

# Wärmepumpen und Speichersysteme als Flexibilitäten im Kontext des Zellularen Ansatzes

vom

Fachbereich Elektrotechnik und Informationstechnik  
der Technischen Universität Kaiserslautern  
zur Erlangung des akademischen Grades  
Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)  
genehmigte Dissertation

von

Dipl.-Wirtsch.-Ing. Stephan Eduard Arno Röhrenbeck  
geb. in Worms

Tag der mündlichen Prüfung: 05.07.2019

Dekan des Fachbereichs: Prof. Dr.-Ing. Ralph Urbansky

Prüfungskommission:

Vorsitzender: Prof. Dr. Ping Zhang

1. Berichterstatter: Prof. Dr.-Ing. Wolfram H. Wellßow

2. Berichterstatter: Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner

D386



Für meine Eltern.





## Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiemanagement der Technischen Universität Kaiserslautern (TUK). Ich möchte allen danken, die mich während der Entstehung dieser Arbeit unterstützt haben.

Mein ganz besonderer Dank richtet sich an meinen Doktorvater, Herrn Prof. Dr.-Ing. Wolfram H. Wellßow, für die Möglichkeit der Promotion an seinem Lehrstuhl und die vielen wertvollen Hinweise, Anregungen und Diskussionen im Rahmen der Erstellung dieser Arbeit. Für das darüber hinaus entgegengebrachte Vertrauen in meine Person, die Offenherzigkeit sowie die hilfreichen Gespräche möchte ich Herrn Wellßow herzlich danken. Prof. Dr.-Ing. Peter Schegner danke ich für die Übernahme des Koreferats und das Interesse an meiner Arbeit.

Wesentliche Grundlagen dieser Arbeit sind im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Forschungsprojektes *ThermSpe4EE* entstanden. Den beteiligten Projektpartnern *Pfalzwerke AG*, *ait-deutschland GmbH*, *geomer GmbH*, *Fachgebiet Hauskybernetik der TUK* und *Fachgebiet Massivbau und Baukonstruktion der TUK* danke ich für die erfolgreiche und stets freundliche Zusammenarbeit.

Meinen ehemaligen und derzeitigen Kollegen am Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiemanagement danke ich für die gute kollegiale Zusammenarbeit und die interessanten Diskussionen. Namentlich möchte ich an dieser Stelle Herrn Martin Ostermann und Herrn Anes Benzati nennen, deren Kritik und Motivation eine große Stütze waren.

Ein großer Dank gilt ebenfalls meiner Familie, die mich in jeder Hinsicht unterstützt und gefördert hat. Meiner Partnerin Julia Nowak danke ich von Herzen für den notwendigen Ausgleich zur Arbeit und Ihr Verständnis während dieser arbeitsreichen Zeit. Sehr dankbar bin ich für die Zeit mit meinem Sohn Florian, aus der ich immer wieder Kraft schöpfen konnte und die mich das Wichtige im Leben erkennen ließ.

Nicht zuletzt danke ich allen Studenten, die durch ihre Studien- und Abschlussarbeiten zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen haben.



---

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1	Motivation und Problemstellung . . . . .	1
1.2	Ziele und Aufbau der Arbeit . . . . .	3
<b>2</b>	<b>Grundlagen und Stand der Technik</b>	<b>5</b>
2.1	Ausbau elektrischer regenerativer Erzeugungsanlagen . . . . .	5
2.1.1	Historie und zukünftiger Trend . . . . .	5
2.1.2	Besonderheiten der Verteilung regenerativer Erzeugungsanlagen . . . . .	6
2.2	Energiebedarf in Deutschland . . . . .	7
2.2.1	Aktuelle Zusammensetzung und zukünftiger Trend . . . . .	7
2.2.2	Wärmewende, Mobilitätswende und neue Lasten . . . . .	8
2.3	Herausforderungen der Energiewende . . . . .	9
2.3.1	Grundsätze heutiger Energieversorgung und Energieversorgungsnetze . . . . .	9
2.3.2	Energieeffizienz versus neue Lasten . . . . .	11
2.3.3	Bilanzierung fluktuierender Stromerzeugung und Flexibilitätsbedarf . . . . .	12
2.3.4	Veränderung der Versorgungsstruktur . . . . .	13
2.3.5	Auswirkungen auf die elektrischen Verteilnetze . . . . .	14
2.4	Der Zellulare Ansatz der Energieversorgung . . . . .	16
2.4.1	Grundidee des Zellularen Ansatzes . . . . .	16
2.4.2	Aufbau und Komponenten von Energiezellen . . . . .	17
2.4.3	Zellebenen, Zellsteuerung und Zellinteraktion . . . . .	19
2.5	Flexibilitäten im elektrischen Energieversorgungssystem . . . . .	20
2.5.1	Definition der Flexibilität . . . . .	20
2.5.2	Anwendungszwecke von Flexibilität . . . . .	21
2.5.3	Technische Systeme zur Realisierung von Flexibilitätsoptionen . . . . .	22
2.5.4	Bereitstellung, Einsatz und Restriktionen . . . . .	23
2.6	Grundlagen elektrischer Wärmepumpen . . . . .	24
2.6.1	Grundlegende Funktionsweise . . . . .	24
2.6.2	Arten, Betriebsweisen und Dimensionierung . . . . .	25

<b>3</b>	<b>Systemdefinition und Modellierung</b>	<b>29</b>
3.1	Definition der Energiezellen . . . . .	29
3.1.1	Energiezelle Haushalt . . . . .	29
3.1.2	Energiezelle Niederspannungsnetz . . . . .	30
3.2	Modellierung der abführenden Wandler . . . . .	31
3.2.1	Haushaltslasten . . . . .	31
3.2.2	Wärmepumpensysteme . . . . .	35
3.2.2.1	Wärmepumpe . . . . .	35
3.2.2.2	Thermischer Speicher . . . . .	38
3.2.2.3	Wettermodell . . . . .	40
3.2.2.4	Wohngebäude . . . . .	40
3.2.2.5	Trinkwarmwasserbedarf . . . . .	44
3.2.3	Klassische Auslegung der Wärmepumpen-Speichersysteme . . . . .	44
3.2.4	Betriebsweisen der Wärmepumpen-Speichersysteme . . . . .	46
3.2.4.1	Wärmegeführte Betriebsweise (Referenzbetrieb) . . . . .	46
3.2.4.2	Strompreisorientierte Betriebsweise (marktlicher Flexibilitätsabruf) . . . . .	47
3.2.4.3	Netzdienliche Betriebsweise (Haushaltszellbilanzierung) . . . . .	49
3.2.4.4	Netzorientierte Betriebsweise (Niederspannungszellbilanzierung) . . . . .	50
3.2.5	Elektromobilität . . . . .	52
3.3	Modellierung der Photovoltaik als zuführender Wandler . . . . .	54
3.4	Modellierung und Steuerung des Batteriespeichersystems . . . . .	56
3.5	Modellierung der elektrischen Netze . . . . .	57
3.6	Modellierung der Stromtarife . . . . .	58
3.7	Weitere Annahmen, Dimensionierung und Zellcontroller . . . . .	59
3.7.1	Annahmen der Haushalts-Zellsimulation . . . . .	59
3.7.2	Annahmen und Szenarien der Niederspannungs-Zellsimulation . . . . .	59
<b>4</b>	<b>Flexibilitätpotential von Wärmepumpen-Speichersystemen</b>	<b>61</b>
4.1	Einflussfaktoren und Charakteristika der Flexibilität . . . . .	61
4.2	Wärme- und Kältebedarfe als Flexibilitätsgrundlage . . . . .	62
4.2.1	Temperaturabhängigkeit des Heizwärme- und Kühlbedarfes . . . . .	62
4.2.2	Korrelation des Heizwärme- und Kühlbedarfs zur solaren Strahlung . . . . .	64
4.2.3	Korrelation des Heizwärme- und Kühlbedarfs zum Windaufkommen . . . . .	65
4.2.4	Zeitliche Betrachtung des Heizwärme- und Kühlbedarfes . . . . .	66

