur werden in drei Temperaturbereiche aufgeteilt. In grün ist der zeitliche Anteil innerhalb des gewünschten Solltemperaturbands von 20,5 bis 21,5 °C beim Raum und 44 bis 53 °C beim WW-Speicher dargestellt. Der blaue Bereich zeigt den zeitlichen Anteil unterhalb dieser Temperaturbereiche an. Der orangene Bereich steht für den zeitlichen Anteil im PV-Boost-Bereich, der durch die Erhöhung der Sollwerttemperaturen durch PV-Überschuss erreicht werden kann.

Das Basisszenario liegt in 93,6 % der Zeit im Komfortbereich und nur 6,4 % der Zeit unterhalb des gewünschten Komfortbands des Raums, was auf Zeiten mit gleichzeitigem WW- und Raumheizbedarf zurückzuführen ist. Unterschreitet der WW-Speicher die Untergrenze von 44 °C, hat das Nachheizen des Speichers Vorrang gegenüber der Raumheizung. So kann es in einigen Zeitpunkten dazukommen, dass

die Raumheizung durch den Notfall-Vorgang unterhalb des Komfortbands fällt. Dies ist auch an dem minimalen zeitlichen Anteil des Temperaturbereichs von unter 44 °C im WW-Speicher zu erkennen.

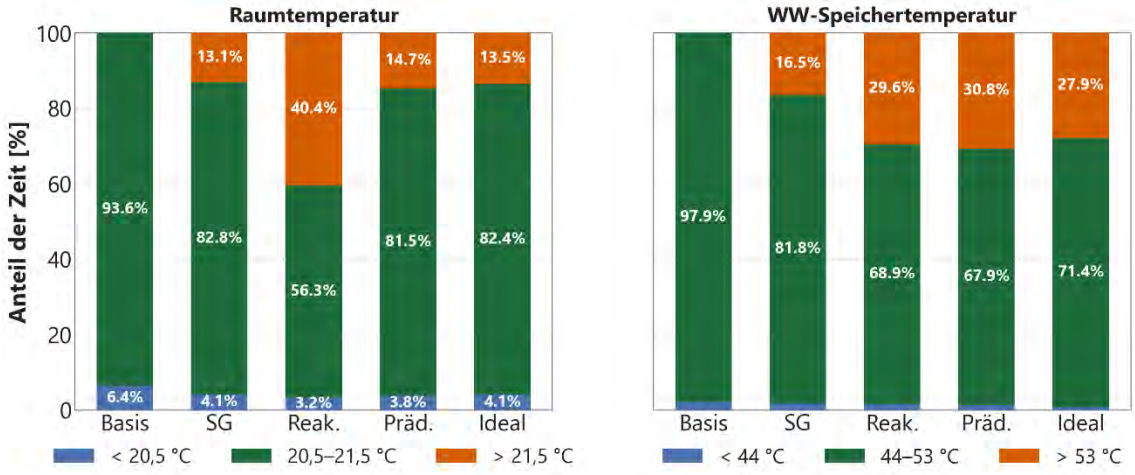



Abbildung 30: zeitlicher Anteil definierter Temperaturbereiche für die Raum- und WW-Temperatur. Blau liegt unterhalb des Sollbereichs, grün im Sollbereich und orange im PV-Boost-Bereich

Das SG-Ready-Szenario liegt zu 13,1 % der Zeit im PV-Boost-Bereich und nutzt den Überschuss zur Erhöhung der Solltemperatur im Raum. Die Zeit unterhalb des gewünschten Komfortbands kann auf 4,1 % reduziert werden, sodass zu über 82 % der Zeit die gewünschte Temperatur eingehalten wird. Der Speicher hingegen liegt zu 16,5 % der Zeit im PV-Boost-Bereich.

Mithilfe der bidirektionalen Datenanbindung wird in allen drei Szenarien der Anteil des PV-Boost-Bereichs erhöht gegenüber dem SG-Ready-Szenario. Auffällig ist, dass das reaktive Szenario knapp 40 % der Zeit oberhalb von 21,5 °C Raumtemperatur liegt. Das Szenario nutzt den Raum massiv, um den maximalen PV-Überschuss thermisch zu speichern, unabhängig davon, wie viel davon wirtschaftlich tatsächlich sinnvoll wäre.

Die beiden MPC-Szenarien hingegen liegen nur 13,5 % (ideal) bis 14,7 % (prädiktiv) der Zeit im PV-Boost-Bereich des Raumes, trotz ähnlich viel verbrauchtem Solarstroms im Vergleich zum reaktiven Szenario. Die MPC-Szenarien schaffen es demnach, die Solltemperatur über den Großteil der Zeit zu halten und trotzdem die Stromkosten stark zu senken, indem der Solarstrom nicht blind gespeichert wird, sondern nur so viel, wie zur Überbrückung bis zur nächsten Solarerzeugung notwendig ist. Der WW-Speicher wird in allen drei Szenarien ähnlich viel im Boost-Bereich gehalten, da sich die thermische Speicherung aufgrund der geringen Speichergröße fast immer lohnt.

Der Unterschied im PV-Boost-Bereich beim WW-Speicher von knapp 3 % zwischen dem prädiktiven und idealen Szenario zeigt den Mehrwert des präzisen

Prognosewissens, indem der WW-Speicher etwas seltener überhitzt wird, um nur tatsächliche anstehende WW-Entnahmen zu decken.

Die Betrachtung wird noch deutlicher, wenn die durchschnittliche Raumtemperatur aller Szenarien zu jedem Zeitschritt des Tages untersucht wird. Abbildung 31 stellt dies grafisch dar, indem in hellgrün der Komfortbereich farblich gekennzeichnet ist.

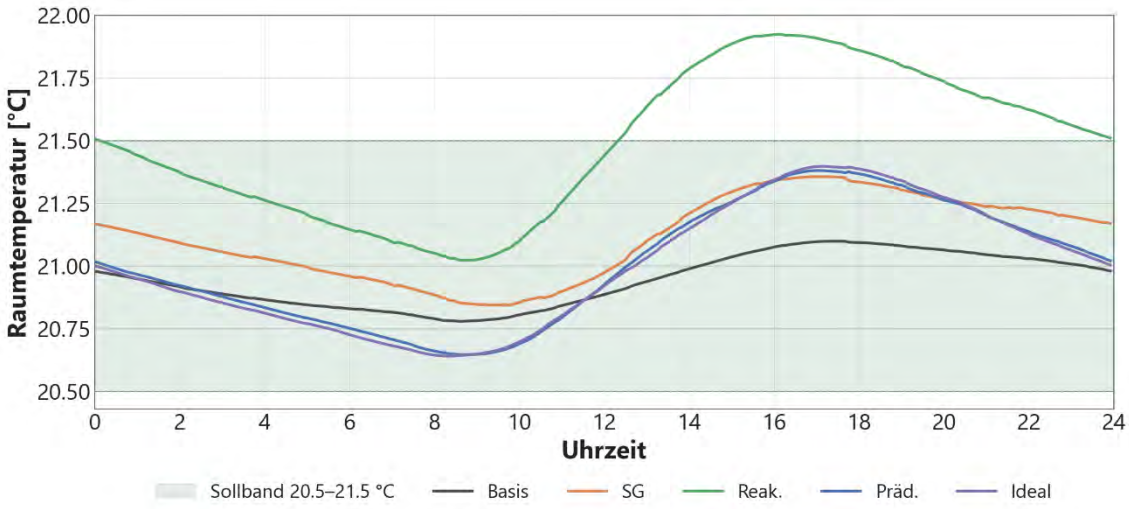



Abbildung 31: Durchschnittliche Raumtemperatur aller Szenarien zu jeder Zeit des Tages. Das gewünschte Raumtemperaturband ist in grün hinterlegt

Das Basisszenario liegt zu jeder Tageszeit im Schnitt sehr nah an der gewünschten Solltemperatur von 21 °C und entweicht dieser im Schnitt um weniger als 0,25 °C.

Das SG-Ready-Szenario liegt ganztägig etwas oberhalb der Basis-Temperatur, was durch die Nutzung des PV-Überschusses zu begründen ist. Der Abstand wächst vor allem ab 12 Uhr, weil ab dort die PV-Erzeugung erst groß genug wird, um die Leistungsschwelle überhaupt zu erreichen. Der Effekt zieht sich über die ganze Nacht bis zum nächsten Morgen um 09:00 Uhr, bis die Kurven sich stark annähern. Im Schnitt liegt die Temperatur durchgehend im gewünschten Komfortband.