4.2.5	Korrelationen des Trinkwarmwasserbedarfes . . . . .	68
4.3	Quantifizierung der Flexibilitätscharakteristika . . . . .	69
4.3.1	Definition der einzelnen Flexibilitätscharakteristika . . . . .	69
4.3.2	Leistungsvergleich und Gleichzeitigkeit als Basis der Quantifizierung	72
4.4	Leistungsänderungspotential von Wärmepumpen . . . . .	73
4.4.1	Zuschaltbare elektrische Leistung (negative Flexibilität) . . . . .	73
4.4.2	Abschaltbare elektrische Leistung (positive Flexibilität) . . . . .	75
4.5	Dauer des Flexibilitätsabrufes . . . . .	76
4.5.1	Einfluss der Dimensionierung des thermischen Speichers . . . . .	76
4.5.2	Einfluss der Dimensionierung der Wärmepumpe . . . . .	79
4.6	Einfluss des vorangegangenen Flexibilitätsabrufs . . . . .	80
4.7	Bewertung des generellen Flexibilitätspotentials . . . . .	84
4.8	Auswahl der Dimensionierung für die Zellbetrachtung . . . . .	85
<b>5</b>	<b>Bilanzierungsfähigkeit und Flexibilitätsabruf von Wärmepumpen auf Haushaltszelebene</b>	<b>87</b>
5.1	Untersuchungsgegenstand . . . . .	87
5.2	Analyse der Bilanzierungsfähigkeit . . . . .	88
5.2.1	Energiebedarf, Energiebereitstellung und Energiebilanz . . . . .	88
5.2.2	Gesamtenergie, ausgetauschte Energie und Eigenverbrauch . . . . .	89
5.3	Analyse des Flexibilitätsabrufs . . . . .	91
5.3.1	Durchschnittliche Wärmepumpen-Lastprofile . . . . .	91
5.3.1.1	Temperaturabhängige Lastverteilung . . . . .	91
5.3.1.2	Zeitabhängige Lastverteilung . . . . .	93
5.3.2	Verschobene Energiemengen . . . . .	94
5.3.3	Abrufdauern der Wärmepumpe als Flexibilität . . . . .	98
5.3.4	Ausnutzung von Preisstufen . . . . .	100
5.3.5	Leistungsverteilung der Residuallast der Haushaltszelle . . . . .	101
5.4	Auswirkungen des Flexibilitätsabrufs . . . . .	103
5.4.1	Effizienz der Wärmepumpe . . . . .	103
5.4.2	Thermische und elektrische Verluste . . . . .	104
5.4.3	Veränderung der Energiebedarfe und Energiebereitstellung . . . . .	105
5.4.4	Kostenbetrachtung . . . . .	108

---

<b>6</b>	<b>Bilanzierungsfähigkeit und Flexibilitätsabruf von Wärmepumpen auf Niederspannungs-Zellebene</b>	<b>111</b>
6.1	Untersuchungsgegenstand . . . . .	111
6.2	Analyse der Haushaltzellen im Kontext der Niederspannungszelle . . . . .	112
6.2.1	Energiebilanzen der Haushaltzellen . . . . .	112
6.2.2	Energieaustausch der Haushaltzellen . . . . .	113
6.2.3	Energieeffizienz der Wärmepumpen . . . . .	115
6.2.4	Kosten der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpe . . . . .	116
6.3	Gleichzeitigkeit des Einsatzes von Wärmepumpen . . . . .	117
6.4	Auswirkungen des Flexibilitätsabrufs auf Niederspannungs-Zellebene . . . . .	120
6.4.1	Änderung des Energieaustauschs der Niederspannungszelle . . . . .	120
6.4.2	Eigenverbrauchsquote der Niederspannungszelle . . . . .	121
6.4.3	Verschobene elektrische Energie durch flexiblen Wärmepumpen-Einsatz . . . . .	123
6.4.4	Residuallastverteilung der Niederspannungszelle . . . . .	124
6.4.5	Netzbelastung der Niederspannungszelle . . . . .	125
6.5	Bewertung der Treiber für Netzausbau . . . . .	128
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung</b>	<b>129</b>
<b>8</b>	<b>Kritische Würdigung der Ergebnisse und Ausblick</b>	<b>133</b>
<b>9</b>	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>135</b>
<b>10</b>	<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>151</b>
<b>11</b>	<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>159</b>
<b>12</b>	<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>161</b>
<b>13</b>	<b>Verzeichnis der Formelzeichen und Indizes</b>	<b>163</b>
<b>14</b>	<b>Anhang</b>	<b>169</b>
14.1	Koeffizienten des Wärmepumpenmodells . . . . .	169
14.2	Gebäudedaten . . . . .	170
14.3	Dimensionierung der Wärmepumpe . . . . .	170
14.4	Übersicht der Parameterausprägungen der Zellbetrachtungen . . . . .	171
14.5	Restriktionsorientierte Betriebsweise (Vermeidung von Netzüberlastungen)	172

---

14.6	Mathematische Herleitungen . . . . .	175
14.6.1	Berechnung des Leistungsfaktors des Photovoltaik-Wechselrichters .	175
14.6.2	Berechnung der maximalen Wirkleistungsabgabe des Photovoltaik- Wechselrichters . . . . .	175
14.7	Berechnung der Preisstufen des Wärmestromtarifes . . . . .	176
14.8	Häufigkeitsverteilungen der Wetterdaten . . . . .	178
<b>15</b>	<b>Extended Abstrat</b>	<b>179</b>
15.1	Introduction . . . . .	179
15.2	Basics and state of the art . . . . .	180
15.3	System definition and modelling . . . . .	181
15.4	Flexibility potential of heat pump storage systems . . . . .	181
15.5	Balancing ability and flexibility calls of heat pumps at household level . .	182
15.6	Balancing ability and flexibility calls of heat pumps at low voltage grid level	183
15.7	Summary and outlook . . . . .	183
<b>16</b>	<b>Studentische Arbeiten</b>	<b>185</b>
<b>17</b>	<b>Lebenslauf</b>	<b>187</b>





# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation und Problemstellung

Basierend auf den Erkenntnissen und Erfahrungen zum weltweiten Klimawandel ergaben sich in den letzten Jahren innerhalb der Europäischen Union (EU) enorme energie- und klimapolitische Veränderungen. Diese haben durch das Energiekonzept der Bundesregierung auch in Deutschland zu neuen Zielsetzungen geführt. So sollen die Treibhausgasemissionen bis 2050 um bis zu 95 % gegenüber 1990 reduziert werden [1]. Neben dieser Minderung wurde zudem eine Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien (EE) am Bruttoendenergieverbrauch auf mindestens 80 % in 2050 als Ziel definiert [2]. Des Weiteren ist eine Verringerung des Primärenergieverbrauchs um 50 % und des Stromverbrauchs um 25 % bis 2050, sowie eine Erhöhung der energetischen Gebäudesanierungsrate auf 2 %/a angestrebt [1]. Zur Erreichung dieser Vorsätze scheint es wenig zielführend diese einzeln zu betrachten und getrennt voneinander umzusetzen. Auch sind die unterschiedlichen Energiesektoren wie Strom, Wärme und Mobilität nicht mehr, wie in der Vergangenheit, getrennt voneinander zu sehen. Vielmehr müssen diese, gerade im Sinne der Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen, aus einem ganzheitlichen, multimodalen Ansatz der Sektorenkopplung gedacht werden.

Vor dem Hintergrund, welche CO<sub>2</sub>-neutralen Technologien zur Erzeugung von regenerativer Energie heute zur Verfügung stehen, wird in Zukunft, zweifelsohne, Strom der wichtigste Energieträger des Gesamtsystems [3]. Um den Ausbau an entsprechenden Erzeugungs- und Transportanlagen zur Bereitstellung der erforderlichen Energie möglichst gering zu halten, stellt die Senkung des Energieverbrauchs, durch mehr Energieeffizienz, die zweite Säule der Energiewende dar [4]. Dazu beschreibt der Nationale Aktionsplan Energieeffizienz (NAPE), in Verbindung mit dem Aktionsprogramm Klimaschutz, die Energieeffizienzstrategie Deutschlands [5]–[7]. In diesem Sinne beschreibt auch das Grünbuch Energieeffizienz die Energiewende als Dreiklang von Effizienz, direkter Nutzung von EE und Nutzung von Strom zur Sektorenkopplung. Nach dem dort eingeführten Leitbild *Efficiency First* - „Eine Energieeinheit, die eingespart werden kann, muss nicht erzeugt, gespeichert und transportiert werden“ - sind effizienzverbessernde Maßnahmen und die direkte Nutzung von EE einer Umwandlung vorzuziehen [4]. So sind zur Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele zuerst Effizienztechnologien einzusetzen. Der verbleibende Energiebedarf ist, wenn möglich, durch die direkte Nutzung von EE zu decken. Zusätzlich dazu sind die Sektoren Strom, Wärme, Verkehr und Industrie verstärkt integriert zu denken.

Mit der deutlichen Reduzierung des Beitrags fossiler Energieträger, dem starken Ausbau dezentraler EE mit volatiler Erzeugungscharakteristik, dem Technologiewandel im Bereich Wärme und Verkehr, einer zunehmenden Kopplung der Sektoren, dem Einsatz neuer Technologien zur Kommunikation und moderner Methoden der Regelung, sind die heutigen Energieversorgungssysteme grundsätzlich zu hinterfragen. Dabei sind unter anderem folgende Punkte zu adressieren:

- Entsprechen die vorhandenen Versorgungsstrukturen den neuen Anforderungen?
- Wie kann eine flexible Leistungsbilanzierung unter volatiler Erzeugung erfolgen?
- Welche Flexibilitäten und Speichertechnologien sind einzusetzen und wie?
- Wo liegen Potentiale und Herausforderungen einer Sektorenkopplung?

Außer Frage steht, dass, wie auch in der Vergangenheit, geeignete Speicher zur Gewährleistung einer sicheren und stabilen Energieversorgung zum Einsatz kommen müssen [8]. Durch die volatile Erzeugungscharakteristik der EE mit hohen installierten Leistungen ist jedoch eine deutliche Zunahme des überregionalen Leistungsausgleichs und der Speicherung erforderlich. Diese dienen sowohl dem Ausgleich von nicht zeitgleich auftretender Einspeisung und Verbrauch als auch der Aufnahme hoher Leistungsspitzen. Zusätzlich werden in Zukunft auf der Seite der Lasten vermehrt Technologien im Sinne einer Sektorenkopplung zum Einsatz kommen, um die gesetzten Ziele zu erreichen und Flexibilität zum Ausgleich der EE zu schaffen [9]. Hierzu zählt vor allem die Kopplung des Sektors Strom mit den Sektoren Wärme und Verkehr.

Ein Konzept, um mit dieser neuen Problemstellung umzugehen, bietet der Zellulare Ansatz. Dieser versucht, durch eine sektorenkoppelnde Betrachtung und durch Bildung von Energiezellen, Erzeugung und Verbrauch von Energie auf der niedrigst möglichen Ebene auszubalancieren, respektive ins Gleichgewicht zu bringen [10]. Dabei wird, trotz des Einsatzes von Speichertechnologien, nicht grundsätzlich der Anspruch auf Autarkie erhoben, sondern ein Bilanzierungsansatz verfolgt, welcher zusätzlich die Möglichkeit der Bereitstellung von Flexibilitäten bietet. Somit kann weiter eine Reduzierung der Energieübertragungskapazitäten durch die Reduzierung der positiven und negativen Residuallastmaxima von Energiezellen erreicht werden.

In Energiezellen steht, durch Wärmepumpen (WP) in Kombination mit Speichern, eine Technologie zur Verfügung, die, entsprechend der zweiten Säule der Energiewende, gleich mehrere Bereiche der Zielsetzungen adressiert und mit der das sektorenkoppelnde Bilanzierungskonzept des Zellularen Ansatzes verfolgt werden kann. Wärmepumpen stellen eine äußerst effiziente Technologie dar, welche die vor Ort vorhandene Umweltwärme nutzt.

Wird diese mit erneuerbarem Strom betrieben, ist sie CO<sub>2</sub>-neutral und hat im Vergleich zur Direktheizung einen geringeren Stromverbrauch, was den Primärenergiebedarf verringert. Höhere Wirkungsgrade bei niedrigen Heizsystemtemperaturen forcieren zudem eine Sanierung von Gebäuden. Durch den enormen Wärmebedarf unserer Gesellschaft und den steigenden Zubau von WP bietet sich in diesem Bereich ein enormes Potential zur Flexibilisierung und Speicherung [11]–[13]. Auch ist aus heutigen Gesichtspunkten die rein elektrische Energiespeicherung nicht ausreichend und zu kostenintensiv. Eine einfache und kostengünstige Speicherung von Nutzenergie, auf Seiten der Haushaltskundenebene in Form von thermischer Energie, scheint daher sinnvoll [14].

## 1.2 Ziele und Aufbau der Arbeit

Vor diesem Hintergrund kann folgende zentrale Fragestellung dieser Arbeit formuliert werden: *Können Wärmepumpen mit Speichersystemen einen Beitrag als Flexibilität zum Gelingen der Energiewende leisten und welche Randbedingungen sind für den Einsatz von Wärmepumpen mit Speichern als Flexibilität zu beachten?*

Um diese Fragestellung zu beantworten ist zu überprüfen, wie WP mit Speichersystemen als Flexibilitäten im Sinne des Zellularen Ansatzes in das Energiesystem eingebunden und betrieben werden können. Die damit verbundenen Flexibilitätsspielräume sind unter Beachtung der technischen, umwelt- und systembedingten Restriktionen zu bewerten, um das Flexibilitätspotential zu bestimmen. Zudem sind die Auswirkungen im Verteilnetzbereich, aufgrund der WP-Lokation in der Niederspannungs (NS)-Ebene, zu untersuchen. In diesem Zusammenhang wurden bei vorangegangenen Untersuchungen besonders die Randbedingungen des Einsatzes von WP als Flexibilität nicht hinreichend bis gar nicht betrachtet. Auch der schon stattfindende, klar erkennbare, Wandel zu selbst bilanzierenden Zellularen Strukturen, vor allem im Haushaltsbereich durch Eigenverbrauchsoptimierung von Photovoltaik (PV)-Anlagen mit Batteriespeichern und WP, fand bisher keine Berücksichtigung.

Bisherige Arbeiten adressierten Themen wie aggregierte, durch stark vereinfachte Modelle quantifizierte, Lastmanagement-Potentiale von WP [15], die Entwicklung von temperaturabhängigen Lastprofilen [16] sowie das Lastverschiebungspotential von WP mit fest vorgegebenen Abschaltzeiten und vordefiniertem Wirkungsgrad [17]. Auch marktorientierte Untersuchungen der Flexibilität von WP [18]–[20] sowie des deutschlandweiten Potentials des elektrischen Lastmanagements wurden untersucht [21]. Weitere Arbeiten in Bezug auf

WP betrachteten die Steuerung zur Lastverschiebung [22], die Effizienz der Lastverschiebung von Erd-WP und Speichern im Neubau [23], die Systemeffizienz beim netzgeführten Betrieb von Wärmeerzeugern [24] und das Gebäude als thermischen Speicher [25]. In Bezug auf die Netzplanung wurden Themen wie die Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen bei der Verteilnetzplanung [26], die Auswirkungen auf die Verteilnetze mit Fokus auf die Spannungshaltung und die Untersuchung verschiedener Betriebsstrategien von WP adressiert [27]. Auch Themen wie die elektrische Eigenbedarfsdeckung von Wohngebieten durch EE als Optimierungsproblem [28], die Vermeidung von Abregelungen von EE durch den flexiblen Einsatz von WP [29], die Evaluierung des optimalen Standortes von Energiespeichern [30] oder die techno-ökonomischen Auswirkungen des Einsatzes von Flexibilitäten wie Power-to-Heat [31] waren Teil bisheriger Betrachtungen.

Das Ziel dieser Arbeit ist das Flexibilitätspotential von Wärmepumpen und Speichersystemen im Rahmen des Zellularen Ansatzes der Energieversorgung zu untersuchen. Die Betrachtung umfasst nicht nur einzelne Gebäude, welche die Basis als kleinste Zelle bilden, sondern auch den Zellverbund über Kollektive von Haushalten und deren Zusammenspiel in übergeordneten Zellebenen. Dazu sind im speziellen folgende drei Fragestellungen zu beantworten:

- Welchen Beitrag leisten WP-Speichersysteme als Zell-Bilanzierungsinstrument?
- Welche Restriktionen sind für den zusätzlich flexiblen Einsatz von WP zu beachten?
- Welche Auswirkungen hat ein nicht wärmegeführter Einsatz auf die Verteilnetze?