Das reaktive Szenario weist einen starken Unterschied zu den beiden vorherigen Szenarien auf. Die Durchschnittstemperatur liegt zu jedem Zeitpunkt mindestens 0,25 °C oberhalb des Basisszenarios und zwischen 12:00 und 24:00 Uhr sogar oberhalb des gewünschten Komfortbands. Der Raum wird durch die geringere Einschaltschwelle aufgrund der bidirektionalen Datenanbindung stark überhitzt, sodass die Komforttemperatur deutlich überschritten wird.

Die beiden MPC-Szenarien zeigen untereinander ein sehr ähnliches Verhalten. Zwischen 02:00 bis 12:00 Uhr liegt die Durchschnittstemperatur leicht unterhalb des Basisszenarios. Die andere Hälfte des Tages dreht sich dieser Effekt. Es ist zu erkennen, dass die modellprädiktiven Regler die Raumtemperatur kurz vor einem erwarteten PV-Überschuss im erlaubten Komfortbereich absinken lassen und anschließend den PV-Überschuss nutzen, um den Raum leicht zu überhitzen. Dabei wird der Raum nicht bis zum Maximum überhitzt, sondern berechnet, bis zu welcher

Raumtemperatur geheizt werden muss, damit die WP bis zur nächsten Solarerzeugung am nächsten Tag ausbleiben kann. Der dazu überflüssige PV-Überschuss wird hingegen lieber für eine geringe Vergütung eingespeist. Beide MPC-Szenarien liegen im Durchschnitt ganztägig im gewünschten Komfortbereich.

Dies zeigt die Wichtigkeit einer prognosebasierten Steuerung, um nicht als einziges Ziel die Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs auszusprechen, sondern den PV-Strom mithilfe von Prognosen intelligent zu nutzen. Würde die PV-Anlage deutlich größer sein und die SG-Ready-Einschaltschwelle häufiger übersteigen, würde das Komfort-Ergebnis dasselbe wie im reaktiven Szenario sein. Ohne Prognosewissen kann die WP nicht gezielt und wirtschaftlich optimal gesteuert werden.

## 6.4 Sensitivitätsanalyse der Gebäude- und Anlagenparameter

Um das Potenzial der bidirektionalen Datenanbindung im Einfamilienhaus umfassender betrachten zu können, werden sowohl das WW-Speichervolumen als auch der Gebäudestandard geändert. Mit diesen geänderten Parametern wird ebenfalls eine Jahressimulation aller Szenarien durchgeführt und ausgewertet. Die Auswertung basiert allerdings ausschließlich auf der wirtschaftlichen Betrachtung.

### 6.4.1 Einfluss des Warmwasserspeichervolumens

Für die Untersuchung des Einflusses des WW-Speichervolumens werden zwei weitere WW-Speicher herangezogen. Der SH290 besitzt ein WW-Volumen von 277 Litern, während der SH400 399 Liter enthält. Dem Anhang A2 können die in der Simulation geänderten Parameter entnommen werden.

Mit dem größeren Volumen steigt auch das theoretische Speicherpotenzial des WW-Speichers. Ausgehend von der Mindesttemperatur von 44 °C bis zur PV-Boost-Stopptemperatur von 60 °C steigt der Energiegehalt von 3,17 kWh (Standard) auf 5,15 kWh (SH290) bis 7,42 kWh (SH400).

Zunächst werden in Abbildung 32 die WW-Stromverbräuche aller Szenarien je nach WW-Speichervolumen dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass in den ersten drei Szenarien der WW-Stromverbrauch mit steigendem Speichervolumen ansteigt. Dies ist auf die höheren Bereitschaftsverluste der größeren WW-Speicher zurückzuführen.

Der WW-Stromverbrauch in den MPC-Szenarien hingegen bleibt gleich oder sinkt mit größerem WW-Speichervolumen. Auch hier zeigt sich der Mehrwert der prognosebasierten Regelung, indem der größere WW-Speicher möglichst nur dann aufgeheizt wird, wenn ein WW-Verbrauch ansteht. So können selbst die höheren Bereitschaftsverluste ausgeglichen werden.

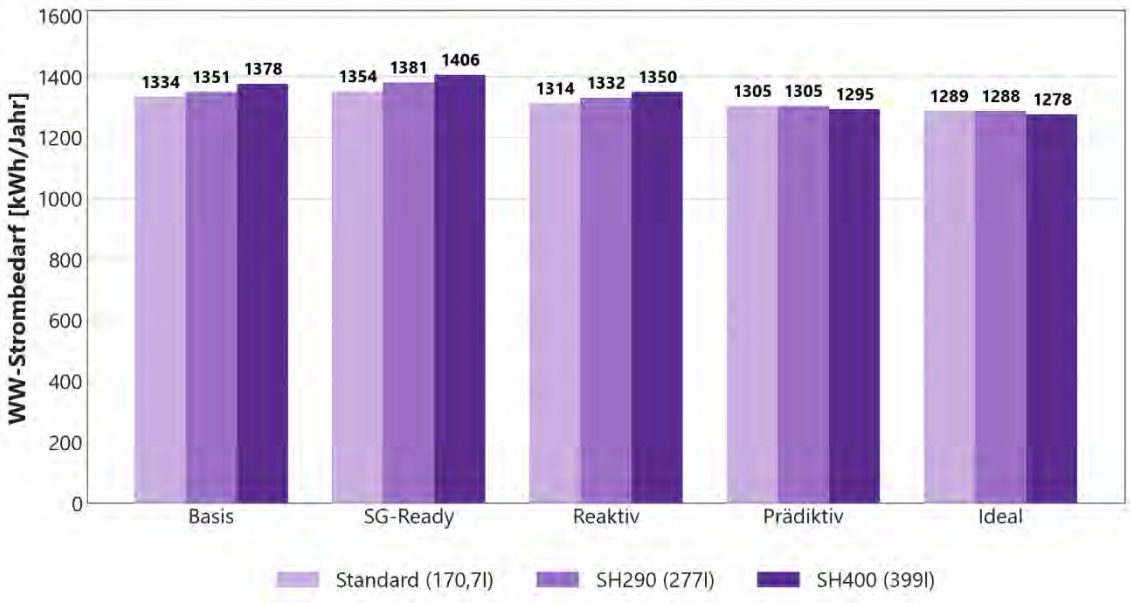



Abbildung 32: WW-Stromverbrauch aller Szenarien je nach WW-Speichervolumen

In Abbildung 33 wird links die Veränderungen der Kostenersparnis gegenüber dem Basisszenario je nach WW-Speichervolumen dargestellt.

Insgesamt können beide MPC-Szenarien mithilfe der größeren WW-Speichervolumen ihre Ersparnisse gegenüber dem Basisszenario um über 10 Prozentpunkte steigern, während sich das reaktive Szenario ohne Prognosen um 6 Prozentpunkte verbessert. Das SG-Ready-Szenario verzeichnet die geringste Steigerung der Ersparnisse mit lediglich 3,6 Prozentpunkten.

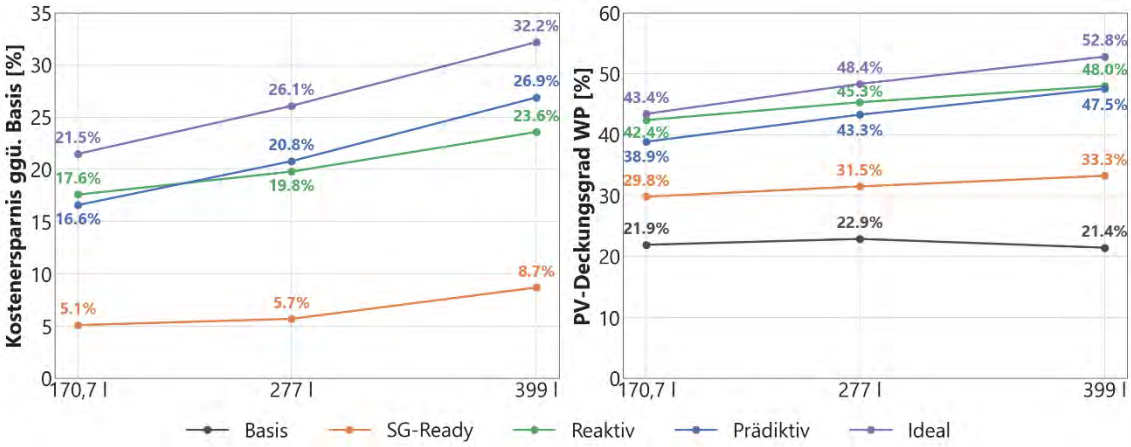



Abbildung 33: Links: Veränderung der Kostenersparnis aller Szenarien gegenüber dem Basisszenario je nach WW-Speichervolumen. Rechts: Veränderung des PV-Deckungsgrads der WP in allen Szenarien je nach WW-Speichervolumen

Während in allen Szenarien die Ersparnisse mit steigendem WW-Volumen ansteigen, ist zu erkennen, dass die Steigerungen in den Rule-Based-Szenarien geringer ausfallen als in den MPC-Szenarien. Sowohl das SG-Ready-Szenario als auch das reaktive Szenario können zwar den größeren Speicherinhalt zur weiteren

thermischen Speicherung des PV-Überschusses nutzen, besitzen allerdings keine Möglichkeit, die thermische Speicherung auf das tatsächliche Verbrauchsverhalten im Haushalt anzupassen. Zudem führen die höheren Bereitschaftsverluste auch zu höheren WW-Stromverbräuchen (siehe Abbildung 32), wodurch die Ersparnis ebenfalls geringer ausfällt.