Zur Beantwortung der gesetzten Fragestellungen dieser Arbeit werden zunächst in Kapitel 2 die Grundlagen und der Stand der Technik beschrieben. Im Fokus stehen die Energienachfrage und -bereitstellung der beiden Energieträger Strom und Wärme, die Herausforderungen der Energiewende sowie der Zellulare Ansatz und Flexibilitäten. Darauf aufbauend beschreibt Kapitel 3 die Entwicklung eines konkreten zellularen Konzeptes auf Ebene der Verteilnetze und die zur Untersuchung notwendigen Modelle von Erzeugern, Lasten und Speichern sowie deren Auslegung.

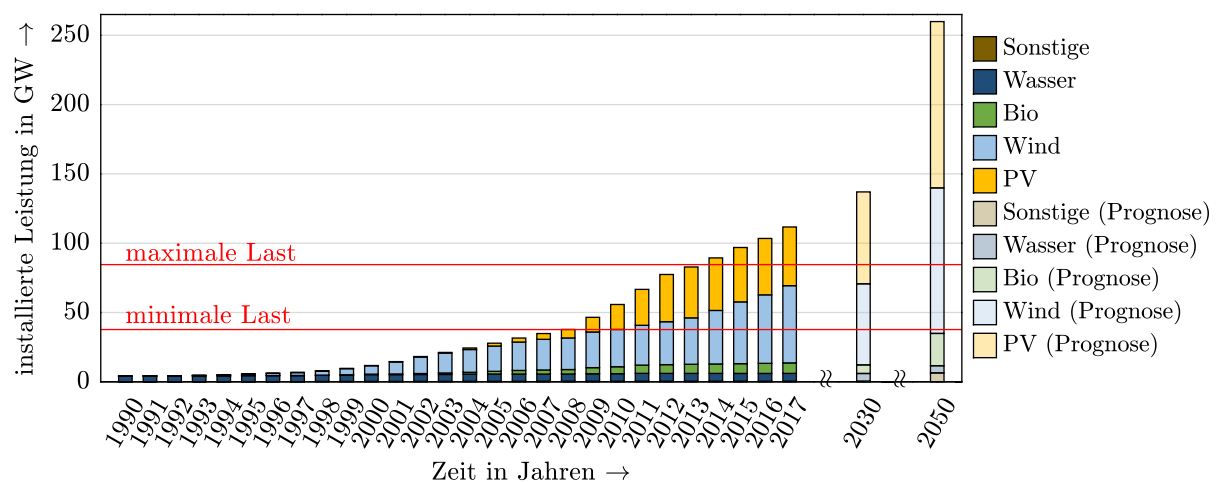
In Kapitel 4 werden die Auswirkungen verschiedener Parameter auf die Flexibilität von WP mit Speichern untersucht. Es erfolgt eine Bewertung der Einsatzgrenzen von WP sowie der Flexibilität unter Beachtung und Variation der Randbedingungen. Die Untersuchung und Bewertung der Bilanzierungsfähigkeit und des Flexibilitätsabrufs von WP-Speichersystemen auf Haushaltsebene wird in Kapitel 5 behandelt. Darauf folgt in Kapitel 6 die Analyse der Flexibilitäts- und Bilanzierungsfähigkeit von WP-Speichersystemen auf NS-Zellebene. Die Arbeit schließt mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick.

## 2 Grundlagen und Stand der Technik

### 2.1 Ausbau elektrischer regenerativer Erzeugungsanlagen

#### 2.1.1 Historie und zukünftiger Trend

Aufgrund der energiepolitischen Ziele der deutschen Bundesregierung kam es in den letzten Jahren verstärkt zu einem Ausbau an regenerativen Erzeugungsanlagen. Abbildung 2.1 zeigt die Historie, den zukünftigen Trend nach Szenario 2030B der Bundesnetzagentur (BNetzA) sowie eine Hochrechnung des Umweltbundesamtes (UBA) auf Basis der Ziele der Bundesregierung für 2050.

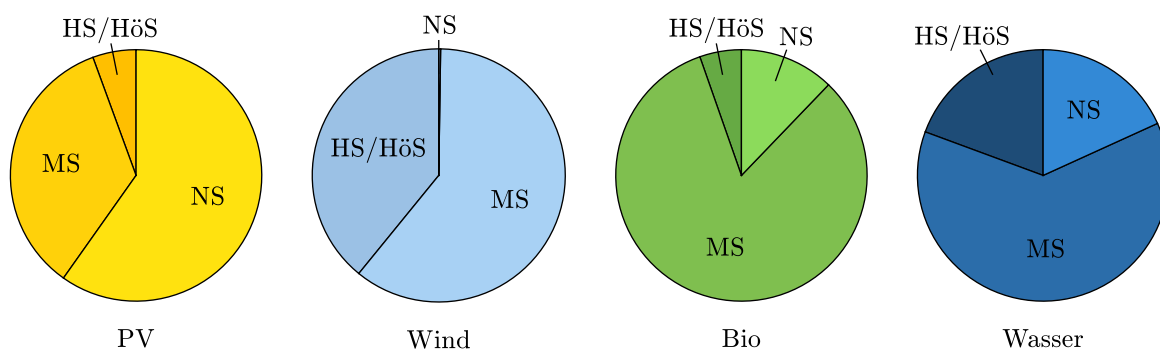


**Abbildung 2.1:** Entwicklung der installierten Leistung von EE in Deutschland [32]–[36]

Die installierte Leistung von EE überstieg 2016 mit 104 Gigawatt (GW) die Jahreshöchstlast von 84,5 GW um den Faktor 1,23 und die minimale Last von 37,7 GW um den Faktor 2,76 [35], [37]. Diese Erzeugungsanlagen stellen derzeit über 50 % der in Deutschland installierten Kraftwerksleistung [38], [39]. Mit dem Zuwachs der installierten Leistung der EE stieg auch ihr Anteil am Bruttostromverbrauch von 3,4 % in 1990 auf 36 % in 2017 an [37]. Wind und Sonne sind bereits heute die vorherrschende Grundlage der Erzeugung von erneuerbarem Strom und werden in Zukunft sowohl im Stromsektor, als auch über alle Energieträger hinweg, die wichtigsten Energiequellen im zukünftigen Gesamtsystem. Erneuerbarer Strom wird somit die wichtigste Energieform [3].

### 2.1.2 Besonderheiten der Verteilung regenerativer Erzeugungsanlagen

Betrachtet man die Verteilung der Erzeugungsanlagen im Sektor Elektrizität, so ist durch den Zubau der EE der Wandel von einer zentralen Erzeugungsstruktur, mit wenigen Erzeugungsanlagen großer Leistungen, hin zu vielen dezentral verteilten Anlagen geringer Leistungen zu erkennen. Dies spiegelt das Verhältnis von etwa 600 konventionellen zu über 1,61 Millionen EE-Anlagen deutlich wieder [39], [40]. Aufgrund der großen Blockleistungen erfolgte der Anschluss konventioneller Erzeugungsanlagen vornehmlich in den höheren Spannungsebenen (Hochspannung (HS) und Höchstspannung (HöS)). Aufgrund der geringen Leistungen der EE-Anlagen sind diese in den meisten Fällen in den unteren Spannungsebenen angeschlossen (NS und Mittelspannung (MS)). Abbildung 2.2 zeigt die Verteilung der EE über die Spannungsebenen.



**Abbildung 2.2:** Anteil der installierten Leistung je Energieträger und Spannungsebene [40]

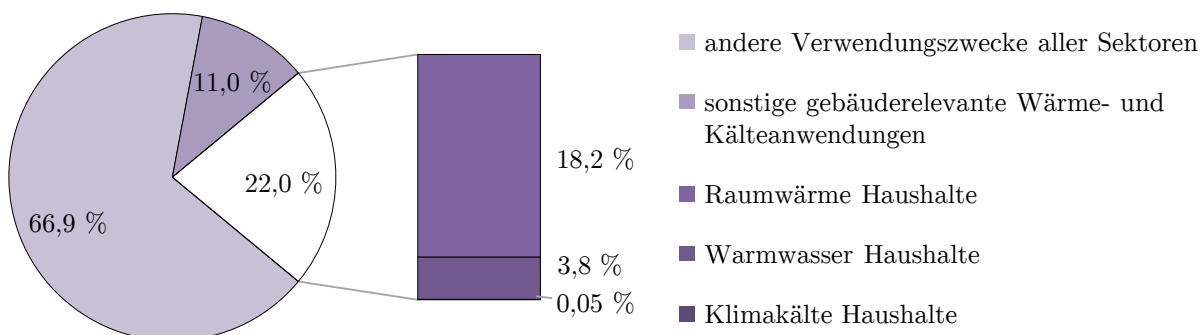
Besonders bei der PV zeichnet sich die dezentrale Verteilung der EE-Erzeugungsanlagen ab. Über 98 % der etwa 1,56 Millionen PV-Anlagen sind an Niederspannungsnetze angeschlossen (Stand Ende 2015) [41]. Dies entspricht 60 % der installierten PV-Leistung. Auch bei der Betrachtung der Art der Installation spiegelt sich dieser Trend wieder. So entfallen 71 % der installierten PV-Leistung auf Gebäude und 27 % auf Freiflächenanlagen [40].

Erfolgte bisher die Erzeugung der elektrischen Energie bevorzugt nahe der Lastzentren um die Übertragungsentfernungen gering zu halten, so ist die Standortwahl der regenerativen Erzeugungsanlagen oft dargebotsorientiert. Dies führt zu einem verstärkten Ausbau an Windkraftanlagen im Norden Deutschlands und von PV-Anlagen in Süddeutschland. Die größten installierten EE-Leistungen befinden sich in Niedersachsen und Bayern [40]. Weiter sind 90 % der gesamten installierten EE-Leistung in den Verteilnetzen angeschlossen. Diese Netze entsprechen ca. 98 % des gesamten deutschen Stromnetzes [3].

## 2.2 Energiebedarf in Deutschland

### 2.2.1 Aktuelle Zusammensetzung und zukünftiger Trend

Der Energiebedarf Deutschlands wird heute immer noch zum größten Teil aus fossilen Energieträgern gedeckt. Deren Anteil liegt bei 80 % der 3.736 Terrawattstunde (TWh) Primärenergiebedarf. Der Anteil der EE beträgt lediglich 12,6 % [32]. Ein annähernd gleiches Bild zeichnet sich auch beim Endenergieverbrauch von 2.542 TWh ab, der zu 78,5 % durch fossile Energieträger gedeckt wird. Die thermischen, gebäuderelevanten Anwendungen waren hier für 33 % des gesamten Endenergieverbrauchs verantwortlich. Davon entfielen 22 % auf den Sektor Haushalte, bei dem Raumwärme, wie in Abbildung 2.3 gezeigt, den größten Bedarf darstellt [42]. In diesem Sektor kommen zur Bereitstellung von Raumwärme vornehmlich Gas mit einem Anteil von 46,7 % und Erdöl mit 25 % zum Einsatz.



**Abbildung 2.3:** Endenergiebedarf nach Anwendungszweck im Jahr 2016 [42]

Der Endenergiebedarf im Wärme- und Kältesektor von insgesamt 1.431 TWh wird oft unterschätzt und ist fast dreimal so groß wie der Anteil des Energieträgers Strom mit 515 TWh [42], [43]. Der Beitrag des Energieträgers Strom am Wärme- und Kältesektor beträgt bisher gerade einmal 12,5 %, der Anteil an den gebäuderelevanten Wärme- und Kälteanwendungen sogar nur 5,5 %.

Besonders durch das Ziel der Reduzierung der Treibhausgase um bis zu 95 % steht eine Deckung, des nach Abzug von Energieeffizienzmaßnahmen übrigen Energiebedarfs, durch EE außer Frage. Mit den gesetzten Zielen der Bundesregierung kann auch in etwa von einer Halbierung des Endenergiebedarfes ausgegangen werden [1], [10]. Besonders in den Anwendungsbereichen mechanische Energie und Wärme, in den Sektoren Verkehr sowie Haushalte, bestehen enorme Potentiale für den direkten sowie indirekten Einsatz von EE.

### 2.2.2 Wärmewende, Mobilitätswende und neue Lasten

Gemäß dem Energiekonzept soll im Gebäudebereich der Primärenergieverbrauch durch den Einsatz von EE und Effizienzsteigerungen bis 2050 um 80 % gesenkt werden. Vor dem Hintergrund des bereits aufgezeigten enormen Energiebedarfes im Anwendungsbereich Wärme, stellt die daraus resultierende Wärmewende einen essentiellen Bestandteil bei der Transformation unseres Energiesystems dar. Die Energiewende kann also nur gelingen, wenn auch die Wärmewende vollzogen wird [43].

In diesem Zuge beschreibt die Energieeffizienzstrategie Gebäude (ESG) den Weg zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand mittels EE und Energieeinsparungen [44]. So soll der durchschn. Primärenergiebedarf im Wohngebäudebestand lediglich noch 40 Kilowattstunden (kWh) pro Quadratmeter in 2050, statt heute über 150 kWh, betragen [45]. Durch die Energieeinsparungsverordnung (EnEV) sind in den letzten Jahrzehnten die Mindestanforderungen an die Anlagentechnik sowie die Gebäudehülle immer weiter gestiegen. Neubauten müssen ab 2021 dem Niedrigstenergiegebäudestandard entsprechen und auch der Gebäudebestand soll bis 2050 durch Sanierungsmaßnahmen nahezu den Anspruch der Klimaneutralität erfüllen [45]–[47]. Dabei spielt die Energieeffizienz eine entscheidende Rolle, wodurch WPs, mittels der Nutzung von Umweltwärme, eine besondere Bedeutung zukommt [48]. Sie stellen, gerade durch die Kopplung des Strom- und Wärmesektors, eine Schlüsseltechnologie zum Gelingen der Wärme- und Energiewende dar. Im Gegensatz dazu stehen erneuerbare Brennstoffe, zumindest national, nur begrenzt zur Verfügung [5]. Um die Bereitstellung von Raumwärme bei niedrigen Vorlauftemperaturen zu ermöglichen, können im Bestand, als Alternative zu Fußbodenheizungen, Niedertemperaturradiatoren eingesetzt werden [49]. Auch zukünftig wird der Großteil des Wärmemarktes von dezentralen Heizkesseln bestimmt sein, da der Ausbau von Wärmenetzen nur in Ballungsräumen technisch und gleichzeitig wirtschaftlich sinnvoll umsetzbar ist [50].

Auch der Sektor Verkehr, mit einem derzeitigen Anteil von 30 % am Endenergieverbrauch, der zu 90 % aus Erdöl gedeckt wird, stellt einen weiteren großen Bestandteil der Transformation dar [45]. Der Wechsel von Verbrennungsmotoren hin zur Elektromobilität und weiteren Antriebsformen wie Brennstoffzellen erfordert die zusätzliche Energiebereitstellung von Strom. Ebenfalls ist, aufgrund von neuen Lasten wie Power-to-Gas oder Power-to-Liquid zur Erzeugung von chemischen Energieträgern, von einem steigenden Energiebedarf auszugehen [48]. Zur Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Ziele muss der zusätzliche Strombedarf des Wärme- und Verkehrssektors durch EE-Strom gedeckt werden, was zu einem, im Vergleich zu den Zielen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), höheren Bedarf führt [44].



## 2.3 Herausforderungen der Energiewende

### 2.3.1 Grundsätze heutiger Energieversorgung und Energieversorgungsnetze

Energieversorgungsnetze stellen das Rückgrat der Energieversorgung dar. Sie dienen der lokalen Verteilung und dem überregionalen Transport der Energie von den Erzeugungseinheiten hin zu den Lasten. Um zu verstehen, welche Problematiken ein Wandel des Energiesystems aufgrund der Substitution konventioneller Erzeugungsanlagen durch EE und eine Änderung der Laststruktur mit sich bringt, werden im Folgenden einige für den Betrieb und die Planung von Netzen wesentliche Grundsätze aufgeführt.

#### **Zentrale Energieversorgungsstruktur**

Die Auslegung heutiger Energienetze erfolgte anhand der Prämisse, viele, verteilte Lasten über Netze durch wenige, zentrale Erzeugungseinheiten zu versorgen. Der Energiefluss erfolgte, vor allem in den Verteilnetzen, in der Regel unidirektional. Ein bidirektionaler Fluss zwischen den Netzebenen ist zudem für bestimmte Energieträger, wie Gas, nicht ohne weiteres möglich [10]. Dies stellt in elektrischen Netzen grundsätzlich kein Hindernis dar. Eine Kopplung der Energieträger Gas, Wärme und Strom fand bisher nur bedingt statt. Erzeugungsanlagen wurden bei Strom- und Wärmenetzen in der Nähe von Lastschwerpunkten platziert, um die Übertragungsstrecken und -verluste gering zu halten.