Ein ähnliches Verhalten ist im PV-Deckungsgrad der WP zu erkennen, dessen Verhalten in allen Szenarien bei unterschiedlichen WW-Speichervolumen rechts in Abbildung 33 dargestellt wird.

Da im Basisszenario keine aktive PV-Überschusssteuerung implementiert ist, passiert die Nutzung des PV-Überschusses zur WW-Erhitzung nur zufällig, weshalb der Wert zwischen 22,9 % (SH290) und 21,4 % (SH400) schwankt. In allen anderen Szenarien steigt der PV-Deckungsgrad der WP mit steigendem WW-Volumen. Das SG-Ready-Szenario verzeichnet lediglich eine Steigerung von 4,5 Prozentpunkten. Mithilfe der modulierenden Verdichteransteuerung steigert sich das reaktive Szenario um bis zu 5,4 Prozentpunkte mit steigerndem WW-Volumen. Die beiden MPC-Szenarien steigern ihren PV-Deckungsgrad stärker als die restlichen Szenarien. Auch hier wird der Mehrwert der prognosebasierten Regelung deutlich, indem sowohl das prädiktive als auch das ideale Szenario den PV-Deckungsgrad um über 8 Prozentpunkte steigern.

Insgesamt wird deutlich, dass mit der größer werdenden thermischen Speichermöglichkeit das Potenzial der bidirektionalen Datenanbindung stark ansteigt. Sowohl das ideale als auch das prädiktive Szenario nutzen mithilfe der Prognosen die größere thermische Speichermöglichkeit intelligenter aus als alle Szenarien ohne Prognosen. Zwar können die Ersparnisse im reaktiven Szenario ebenfalls ansteigen, jedoch wird ohne Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen die intelligente Nutzung des PV-Überschusses limitiert.

### 6.4.2 Einfluss des Sanierungsstands des Gebäudes

Zur Untersuchung des Einflusses des Gebäudestandards auf das Potenzial der bidirektionalen Datenanbindung werden zwei weitere Jahressimulationen mit den im Anhang A3 beschriebenen Parametern durchgeführt. Einerseits wird ein Gebäude mit den Mindestanforderungen der Energieeinsparverordnung 2009 (EnEV 2009) simuliert. Das zuvor simulierte Gebäude entspricht einem KfW70-Standard, spart also 30 % der Energie gegenüber dem Gebäude nach EnEV 2009. Andererseits wird zusätzlich ein KfW40-Gebäude simuliert, welches 60 % der Energie gegenüber dem EnEV 2009 einspart und als Spitzenstandard gilt.

In allen drei untersuchten Gebäudestandards wird dieselbe WP mit identischer Auslegung simuliert. In der Realität würde die WP anhand der gebäudespezifischen Heizlastberechnung ausgelegt werden, sodass ein besser gedämmtes Gebäude eine geringe Heizlast aufweist und somit mit einer kleineren WP ausgestattet werden

würde. Gegenteilig verhält es sich bei schlechter gedämmten Gebäuden. Um die Vergleichbarkeit der Nutzung des PV-Stroms unter den Szenarien zu gewährleisten, wird daher bewusst diese Vereinfachung getroffen.

Zunächst zeigt sich in Abbildung 34, dass die Stromkosten der WP mit steigendem Wärmestandard sinken. Je geringer die Wärmeverluste, desto weniger Wärme wird über das Jahr gesehen benötigt.

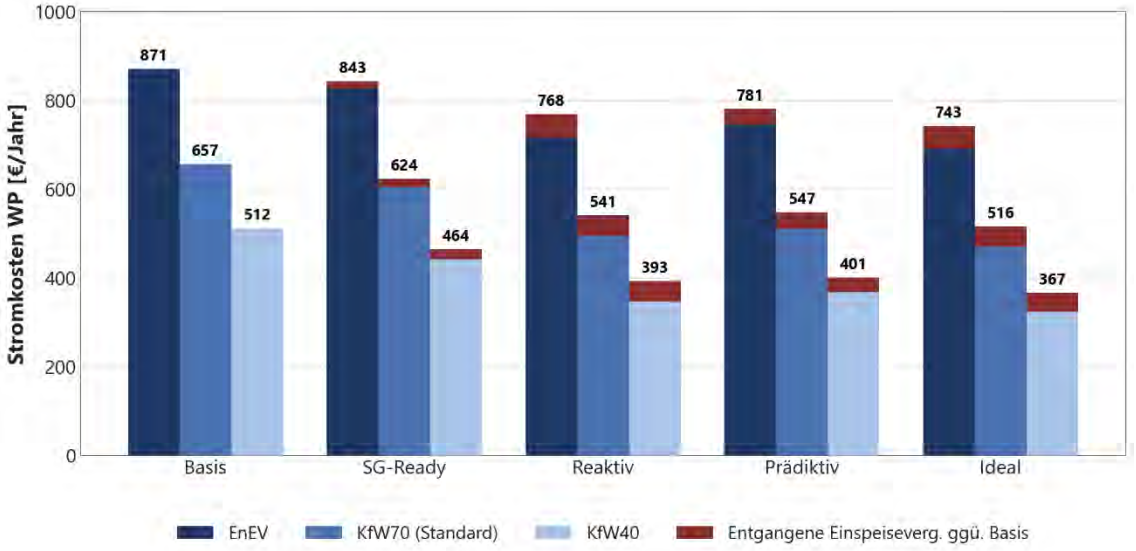



Abbildung 34: WP-Stromkosten aller Szenarien je nach Gebäudestandard unter Berücksichtigung der entgangenen Einspeisevergütung gegenüber dem Basisszenario in rot

Die totale Kostenminderung nimmt in jedem Szenario mit steigendem Dämmstandard zu. Während das Ideal-Szenario im schlechtesten Dämmstandard gegenüber dem Basisszenario insgesamt 128 €/Jahr spart, spart es im mittleren Dämmstandard 139 €/Jahr und im besten Dämmstandard 145 €/Jahr. Dieser Effekt ist in jedem Szenario erkennbar. Daraus lässt sich schließen, dass die aktive PV-Überschussnutzung mit steigendem Dämmstandard lukrativer wird.

Anhand des Anhangs A4 wird bestätigt, dass der insgesamt genutzte Solarstrom für die WP mit steigendem Dämmstandard sinkt. Wenn die WP insgesamt weniger Strom benötigt, sinkt auch die absolut nutzbare PV-Strommenge.

In Abbildung 35 wird analog zur Sensitivitätsanalyse des WW-Speichervolumens sowohl die prozentuale Kostenersparnis aller Szenarien gegenüber dem Basisszenario in Abhängigkeit des Gebäudestandards (links) als auch der Einfluss des Gebäudestandards auf den PV-Deckungsgrad der WP in allen Szenarien (rechts) dargestellt.

Es ist zu erkennen, dass mit steigendem Wärmedämmstandard alle Regelungen größere prozentuale Einsparungen gegenüber dem Basisszenario erzielen. Ähnlich zur Sensitivitätsanalyse des WW-Speichers steigen die prozentualen Ersparnisse der MPC-Szenarien etwas stärker im Vergleich zum SG-Ready- und reaktiven

Szenario. Dabei unterstützen zwei Effekte: Zunächst benötigt das schlechter gedämmte Gebäude mehr Wärme im Vergleich zum besser gedämmten Gebäude, wodurch eine gleichwertige Kosteneinsparung im besser gedämmten Gebäude prozentual stärker ausfällt. Zum anderen kann mit Abbildung 34 belegt werden, dass die totale Einsparung gegenüber dem Basisszenario mit besserem Dämmstandard zusätzlich größer ausfällt. Somit wird ersichtlich, dass in einem besser gedämmten Gebäude die PV-Überschusssteuerung einen größeren wirtschaftlichen Effekt erzielen kann als in einem schlechter gedämmten Gebäude. Zusätzliche Prognosen verstärken diesen Effekt, da die prozentuale Steigerung der Ersparnisse der MPC-Szenarien größer ausfällt als im SG-Ready- und reaktiven Szenario.

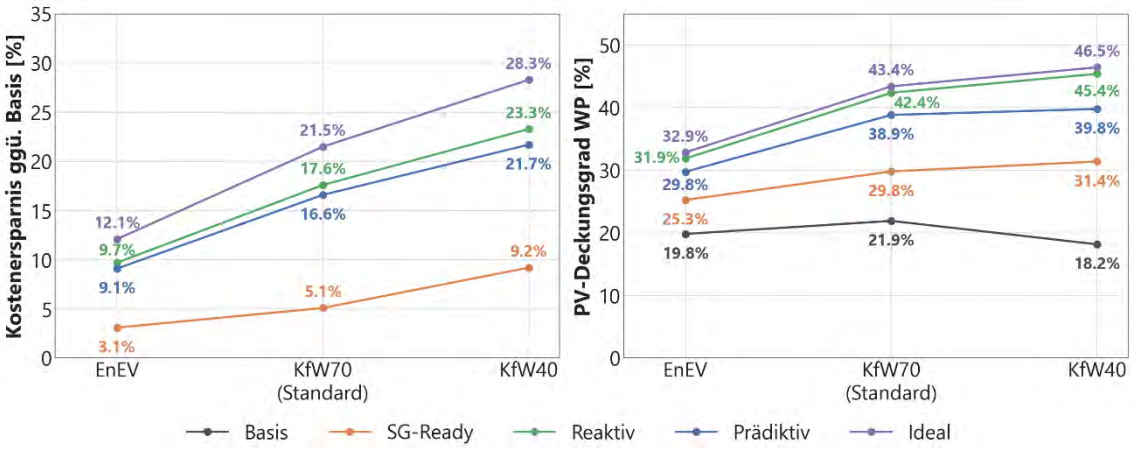



Abbildung 35: Links: Veränderung der Kostenersparnis aller Szenarien gegenüber dem Basisszenario je nach Gebäudestandard. Rechts: Veränderung des PV-Deckungsgrads der WP in allen Szenarien je nach Gebäudestandard

Auch hier zeigt sich, dass die maximale PV-Nutzung nicht automatisch in der maximalen Kostenersparnis resultiert. Das Idealszenario erzielt höhere Kostenersparnisse gegenüber dem Basisszenario als das reaktive Szenario, obwohl das reaktive Szenario insgesamt mehr PV-Strom für die WP nutzt. Die wirtschaftlich intelligenteste Steuerung des PV-Stroms wird mit prognosebasierter Steuerung erreicht.

Beim PV-Deckungsgrad der WP ist ein ähnliches Verhalten ersichtlich. Zunächst verbraucht die WP mit steigendem Dämmstandard insgesamt weniger Strom, wodurch die gleiche Menge an selbstverbrauchtem PV-Strom im besser gedämmten Gebäude in einem größeren PV-Deckungsgrad resultiert als im schlechter gedämmten Gebäude. Auffällig ist allerdings, dass die Steigerung des PV-Deckungsgrads beim KfW40-Gebäude im Vergleich zum KfW70-Gebäude in allen Szenarien nur geringfügig besser ausfällt. Der PV-Deckungsgrad der WP ist aufgrund des in Abbildung 21 zu erkennenden saisonalen Mismatchs nicht unendlich steigerbar, sodass der PV-Deckungsgrad der WP innerhalb dieser Simulationsumgebung bei 46,5 % das Maximum erreicht. Gegenüber einer einfachen SG-Ready-Schnittstelle entspricht das einer Steigerung des PV-Deckungsgrads der WP um 15,1 Prozentpunkte.

# 7 Diskussion

Im Folgenden werden die Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit, ökonomischen Bilanz und dem Betriebsverhalten zusammengefasst und hinsichtlich der gewählten Methodik und den getroffenen Annahmen diskutiert.

**Wirtschaftlichkeit**

Die Ergebnisse zeigen, dass die bidirektionale Datenanbindung deutlich höhere Kostenersparnisse (16,7 %) als die SG-Ready-Schnittstelle (5,1 %) im Vergleich zum Basisszenario ermöglicht. Dieser Unterschied lässt sich unmittelbar auf das in Kapitel 6.1.3 beschriebene Steuerungsverhalten zurückführen. Während die SG-Ready-Anbindung eine PV-Überschusssteuerung erst ab einer erhöhten PV-Leistungsschwelle von 2,37 kW mit Volllast erlaubt, ermöglicht die bidirektionale Datenanbindung eine dynamische Einschaltschwelle in Abhängigkeit des aktuellen, teillastkorrigierten COP. Dadurch kann der PV-Überschuss im gewählten Haushalt bei einer im Mittel 82,5 % niedrigeren Leistungsschwelle zur thermischen Speicherung verwendet werden, indem die Verdichterleistung dem PV-Überschuss modulierend nachfährt.

In dieser Thesis wird als zentrales Ergebnis deutlich, dass eine höhere PV-Nutzung nicht automatisch zu den geringsten Jahreskosten führt. Das reaktive Szenario erzielt sowohl den höchsten PV-Eigenverbrauchsanteil (36,9 %) als auch den insgesamt meisten für die WP genutzten Solarstrom aller Szenarien, liegt bei der Kostenersparnis gegenüber dem Basisszenario (17,6 %) und beim PV-Deckungsgrad der WP (42,4 %) aber hinter dem Idealszenario (21,5 % bzw. 43,3 %) zurück. Ohne Prognosen zu zukünftiger PV-Erzeugung sowie zum Wärmeverlust des Gebäudes und des WW-Verbrauchs wird jeder nutzbare PV-Überschuss zum Überhitzen des Raumes und des WW-Speichers genutzt, ohne zu berücksichtigen, wie viel davon tatsächlich wirtschaftlich sinnvoll gewesen wäre. Dies führt zu einem erhöhten Stromverbrauch der WP (über 100 $kWh_{el}$/Jahr mehr als das Idealszenario) und somit zu einem niedrigeren PV-Deckungsgrad der WP.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass in dieser Simulation davon ausgegangen wird, dass das HEMS bei der bidirektionalen Datenanbindung die vollumfängliche Steuerbarkeit der WP übernimmt und die WP jegliche Steuerempfehlungen annimmt. In der Realität liegt die Entscheidung vorrangig bei der WP, sodass die tatsächlichen Steuerungsmöglichkeiten des HEMS eingeschränkt werden würden. Dadurch könnten reale Kostenersparnisse kleiner ausfallen. Zudem bedingt die Nutzung der bidirektionalen Datenanbindung ein geeignetes HEMS, welches im Vergleich zur SG-Ready-Anbindung, über den vorhandenen PV-WR größere Anschaffungskosten verursacht. Diese werden in dieser Thesis nicht berücksichtigt, da ein HEMS nicht nur die Funktion der WP-Steuerung übernehmen kann, sondern weitere Vorteile besitzt, durch die sich die Anschaffungskosten rentieren könnten.

**Prognosen**

Mithilfe der Prognosen können sowohl das Idealszenario als auch das prädiktive Szenario berechnen, wie viel PV-Strom zur thermischen Speicherung zu welcher Uhrzeit zur Verfügung steht und wie viel thermische Speicherung wirtschaftlich sinnvoll ist. Der wirtschaftliche Mehrwert der verbesserten Prognosequalität wird dabei im Unterschied der Kostenersparnisse von 4,8 Prozentpunkten zwischen dem prädiktiven (16,7 %) und dem idealen Szenario (21,5 %) deutlich, sodass reale Prognosefehler den zuvor beschriebenen Prognosevorteil wieder schmälern können. Das Idealszenario erhält die perfekte Voraussicht über die folgenden 24 Stunden, um das theoretische Optimum des Potenzials der bidirektionalen Datenanbindung der WP zu analysieren. Diese Ergebnisse können allerdings nicht in die Realität übertragen werden, da eine perfekte Prognose des WW- und Stromverbrauchs sowie der PV-Erzeugung und Außentemperatur nicht zu gewährleisten sind. Die Ergebnisse des prädiktiven Szenarios gelten daher als realistischer, indem mit den in Kapitel 4 beschriebenen Prognosefehlern eine realistische Unsicherheit innerhalb der Prognosen in die Simulation implementiert wurde. Trotz der Prognosefehler schneidet das prädiktive Szenario in jeder betrachteten Kategorie besser ab als das SG-Ready-Szenario und verdeutlicht dadurch den wirtschaftlichen Mehrwert der bidirektionalen Datenanbindung der WP gegenüber einer binären SG-Ready-Schnittstelle in einem Einfamilienhaus.