#### **Leistungsgleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch**

Eine wesentliche Aufgabe der Betriebsführung von Netzen ist die Einhaltung des Leistungsgleichgewichtes. Hierfür werden, je nach Energieträger, unterschiedliche Parameter herangezogen. In elektrischen Netzen spiegelt die Veränderung der Netzfrequenz eine Abweichung vom Leistungsgleichgewicht wider [10]. Die Einhaltung einer stabilen Netzfrequenz von 50 Hertz (Hz) wird durch Kraftwerke, welche für die Frequenz-/Leistungsregelung eingesetzt sind, gewährleistet. Die Kurzzeitstabilität ist überwiegend durch die großen rotierenden Massen der Generatoren von thermischen Kraftwerken gewährleistet. Über Leistungselektronik an das Netz angebundene Erzeugungseinheiten, wie PV-Anlagen, tragen derzeit nur bedingt zur Netzstabilität bei.

#### **Versorgungssicherheit**

Die Versorgungssicherheit bildet die Basis der Systemsicherheit und setzt sich aus der Bereitstellung von ausreichender Übertragungs- und Erzeugungskapazität zusammen [51]. Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit muss ein System in der Lage sein jederzeit den Leistungsbedarf zu decken, sowie fluktuierende Erzeugungen aufzunehmen. Dazu können auch Speicher zum Einsatz kommen.

### **Systemsicherheit**

Die Fähigkeit eines Verbundsystems bestimmte ungeplante Störfälle ohne Einschränkung der Versorgung und Gefährdung des Gesamtsystems zu beherrschen wird als Systemsicherheit bezeichnet. Diese bestimmten Störfälle entsprechen vordefinierten Betriebs- und Planungskriterien [51]. Eines dieser Kriterien ist beispielsweise das (N-1)-Planungskriterium für elektrische Netze [52]. Die Systemsicherheit stellt die Grundlage der Versorgungsqualität mit ihren drei Stützpfilern Servicequalität, Versorgungszuverlässigkeit und der Einhaltung von sektorspezifischen Qualitätsmerkmalen dar.

### **Versorgungszuverlässigkeit**

Die Verfügbarkeit von Energie beim Kunden wird als Versorgungszuverlässigkeit bezeichnet. Eine Kenngröße für ihre Bewertung in elektrischen Netzen ist die mittlere Nichtverfügbarkeit pro Endkunde und Jahr (System Average Interruption Duration Index (SAIDI)). Diese betrug 12,8 Minuten pro Kunde und Jahr in 2016 [53]. Im internationalen Vergleich schneidet Deutschland hier sehr gut ab. Die geringe Unterbrechungsdauer wird unter anderem durch die hohen Anforderungen an die Versorgungs- und Systemsicherheit und die dafür definierten Planungs- und Betriebskriterien erreicht.

### **Einhaltung von sektorspezifischen Qualitätsmerkmalen**

Im Rahmen der Sicherung der Versorgungsqualität sind, neben der Servicequalität und der Versorgungszuverlässigkeit, auch technische Eigenschaften der Bereitstellung eines Energieträgers einzuhalten [51]. In elektrischen Netzen werden diese Eigenschaften durch die Merkmale der Spannungsqualität nach DIN EN 50160 beschrieben [54]. Sie kennzeichnen die technischen Eigenschaften der gelieferten Spannung und die maximal zulässigen Grenzwerte. Hierzu zählen neben der bereits genannten Frequenz beispielsweise auch die Spannungshöhe und die Kurvenform [10]. Für andere Energieträger sind ebenfalls solche Eigenschaften definiert, wie beispielsweise der spezifische Energieinhalt bei Gasnetzen. Ziel dieser Vorgaben ist die Auslegung von Betriebsmitteln und Kundengeräten, Aspekte der Anlagen- und Personensicherheit, sowie Randbedingungen der Abrechnung.

Das Zusammenspiel der aufgeführten Grundsätze, die sich in der Vergangenheit bereits an neue Anforderungen angepasst haben und immer weiter verfeinert wurden, stellen das Rückgrat einer sicheren und zuverlässigen Versorgung dar. Aufgrund des Wandels der Last- und Erzeugungsstruktur sowie der Entwicklung von neuen Konzepten und Technologien zur Optimierung und Betriebsführung, stehen die Versorgungs- und Netzstrukturen vor einem weiteren Wandel. Auch die bisherigen Methoden der Betriebsführung sind vor dem Hintergrund eines Wandels der Last- und Erzeugungsstruktur kritisch zu hinterfragen.

### 2.3.2 Energieeffizienz versus neue Lasten

Grundsätzlich verringert die angestrebte Steigerung der Energieeffizienz den Energieverbrauch und somit den gesamt notwendigen Zubau von EE [55]. Für die aktuell in elektrischen Netzen vorhandenen Lasten ist von einem Rückgang der Energienachfrage durch Effizienztechnologien auszugehen [56]. Dennoch sprechen andere Effekte für einen Zuwachs des zukünftig notwendigen Bedarfes an elektrischer Energie. Hierzu zählt das Hinzukommen neuer Lasten wie WP, Elektromobilität und Power-to-X sowie Effekte, welche die Einsparungen durch Energieeffizienz mindern.

Im Sektor Wärme liegt der Fokus der Sanierungsbranche auf effizienten Energieerzeugungseinheiten, was zu einem Zubau effizienter Heizsysteme wie WP führt [57]. Diese werden neben Dämmmaßnahmen noch weitaus stärker im Neubaubereich eingesetzt. Aufgrund der bisherigen Wärmeversorgungsstruktur durch vorwiegend Öl und Gas befeuerte Anlagen, bedeutet dies einen Zuwachs der elektrischen Last. Eine Alternative dazu wären erneuerbare Brennstoffe. Studien gehen jedoch davon aus, dass der Ausbau von EE und Stromnetzen kostengünstiger sei, als der großflächige Einsatz solcher Brennstoffe [50]. Hinzu kommt, dass Wärmepumpen, unter Nutzung von Umweltwärme, aus einer kWh Strom etwa drei bis 4,5 kWh Wärme erzeugen. Im Gegensatz dazu reduziert sich eine kWh Strom über den Umweg der Nutzung von Power-to-Gas auf 0,24 bis 0,84 kWh Wärme. Zwischen den beiden Wärmebereitungsarten liegt folglich der Faktor 4 bis 19, was die Wärmepumpe zur eindeutig effizienteren Technologie macht [48], [58].

Dennoch stellt der Einsatz von Wärmepumpen eine zusätzliche Last für das Stromsystem dar. Der zusätzliche Bedarf muss durch weitere EE-Erzeugungseinheiten gedeckt und die Energie vom Erzeugungsort zum Lastort transportiert werden. Der zukünftige Mehrverbrauch an Strom durch den Wärmesektor bedingt einen zusätzlichen Ausbau an EE [48]. Dennoch lassen Studien wie [44] vermuten, dass ein Zubau von WP, bei zeitgleichem Rückbau von Nachtspeicherheizungen, kaum zu einer Änderung der Spitzenlast führt.

Generell sinkt bei höherem Elektrifizierungsgrad die Gleichzeitigkeit von Lasten, nicht aber bei beispielsweise Heizsystemen oder Elektroautos [59]. Simultane Leistungsbezüge durch WP oder auch Einspeisungen wie PV können höhere Gleichzeitigkeiten im Vergleich zu heute üblichen Gleichzeitigkeitsfaktoren für Haushalte aufweisen [10]. Zu extrem kalten Umgebungsbedingungen ist für Heizsysteme mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von bis zu eins zu rechnen. Dies lässt sich am Beispiel von Gasnetzen verdeutlichen, bei denen, aufgrund des Heizbedarfes im Winter, von einer Gleichzeitigkeit zwischen 0,8 und 1,0 bei Haushalten ausgegangen wird [60].

In der Landwirtschaft und Industrie können effizienzsteigernde Maßnahmen und der direkte Einsatz von EE die entstehenden Emissionen zwar verringern, diese jedoch nicht vollständig vermeiden. Dies führt dazu, dass andere Sektoren, wie der Strom- oder Wärmesektor, ihren Verbrauch zusätzlich verringern und weitgehend ohne fossile Energieträger auskommen müssen um die klimapolitischen Ziele zu erreichen [3].