**$CO_2$-Emissionen**

In der $CO_2$-Bilanz wird deutlich, dass die bidirektionalen Szenarien die Emissionen um mindestens 12,1 % senken können, während das SG-Ready-Szenario lediglich knapp 4 % einsparen kann. Dabei wird jedoch ersichtlich, dass sich der netzbezogene Emissionsfaktor innerhalb aller Szenarien lediglich um maximal 5 $gCO_2$-äq pro kWh unterscheidet. Es kann also kein Effekt nachgewiesen werden, der zeigt, dass die bidirektionale Datenanbindung zu einer indirekten Verschiebung des Netzbezugs der WP in Zeiten mit geringerer Emissionsintensität führt. Es wurde allerdings auch keine aktive Steuerung zur Minderung der $CO_2$-Emissionen implementiert. Der gesamte $CO_2$-Vorteil entsteht folglich ausschließlich aus der intelligenten Nutzung des selbsterzeugten Solarstroms.

**Betriebsverhalten**

Die Ergebnisse zur JAZ aller Szenarien zeigen, dass die oben genannten Kosteneinsparungen bei beinahe gleichbleibender Effizienz generiert werden können. Beim WW-Speicher steigt die JAZ innerhalb der Optimierungsszenarien sogar leicht (höchstens 0,1 gegenüber Basis), was mit der Teillastnutzung bei PV-Überschuss zusammenhängt. Im Normalbetrieb wird der WW-Speicher in allen Szenarien vereinfacht mit Volllast beheizt, sodass lediglich die modulierende PV-Überschussnutzung in den Optimierungsszenarien für einen Effizienzvorteil aufgrund des teillastkorrigierten COP in der WW-Erhitzung sorgt. Die Betrachtung der JAZ dient lediglich dem qualitativen Vergleich der Effizienz innerhalb der

einzelnen Szenarien, während die jeweiligen Werte in der Realität von der Simulation abweichen können.

Gleichzeitig führen die Optimierungsszenarien zu deutlich ansteigenden Taktzyklen gegenüber ungesteuerten WP. Von lediglich 757 Verdichterstarts im Basisszenario auf über 1700 Verdichterstarts im prädiktiven Szenario steigen die Taktzyklen um 127,5 %. Dabei verkürzen sich die durchschnittliche Zykluslänge der WP von 310 auf 109 Minuten. Je mehr Steuerungsmöglichkeiten das HEMS über die WP besitzt, desto größer ist das Risiko für stark ansteigende Taktzyklen. Insgesamt liegen die Werte trotzdem im oberen Drittel aller simulierten WP innerhalb einer Feldstudie des Fraunhofer ISE, weshalb die Anzahl der Verdichterstarts als vertretbar angenommen werden kann [26]. Zudem muss erneut betont werden, dass in dieser Simulation alle Steuerungsempfehlungen an die WP ausnahmslos umgesetzt werden, während die Entscheidung in der Realität von der WP getroffen wird. Das würde die Anzahl der Taktzyklen verringern.

Die MPC-Szenarien werden von Gurobi ausschließlich auf die Minimierung der Zielfunktion gesteuert. Daher wurde die minimale Taktstrafe von 0,02 €/Taktstart eingeführt, weil der Solver ohne diese Strafe keinen Anreiz hat, die gleichen Kosten mit weniger Verdichterstarts zu generieren. In einem Parametersweep konnten ohne diese Strafe ähnliche Kostenersparnisse bei deutlich erhöhten Verdichterstarts erzielt werden. Daraus lässt sich schließen, dass eine geeignete Begrenzung der Steuerempfehlungen seitens eines HEMS von großer Bedeutung ist, um die Steigerung der Taktzyklen möglichst gering zu halten.

In der Untersuchung des Raumkomforts wird ein qualitativer Unterschied zwischen den Szenarien ersichtlich, der im reinen Kostenvergleich nicht zu erkennen ist. Das reaktive Szenario überhitzt den Raum mit PV-Überschuss bei jeder Gelegenheit, sodass die im Normalbetrieb erlaubte Temperaturgrenze von 21,5 °C in über 40 % der Zeit des Jahres überschritten wird. Das ideale (13,5 %) und das prädiktive Szenario (14,7 %) überhitzen den Raum deutlich seltener bzw. weniger stark und erreichen trotzdem ähnliche Kostenersparnisse wie das reaktive Szenario. Die Prognose führt demnach dazu, dass der Raum nur so stark überhitzt wird, wie es für wirtschaftlich sinnvoll gehalten wird, was wiederum in einer Steigerung des Komforts resultiert. Dasselbe Ergebnis würde auch beim SG-Ready-Szenario entstehen, wenn die PV-Anlage größer dimensioniert wäre und die Einschaltschwelle häufiger überschreiten würde.

Dennoch muss berücksichtigt werden, dass sowohl die inneren Wärmegewinne durch Personen und Elektronik sowie die Wärmegewinne durch die solare Strahlung in dieser Arbeit unberücksichtigt bleiben. Diese würden in der Realität dafür sorgen, dass die Raumtemperatur etwas höher als in der Simulation angenommen liegen würde, wodurch das thermische Speicherpotenzial im Raum etwas geringer ausfallen würde. Außerdem wird der Raum als Ein-Raum-Modell

betrachtet, sodass eine raumweise Komfortbetrachtung in dieser Arbeit nicht möglich ist.

**Sensitivitätsanalyse**

Beim größeren WW-Speichervolumen steigern die prognosebasierten Szenarien ihre Ersparnis um über 10 Prozentpunkte, während SG-Ready nur 3,6 Prozentpunkte dazugewinnen kann. Die regelbasierten Szenarien können das größere Speicherpotenzial des WW-Speichers zwar ebenfalls ausnutzen, allerdings aufgrund der fehlenden Prognosen nicht an das Verbrauchsverhalten anpassen. Die erhöhten Bereitschaftsverluste der größeren WW-Speicher gleichen einen Teil des größeren Potenzials wieder auf.

Beim Gebäudestandard steigt die absolute Kostenersparnis aller Szenarien gegenüber dem Basisszenario mit steigendem Dämmstandard an, obwohl der absolute Verbrauch gleichzeitig abnimmt. Trotz geringerer Nutzung des PV-Stroms wird die bidirektionale Datenanbindung mit steigendem Dämmstandard somit lukrativer. Die gesamten Ergebnisse in der Sensitivitätsanalyse des Gebäudestandards beziehen sich jedoch alle auf die gleiche WP, die ursprünglich für das Referenzgebäude ausgelegt wurde. In der Realität würde bei höherem Gebäudestandard eine kleinere WP und in schlechter gedämmten Gebäuden eine größere WP installiert werden, die wiederum unterschiedliche COP-Kennfelder sowie Mindest- und Maximalleistungen besitzen. Dies ist ein weiterer Faktor, der zu abweichenden Ergebnissen führen würde.

**Datengrundlage**

Insgesamt beruhen alle Simulationen auf synthetischen Lastprofilen. Das Haushaltslast- und WW-Profil aus dem LPG basieren auf einem vorgefertigten Haushaltstyp eines arbeitenden Paars zwischen 30 und 64 Jahren. Ein Haushalt mit abweichender Tagesstruktur könnte deutliche Auswirkungen auf die Nutzung des PV-Überschusses haben.

Die PV-Erzeugungsreihe wurde aus dem Datensatz vom DWD zur Globalstrahlung sowie einem physikalischen PV-Modell mithilfe der Python-Bibliothek pvlib erstellt und ist abhängig von Ausrichtung und Neigung der Anlage. Es wurde die reale Ausrichtung der PV-Anlage des referenzierten Kundengebäudes verwendet. Eine andere Ausrichtung und Neigung würden die Ergebnisse direkt beeinflussen.

Schließlich basieren einige Gebäudeparameter (Transmissionswärmeverlust, thermische Speicherkapazität) nicht auf real gemessenen Werten des Kundengebäudes, sondern werden vereinfacht mithilfe der Daten des IWU angenommen. Insgesamt können die Simulationsergebnisse zwar von der Realität abweichen, jedoch sind die Abweichungen für einen qualitativen Vergleich der Szenarien vernachlässigbar.

# 8 Fazit und Ausblick

Ziel dieser Arbeit ist die Bewertung des Potenzials einer bidirektionalen Datenanbindung zwischen WP und HEMS gegenüber einer SG-Ready-Schnittstelle hinsichtlich Wirtschaftlichkeit, PV-Eigenverbrauch, Betriebsverhalten und $CO_2$-Bilanz. Hierzu wurden fünf verschiedene Szenarien in einer Python-Simulation gegenübergestellt, die zunehmend tiefergehende Steuerungsmöglichkeiten über die simulierte WP eines realen Kundengebäudes der Firma Klyma GmbH ermöglichen.

Die Untersuchung zeigt, dass die bidirektionale Datenanbindung der SG-Ready-Schnittstelle in allen vier Betrachtungen deutlich überlegen ist und dadurch ein signifikant größeres Potenzial zur Reduktion der Betriebskosten und $CO_2$-Emissionen besitzt.