Neben dem Hinzukommen neuer Lasten ist der *Rebound-Effekt* anzuführen, der eine vermehrte Nachfrage bzw. Nutzung als Folge der Energieeffizienz beschreibt, was die tatsächliche Einsparung mindert. Dies lässt sich aus ökonomischer Sicht durch sinkende Nutzungskosten erklären. So verringert beispielsweise der Rückgang der Energiepreise die wirtschaftlichen Anreize Effizienzmaßnahmen durchzuführen oder führt zu einer vermehrten Nutzung. Jedoch haben auch regulatorische und psychologische Faktoren einen Einfluss auf das individuelle Verhalten, sodass Effizienzpotentiale nicht ausgeschöpft werden [4].

### **2.3.3 Bilanzierung fluktuierender Stromerzeugung und Flexibilitätsbedarf**

Wie bereits in Abschnitt 2.3.1 dargelegt, ist eine Bilanzierung zwischen Erzeugung und Last zu jedem Zeitpunkt notwendig um die Stabilität des elektrischen Versorgungssystems aufrecht zu erhalten. In der Vergangenheit und auch noch heute wird dies vor allem dadurch erreicht, dass die Erzeugung der Last folgt. Möglich ist dies durch die Speicherung der Energie „vor dem System“ in Form von Primärenergie wie Kohle oder Gas. Dies ermöglicht, je nach Kraftwerkstyp, einen mehr oder weniger flexiblen Einsatz, der in der Gesamtheit der Nachfrage folgt. Zwar werden auch Speicher, wie Pumpspeicherkraftwerke, im System selbst oder Flexibilitäten auf der Nachfrageseite, wie abschaltbare Lasten, zur Bilanzierung eingesetzt, deren Anteil an der Bilanzierung ist jedoch bisher eher gering.

Durch die fluktuierende Erzeugung aus EE, bei denen eine Speicherung von Primärenergie in den meisten Fällen nicht möglich ist, muss ein Wandel der Bilanzierungsstruktur stattfinden, bei dem nicht mehr nur die Erzeugung der Last, sondern auch die Last der Erzeugung folgt [55]. So müssen zukünftig flexible Kraftwerke, Verbraucher und Speicher gemeinsam die wetterabhängige Einspeisung aus Wind und Sonne kostengünstig ausgleichen [61]. Bisher eingesetzte Technologien, wie Pumpspeicherkraftwerke oder Batterien, können lediglich Energiemengen für kurze Abrufdauern von einigen Stunden bis hin zu Tagen speichern. Zudem werden weitere last- und erzeugungsseitige Flexibilitäten sowie neue Technologien, wie Power-to-Gas als Langzeitspeicher mit Rückverstromung in Gaskraftwerken, zum Einsatz kommen müssen. Der großräumige nationale und internationale Energieaustausch stellt ebenfalls einen essentiellen Bestandteil der Bilanzierung des Gesamtsystems dar.

### 2.3.4 Veränderung der Versorgungsstruktur

Der Zubau von EE folgt einer Struktur, die nicht der bisherigen Verteilung der Stromerzeugung entspricht. Dennoch widerspricht dieser dezentral verteilte Charakter nicht grundsätzlich der Struktur der bestehenden Netze [41]. So ist seit jeher der größte Teil der Lasten in den Verteilnetzen angeschlossen, welche zukünftig die Integration vieler dezentraler Erzeuger und zunehmend flexibler Lasten ermöglichen sollen. Ein Ausbau der Netze und eine intelligente Vernetzung bis hin zum Übertragungsnetz sind daher Voraussetzungen für ein Gelingen der Systemumstellung auf EE [3]. Aus einer planerischen Perspektive führt das Hinzukommen weiterer erneuerbarer Erzeugungseinheiten sowie neuer Lasten dazu, dass die Dimensionierung und Ausgestaltung des Systems entsprechend der jeweiligen gebietsspezifischen Anforderungen geprägt sein wird [4].

Zwar werden immer mehr Marktakteure ihren Strombedarf über Eigenversorgung und nicht mehr ausschließlich über das öffentliche Netz decken, dennoch müssen die Netze so ausgelegt sein, dass stets jeder Verbraucher zuverlässig versorgt und Strom einspeist werden kann. Dies muss, trotz des Zuwachses der Einspeisung in den Verteilnetzen und des sich ändernden Verbraucherverhaltens, gewährleistet sein [3]. Zu einem geänderten Verbrauchsverhalten zählt auch die Kopplung der Sektoren. Neben dem Zubau von EE trägt diese, welche eng verflochten mit dem Hinzukommen neuer Lasten im Stromsektor ist, zu einem Wandel der Versorgungsstruktur bei [61], [62]. Sie bietet zwar, durch den effizienten Einsatz von Strom in weiteren Sektoren die Opportunität zusätzlich fossile Energieträger zu verdrängen und Flexibilität bereitzustellen, kann jedoch auch zu einer zusätzlichen Belastung der Stromnetze führen. [4], [43]. Aufgrund der steigenden Bedeutung dezentraler EE und Flexibilitäten ist es erforderlich, dass die verschiedenen Akteure zunehmend Systemdienstleistungen bereitstellen und zur Stabilisierung und Entlastung der Stromnetze beitragen [61]. Dies erfordert neue Konzepte zur intelligenten Vor-Ort-Steuerung, um auch kritische Netzsituationen zu beherrschen. Zur Beeinflussung des Verhaltens hin zu netzdienlichen Betriebsweisen sind verminderte Netzentgelte eine Möglichkeit, die bereits heute nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) für Verbraucher in NS-Netzen eingesetzt wird [63]. Im Fokus stehen dabei bisher thermische Lasten und die Elektromobilität.

Um den Veränderungen in der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur Herr zu werden sind neue Konzepte der Versorgung, wie beispielsweise der Zellulare Ansatz, anzuwenden (siehe Abschnitt 2.4). Dennoch können auch diese Konzepte einen Netzausbau nicht in allen Fällen vermeiden. Die Auswirkungen der Änderung der Versorgungsstruktur auf die elektrischen Verteilnetze wird im Folgenden behandelt.

### 2.3.5 Auswirkungen auf die elektrischen Verteilnetze

In der Vergangenheit erfolgte die Auslegung von MS- und NS-Netzen durch worst-case Analysen. Hierzu wurden Lastannahmen getroffen und anhand dieser die Netzstruktur festgelegt, sowie die Betriebsmittel dimensioniert. Erzeugungsanlagen fanden dabei wenig Berücksichtigung, da diese in diesen Netzebenen bisher kaum eine Rolle spielten. Durch den Zuwachs der EE, sowie das Hinzukommen neuer Lasten, können Leistungswerte auftreten, welche die Annahmen der Dimensionierung übertreffen. Die Folge daraus sind zwei Arten von Grenzwertverletzungen: die Verletzung des zulässigen Spannungsbandes und die Verletzung der thermischen Grenzleistung der Betriebsmittel.

Für das zulässige Spannungsband in der NS-Ebene gelten die Grenzwerte der DIN EN 50160, welche  $\pm 10\%$  bezogen auf die Nennspannung  $U_n$  betragen. Aufgrund der Tatsache, dass bisher üblicherweise der HS/MS-Transformator (Trafo) das letzte spannungsgeregelte Netzbetriebsmittel war, teilt sich das zur Verfügung stehende Spannungsband beispielhaft, wie in Abbildung 2.4 dargestellt, auf.