Die Jahreskosten lassen sich mithilfe der SG-Ready-Schnittstelle nur um 5,1 % gegenüber dem ungesteuerten Szenario senken, während die bidirektionalen Szenarien Kostenersparnisse von mindestens 16,7 % erzielen. Dabei lässt sich feststellen, dass ein höherer PV-Eigenverbrauch nicht automatisch in den geringsten Betriebskosten resultiert. Das reaktive Szenario erreicht zwar den höchsten Eigenverbrauchsanteil von 36,9 %, bleibt bei der Kostenersparnis aber hinter dem prognosebasierten Idealszenario (21,5 %) zurück. Erst die Kombination aus bidirektionaler Steuerung und Prognosefähigkeit nutzt den PV-Überschuss gezielt statt maximal.

Gleichzeitig wird die $CO_2$-Bilanz des Haushalts durch die bidirektionale Datenanbindung deutlich stärker verbessert (mindestens 12,1 %), als durch die SG-Ready-Schnittstelle (4 %). Dies ist allerdings ausschließlich auf die größere Nutzung des PV-Stroms zurückzuführen. Ein positiver Effekt auf den netzbezogenen Emissionsfaktor kann dabei nicht nachgewiesen werden.

Diese Vorteile werden bei nahezu identischer Effizienz erzielt, sodass sich die JAZ innerhalb der Szenarien nur um höchstens 0,1 ändert. Die Taktzyklen hingegen können durch die tiefergehende Steuerung um bis zu 127,5 % ansteigen, weshalb eine geeignete Begrenzung der Steuerempfehlungen von großer Bedeutung sein könnte. Gleichzeitig verbessert sich der thermische Komfort durch die Prognosefähigkeit stark. Das reaktive Szenario überhitzt den Raum in über 40 % des Jahres, während dieser Anteil in den prognosebasierten Szenarien auf unter 15 % fällt.

Die Sensitivitätsanalysen zeigen, dass der wirtschaftliche Mehrwert der bidirektionalen Datenanbindung mit steigender thermischer Flexibilität weiter wächst. Bei größeren WW-Speichervolumen steigt die Kostenersparnis der prognosebasierten Szenarien um über 10 Prozentpunkte (SG-Ready nur 3,6 Prozentpunkte), bei einem höheren Dämmstandard um mindestens 13,6 Prozentpunkte (SG-Ready nur 6,1 Prozentpunkte).

Damit liefert diese Arbeit einen fundierten Beleg dafür, dass eine bidirektionale Datenanbindung weit über die Möglichkeiten einer SG-Ready-Schnittstelle hinausreicht und einen wesentlichen Baustein für eine emissionsärmere, PV-basierte Wärmewende im Wohngebäudesektor darstellen kann.

**Ausblick**

Die angewandte Methodik und die Resultate dieser Arbeit bieten eine fundierte Grundlage für Untersuchungen weiterer Fallbeispiele, um die Reproduzierbarkeit der Erkenntnisse zu validieren. Zukünftige Forschungsarbeiten könnten weitere Gebäudestandards mit unterschiedlichen Ausrichtungen und Nennleistungen der PV-Anlage untersuchen.

Zudem könnten hierauf aufbauende Forschungsprojekte analysieren, inwiefern sich der wirtschaftliche Mehrwert der bidirektionalen Datenanbindung der WP mit preislichen Anreizen durch dynamische Stromtarife oder dynamische Netzentgelte steigern lässt. Gleichzeitig könnte untersucht werden, wie stark ein zusätzlicher Preisanreiz mit dem PV-Überschusssignal konkurriert und ob sich dadurch ein positiver Effekt auf den netzbezogenen Emissionsfaktor erzielen lässt.

Ein weiteres Forschungsthema könnte in der geeigneten Begrenzung der Steuerbarkeit der WP liegen, um den wirtschaftlichen Mehrwert der bidirektionalen Datenanbindung mit einer möglichst geringen Belastung der WP zu vereinen.

# Literatur


[1] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. "Wärmemarkt in Zahlen." Zugriff am: 8. Juli 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.bdew.de/energie/waerme-waermewende-heizung/heizung-statistik/

[2] J. Rode, "The potential for household photovoltaics in Germany," Rep. 457, Apr. 2026. Zugriff am: 16. September 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-englische-Dateien/Fokus-2024-EN/Focus-No.-457-April-2024-Household-PV.pdf

[3] J. Widera und J. Holdorf, "Solarstromoptimiertes Energiemanagement von Wärmepumpen," Hochschule für Technik und WIrtschaft Berlin, Mrz. 2023. Zugriff am: 9. Mai 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/WIDERA-2023-Solarstromoptimiertes-Energiemanagement-von-Waermepumpen.pdf

[4] P. Thoma. "SG-Ready Schnittstelle erklärt: Wie Ihre Wärmepumpe intelligent mit der PV-Anlage kommuniziert." Zugriff am: 11. Juni 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.photovoltaik.info/sg-ready-schnittstelle-waermepumpe-pv/

[5] Energie-Experten.org. "SG Ready-Wärmepumpe: So funktioniert die Smart-Grid-Ready-Schnittstelle." Zugriff am: 11. Juni 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.energie-experten.org/heizung/waermepumpe/betrieb/smart-grid-ready#c60422

[6] Bundesverband für Wärmepumpen e.V., "SG Ready: Änderungen der Schnittbeschreibung und Vergaberegularien," 2026. Zugriff am: 10. Juli 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/bwp_service/SG_ready/SG_Ready-Novelle_2026.pdf

[7] Bosch Thermotechnik GmbH, "Reversible Luft-Wasser-Wärmepumpe Compress 7000i AW: Leistungsbereich von 3 kW bis 13 kW," 2019. Zugriff am: 13. Juli 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://junkers-de-de-c.boschhc-documents.com/download/pdf/file/6720820615.pdf?token=3a9tt09e6s1ev3asnisqehsa83

[8] Enphase, "INSTALLATIONS- UND KONFIGURATIONSHANDBUCH (VORLÄUFIG): SG Ready – Installation und Konfiguration: Stiebel Eltron Wärmepumpensystem," 2023. Zugriff am: 11. Juli 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://solar-distribution.baywa-re.de/out/media/06-HEMS_Stiebel_Eltron_einbindung.pdf

[9] Stiebel Eltron, "BEDIENUNG UND INSTALLATION," Zugriff am: 13. Juli 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.stiebel-eltron.com/static/ste/docportal/manual/DM0000117548-gdo.pdf

[10] "SG Ready – Installation und Konfiguration: Vaillant aroTherm plus Wärmepumpensystem," Enphase, Sep. 2024. Zugriff am: 4. September 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://enphase.com/de-de/download/warmepumpe-vaillant-arotherm-plus-konfigurationsanleitung-fur-iq-energy-router

[11] EEBus Initiative e.V. "Was ist EEBUS?" Zugriff am: 16. Juli 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.eebus.org/

[12] EEBus Initiative e.V., "EEBUS OVERVIEW USES CASES," Dez. 2022. Zugriff am: 16.07. [Online]. Verfügbar unter: https://www.eebus.org/wp-content/uploads/2023/04/20221222-EEBUS-Overview-Use-Cases-v1.7.pdf

[13] "EEBus UC Technical Specification: Optimization of Self Consumption by Heat Pump Compressor Flexibility," EEBus Initiative e.V., Köln, Nov. 2022. Zugriff am: 5. September 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.eebus.org/specifications/download-specifications/

[14] ModbusCloud, "Was ist Modbus? Kompletter Leitfaden für Installateure 2026," Apr. 2026. Zugriff am: 17. Juli 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.modbuscloud.com/de/wissensdatenbank/was-ist-modbus

[15] Bosch Thermotechnik GmbH. "Schnittstellen von Bosch: Für Fachkunden und Endkunden." Zugriff am: 6. September 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.bosch-homecomfort.com/de/de/wohngebaeude/wissen/sektorenkopplung/schnittstellenF20von%20Bosch/#section-5540436-beschreibungundvorte-LBF4r4MiGF

[16] Solar Manager, *Netzdienlich heizen oder kühlen und dabei maximal sparen: Bosch Wärmepumpen jetzt im Solar Manager steuerbar*, 2025. Zugriff am: 17. Juli 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.solarmanager.ch/share/2025_07_PM_Bosch_W%C3%A4rmepumpen_sprechen-jetzt-mit-dem_SolarManager.pdf

[17] Kevin Kirch, enyo GmbH, "Verdichtermodulation der Wärmepumpe durch gezielte Steuerung von HEMS", Telefonat, Aug. 2026.

[18] T. Tjaden, F. Schnorr, J. Weniger, J. Bergner und V. Quaschning, "Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten," Zugriff am: 17. Juli 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://solar.htw-berlin.de/publikationen/waermepumpen-batteriespeicher/

[19] B. Riederer, D. Muschick, A. Leitner, M. Schwendt, V. Kaisermayer und M. Gölles, "Efficient heat pump operation: a comparative analysis of model-predictive and rule-based heat pump control," in *19. Symposium Energieinnovation*, Graz, Feb. 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/profile/Bernd-Riederer/publication/403607187_Efficient_heat_pump_operation_a_comparative_analysis_of_model-predictive_and_rule-based_heat_pump_control/links/69d60040b6bee42358237299/Efficient-heat-pump-operation-a-comparative-analysis-of-model-predictive-and-rule-based-heat-pump-control.pdf

[20] C. Betzold und A. Dentel, "Comparison and implementation of MPC and simple predictive control into a heat pump system," in *Proceedings CLIMA 2022: The 14th REHVA HVAC World Congress*, Rotterdam, Mai. 2022, doi: 10.34641/clima.2022.154.

[21] Copeland Application Engineering Europe, Hg., "Copeland scroll compressors for air conditioning: ZR18K* to ZR380K* ZP24K* to ZP485K*," 2026. Zugriff am: 10. September 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://media.copeland.com/8b45e2ff-b655-409e-927b-b16b0103e128/AGL_AC_ST_ZR_ZP_E_Rev01_FULL.pdf.pdf

[22] Maneurop® (Danfoss), Hg., "Maneurop®-Hubkolbenverdichter MT/MTZ – 50–60 Hz – R22 – R417A – R407A/C/F – R134a – R404A/R507, Anwendungsrichtlinien," 2018. Zugriff am: 10. September 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://assets.danfoss.com/documents/latest/89744/AB196386425654de-000901.pdf

[23] M. Dongellini und G. L. Morini, "On-off cycling losses of reversible air-to-water heat pump systems as a function of the unit power modulation capacity," *Energy Conversion and Management*, S. 966–978, 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.06.022.

[24] Siemens Schweiz AG, Hg., "Regeln und Steuern von Heizungsanlagen," Mrz. 2023. Zugriff am: 10. September 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://sid.siemens.com/v/u/A6V11498464

[25] Bosch Thermotechnik GmbH. "Inverter-Wärmepumpe: Die modulierende Heizung." [Online.] Verfügbar: https://www.bosch-homecomfort.com/de/de/wohngebaeude/wissen/heizungsratgeber/waermepumpe/inverter-waermepumpe/#section-4090742

[26] D. Günther *et al.,* "Entwicklung optimierter Versorgungskonzepte und nachhaltiger Qualitätssicherungsmaßnahmen für Wärmepumpen im EFH-Bestand: WP-QS im Bestand," Freiburg, Nov. 2025. Zugriff am: 2. September 2026.

[27] I. Gomes, M. G. Ruano und A. E. Ruano, "MILP-based model predictive control for home energy management systems: A real case study in Algarve, Portugal," *Energy and Buildings*, Nr. 281, S. 1–20, 2023, doi: 10.1016/j.enbuild.2023.112774.

[28] S. Shin und V. M. Zavala, "Diffusing-Horizon Model Predictive Control," *IEEE Trans. Automat. Contr.*, Jg. 68, Nr. 1, S. 188–201, 2023, doi: 10.1109/TAC.2021.3137100.

[29] T. Loga, B. Stein, N. Diefenbach und R. Born, *Deutsche Wohngebäudetypologie: Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden*, 2015. Zugriff am: 14. Juni 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.iwu.de/fileadmin/publikationen/gebaeudebestand/episcope/2015_IWU_LogaEtAl_Deutsche-Wohngeb%C3%A4udetypologie.pdf

[30] N. Pflugradt, P. Stenzel, L. Kotzur und D. Stolten, "LoadProfileGenerator: An Agent-Based Behavior Simulation for Generating Residential Load Profiles," *JOSS*, Jg. 7, Nr. 71, S. 3574, 2022, doi: 10.21105/joss.03574.

[31] Deutscher Wetterdienst (DWD). "Climate Data Center (CDC) – Historische 10-Minuten-Stationsmessungen Lufttemperatur, Station 2667 (Köln/Bonn)." Zugriff am: 24. Juni 2026. [Online.] Verfügbar: https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/10_minutes/air_temperature/historical/

[32] Coursera Staff. "Was sind autoregressive Modelle?" Zugriff am: 17. August 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.coursera.org/de-DE/articles/autoregressive-models

[33] W. Zheng, L. Zabala, J. Febres, D. Blum und Z. Wang, "Quantifying and simulating the weather forecast uncertainty for advanced building control," *Journal of Building Performance Simulation*, Jg. 18, Nr. 4, S. 530–545, 2025, doi: 10.1080/19401493.2025.2453537.

[34] Deutscher Wetterdienst (DWD). "Climate Data Center (CDC) – Historische 10-Minuten-Stationsmessungen Globalstrahlung, Station 2667 (Köln/Bonn)." Zugriff am: 24. Juni 2026. [Online.] Verfügbar: https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/10_minutes/solar/historical/

[35] K. S. Anderson, C. W. Hansen, W. F. Holmgren, A. R. Jensen, M. A. Mikofski und A. Driesse, "pvlib python: 2023 project update," *JOSS*, Jg. 8, Nr. 92, S. 5994, 2023, doi: 10.21105/joss.05994.

[36] A. Smets, K. Jäger, I. Olindo, R. van Swaaij und M. Zeman, *Solar Energy: The Physics and Engineering of Photovoltaic Conversion, Technologies and Systems*. Cambridge: UIT Cambridge, 2016.

[37] Guangdong Aiko Solar Energy Technology Co., Ltd. (AIKO Solar), Hg., "Neostar 2P+ – Photovoltaik-Modul-Datenblatt, Modultyp A-MAH54Dw, 455–475 W," Zugriff am: 11. September 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://solar-haus.de/media/12/

e0/80/1744355022/AIKO-A455-475-MAH54Dw-Neostar-2P+_Datenblatt.pdf?ts=1744355022

[38] Sungrow Power Supply Co., Ltd., Hg., "SH5.0/6.0/8.0/10RT: Dreiphasiger Hybrid-Wechselrichter für Eigenheime," 2022. Zugriff am: 11. September 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://ger.sungrowpower.com/upload/file/20220824/DE%20DS%20SH5.0RT%206.0RT%208.0RT%2010RT%20Datenblatt.pdf

[39] A. P. Dobos, "PVWatts Version 5 Manual," Sep. 2014, doi: 10.2172/1158421. Zugriff am: 11. September 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://docs.nlr.gov/docs/fy14osti/62641.pdf

[40] M. Q. Raza, N. Mithulananthan, J. Li, K. Y. Lee und H. B. Gooi, "An Ensemble Framework for Day-Ahead Forecast of PV Output Power in Smart Grids," *IEEE Trans. Ind. Inf.*, Jg. 15, Nr. 8, S. 4624–4634, 2019, doi: 10.1109/TII.2018.2882598.

[41] Bundesnetzagentur | SMARD.de. "SMARD Marktdaten – Realisierte Stromerzeugung (Auflösung: Viertelstunde)." Zugriff am: 6. August 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/?downloadAttributes=%7B%22superCategoryId%22:1,%22subcategoryId%22:1,%22regionId%22:%22DE%22,%22resolution%22:%22quarterhour%22,%22fileType%22:%22CSV%22,%22from%22:1704063600000,%22to%22:1735685999999%7D

[42] Umweltbundesamt. "Liste mit Emissionsfaktoren für die Treibhausgasbilanzierung von Organisationen (Excel-Version)." Zugriff am: 11. September 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/2378/dokumente/uba_liste_ef_fuer_thg_bilanzierung_v1.0.xlsx

[43] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) & Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) am Umweltbundesamt (UBA), Hg., "Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland: unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Februar 2025)," Feb. 2025. Zugriff am: 6. August 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/system/files/document/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-excel_uba_deu_0_0.xlsx.pdf

[44] L. L. Gurobi Optimization. "Gurobi Optimizer Reference Manual." Zugriff am: 20. September 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.gurobi.com/

[45] Buderus. "Planungsunterlage Reversible Luft-Wasser-Wärmepumpe mit natürlichem Kältemittel: Logatherm WLW176i/WLW186i AR." Außen- und Inneneinheiten. Zugriff am: 12. Juni 2026. [Online.] Verfügbar: https://buderus-ch-it.boschtt-documents.com/download/file/file/6721874368.pdf

[46] Bosch Thermotechnik GmbH. "Logatherm: WLW176i-12 T180, MX30." Zugriff am: 12. Juni 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.haustechnikmarkt24.de/media/pdf/buderus-7739622556-energiedatenblatt-logatherm-wlw176i-12-t180-mx300-inneneinheit-180l-ww-speicher-16l-puffer-haustechnikmarkt24.pdf

[47] U. Muller. "Inverter-Wärmepumpe: Funktionsweise, Vergleich und Förderung." Zugriff am: 29. August 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.energiefluss24.de/waermepumpe/inverter

[48] Buderus. "Planungsunterlage Reversible Luft-Wasser-Wärmepumpe: Logatherm WLW196i.IR/AR." Zugriff am: 29. August 2026. [Online.] Verfügbar: https://www.meinhausshop.de/media/pdf/mhs-buderus-WLW196i-IR-AR-Planung.pdf

# Anhang

A1: Emissionsfaktor aller Energieträger zur deutschen Stromerzeugung im Jahr 2024 (grün sind EE, braun sind Nicht-EE)

| Energieträger | Emissionsfaktor [kg $CO_2$-Äquivalente pro MWh] |
|---|---|
| Biomasse | 198,78 |
| Flüssige Biomasse | 62,53 |
| Feste Biomasse | 676,03 |
| Biogas | 281,77 |
| Biomethan | 258,94 |
| Klärgas | 103,01 |
| Deponiegas | 133,81 |
| Biogener Anteil des Abfalls | 3,88 |
| Wasserkraft | 2,66 |
| Wind Offshore | 9,61 |
| Wind Onshore | 17,58 |
| Photovoltaik | 56,49 |
| Geothermie | 143,67 |
| Braunkohle | 1029,08 |
| Steinkohle | 877,76 |
| Erdgas | 437,75 |
| Pumpspeicher | 23,46 |
| Sonstige Konventionelle | 817,16 |

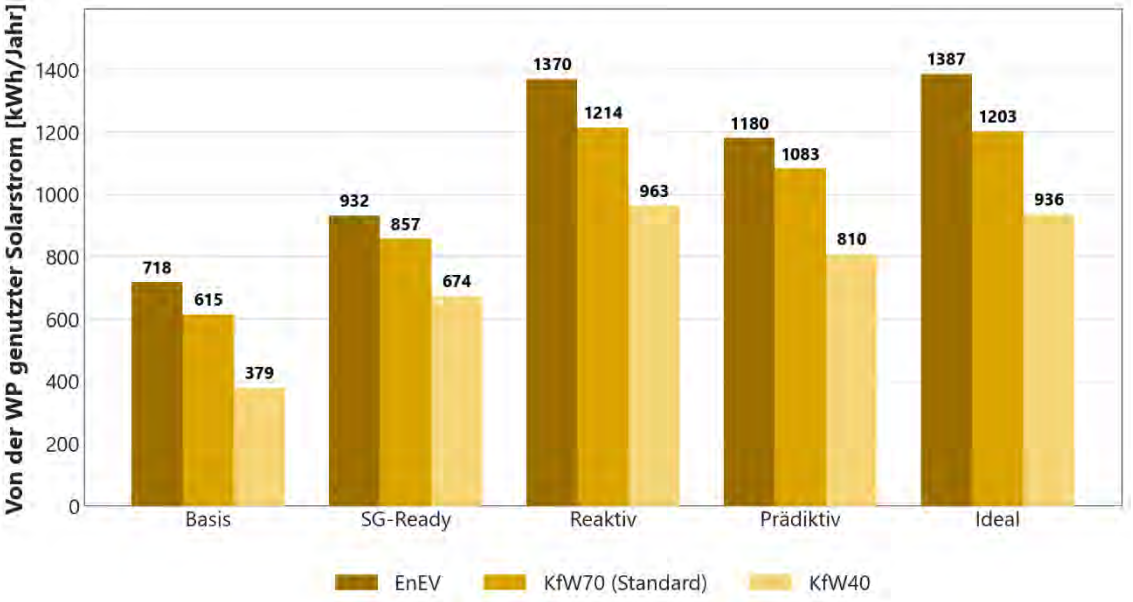
A2: Parameter der verschiedenen WW-Speicher

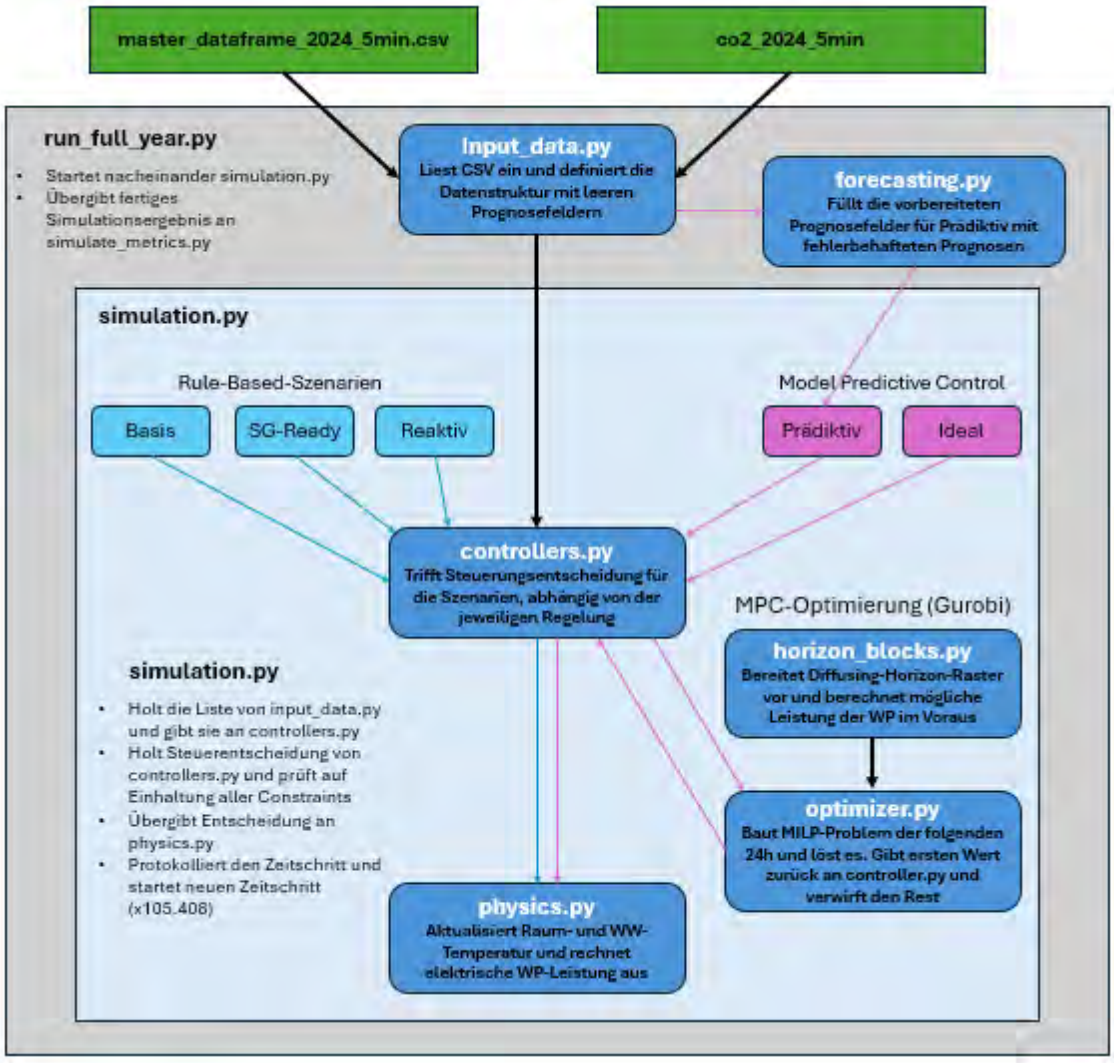
| Speicher | Nennvolumen [L] | Nutzbares Volumen bei $T_{zapf}$ =40 °C [L] | Bereitschafts-verlust [kW/K] |
|---|---|---|---|
| Standard [45] | 170,7 | 235 | 0,0018 |
| SH290 [48] | 277 | 385 | 0,002 |
| SH400 [48] | 399 | 550 | 0,0022 |

A3: Parameter der verschiedenen Gebäudestandards

| Gebäudestandard | U-Wert [W/(m²*K)] | Wärmeverlustkoeffizient [kW/K] |
|---|---|---|
| EnEV (2009/2014) [29] | 0,82 | 0,1476 |
| KfW70 (Standard) [29] | 0,46 | 0,0828 |
| KfW40 [29] | 0,23 | 0,0414 |

A4: Von der WP genutzter Solarstrom aller Szenarien je nach Gebäudestandard in kWh




A5: In Python genutzte Code-Struktur zur Simulation der Szenarien