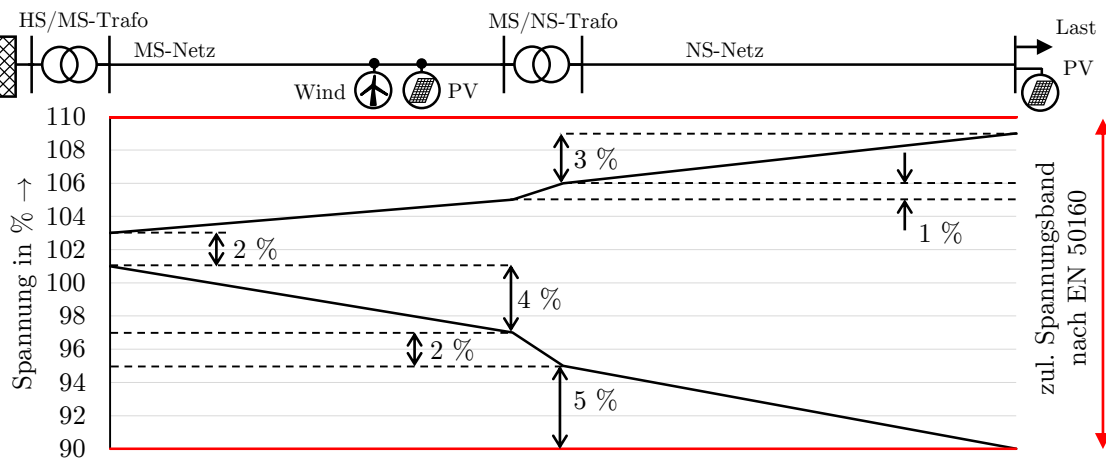


Abbildung 2.4: Beispielhafte Aufteilung des Spannungsbandes nach DIN EN 50160

Die obere Kurve beschreibt hierbei einen Rückspesefall in das HS-Netz und die untere Kurve einen Lastfall, wie Sie jeweils als Extremfälle in der Netzplanung zum Einsatz kommen. Liegen die Leistungsbezüge oder Einspeisungen höher als die Auslegungsannahmen, kann es zu Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes kommen. Dieses Phänomen tritt verstärkt bei großen Leitungslängen, beziehungsweise hohen Leistungen am Leitungsende auf. Die Einhaltung der Grenzwerte ist jedoch aus Gründen der Anlagen- sowie Personensicherheit notwendig. Treten in vorhandenen Netzen Spannungsbandverletzungen auf, so können diese durch Netzausbau, Netzverstärkung, Blindleistungsmanagement oder den

Einsatz innovativer Betriebsmittel, wie regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT), gelöst werden [3].

Die Verletzung der thermischen Grenzleistung, auch Überlastung genannt, bezieht sich hier auf zwei Arten von Betriebsmitteln: Leitungen und Transformatoren. Der entsprechend maximale Wert des Leistungsflusses wird in Form des thermischen Grenzstromes  $I_{\text{th}}$  beziehungsweise der Bemessungsscheinleistung bei Transformatoren  $S_{\text{r,T}}$  angegeben. Belastungen der Betriebsmittel über die entsprechenden Grenzwerte hinaus führen, aufgrund von Verlusten in den Betriebsmitteln, zu einer thermischen Belastung, welche die Lebensdauer beeinflusst. Bei Störungen werden zwar für kurze Zeitdauern Überlastungen zugelassen, im Normalbetrieb sind jedoch die Grenzwerte einzuhalten. Übersteigen die Leistungsflüsse die Grenzwerte der Betriebsmittel führt dies in der Regel zur Auslösung von Schutzmechanismen und folglich, je nach Netzstruktur, zu Versorgungsunterbrechungen. Somit sind grundsätzlich Netzverstärkung oder Netzausbau notwendig.

Der Wandel der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur, hin zu höherer Volatilität, bedingt auch ein Umdenken in der Netzplanung. So wurden bisher, besonders bei der Verteilnetzplanung, Extremszenarien zur Bewertung der Netze eingesetzt [64]. Dieser Ansatz vernachlässigt jedoch die zeitliche Abhängigkeit, den Einsatz von Flexibilitäten und bedingt eine Auslegung der Netze „bis zur letzten Kilowattstunde“. Die dafür notwendigen Netzkapazitäten werden jedoch nur für eine geringe Anzahl an Stunden pro Jahr benötigt [65]. Dies zeigt beispielsweise die maximale PV-Einspeisung, die nur in wenigen Stunden im Jahr stattfindet. Eine Auslegung der elektrischen Netze für hohe Last- und Einspeisespitzen ist daher nicht zweckmäßig [60].

Nach dem Prinzip *Netzoptimierung vor Verstärkung vor Ausbau (NOVA)* sind daher Optimierungslösungen den beiden anderen vorzuziehen [61]. In diesem Sinne existieren heute schon Vorgaben für Lasten und Erzeuger zur Unterstützung der Einhaltung der Betriebsgrenzen und der Vermeidung von Netzausbau. Beispiele hierfür sind die Anwendungsregeln für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105) oder die technischen Vorgaben für EE nach dem EEG [2], [66]. Aber auch Speicher und der flexible Einsatz von Lasten und Erzeugungsanlagen kann einen Beitrag zur Vermeidung von Leistungsspitzen leisten und somit gegebenenfalls sowohl Netzausbau verhindern als auch zur Bilanzierung des Gesamtsystems beitragen. Mechanismen, wie § 14a EnWG, bieten somit eine erste Grundlage für den Einsatz von Flexibilität im Verteilernetz. Jedoch sind die Auswirkungen synchron reagierender Erzeuger und Verbraucher (z. B. gleichzeitig ladende Elektroautos) auf die Belastung der Stromnetze zu berücksichtigen [61].

## 2.4 Der Zellulare Ansatz der Energieversorgung

### 2.4.1 Grundidee des Zellularen Ansatzes

Der *Zellulare Ansatz* beschreibt ein zukünftiges Konzept der Energieversorgung. Auf der Basis eines *greenfield Planungsansatzes* wird versucht die Frage zu beantworten, wie ein überwiegend auf EE basierendes Energieversorgungssystem zu strukturieren wäre und welche Technologien dafür zum Einsatz kämen [10], [67]. Nach dem Vorbild der Automatisierungstechnik wird versucht, durch Bildung von Energiezellen, einen lokalen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch von Energie herzustellen, und somit Probleme auf der niedrigst möglichen Ebene zu lösen. Da der Energiebedarf nicht zu jeder Zeit lokal gedeckt werden kann, ist ein Energieaustausch zwischen den Zellen oder eine überregionale Energieübertragung, sowie eine weitreichende Energiespeicherung notwendig. Es wird daher nicht grundsätzlich der Anspruch auf Energieautarkie der Zellen, wie dies bei Microgrids der Fall wäre, erhoben, sondern ein Instrument zur Bilanzierung geschaffen, welches zusätzlich Flexibilität bereitstellen kann [68]. Zudem wird, unter der Zuhilfenahme von sektorenkoppelnden Technologien, ein multimodaler Ansatz verfolgt, um eine stabile und kosteneffiziente Energieversorgung zu gewährleisten, welche dem gesellschaftlich hohen Anspruch an Versorgungssicherheit und den Besonderheiten der EE-Quellen gerecht wird. Abbildung 2.5 veranschaulicht die grundsätzliche Struktur einer solchen Energiezelle. Auf die einzelnen Komponenten wird in den folgenden Abschnitten eingegangen.

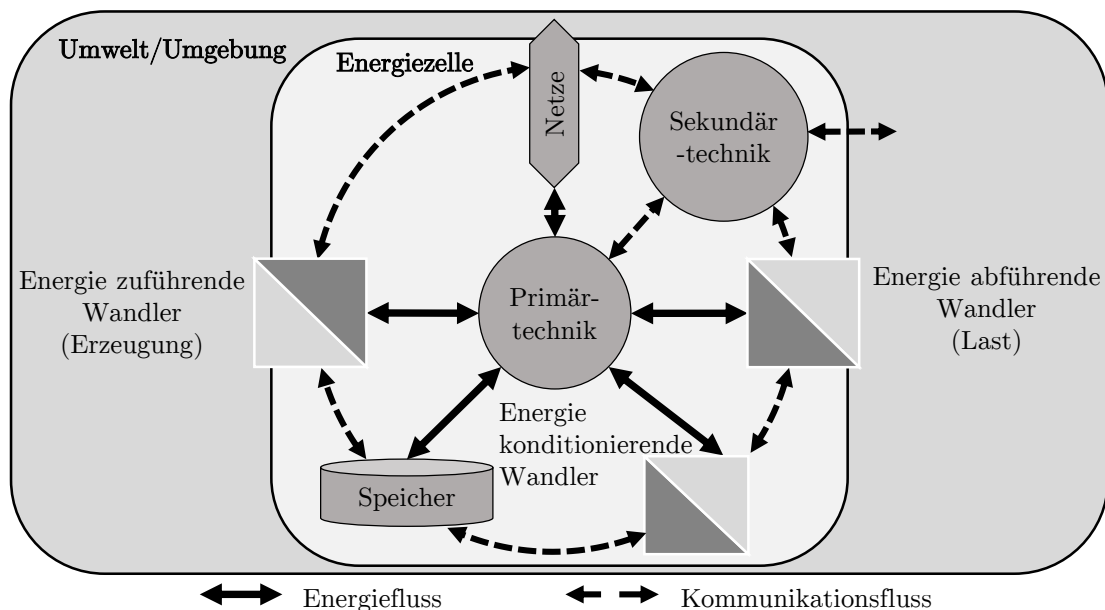
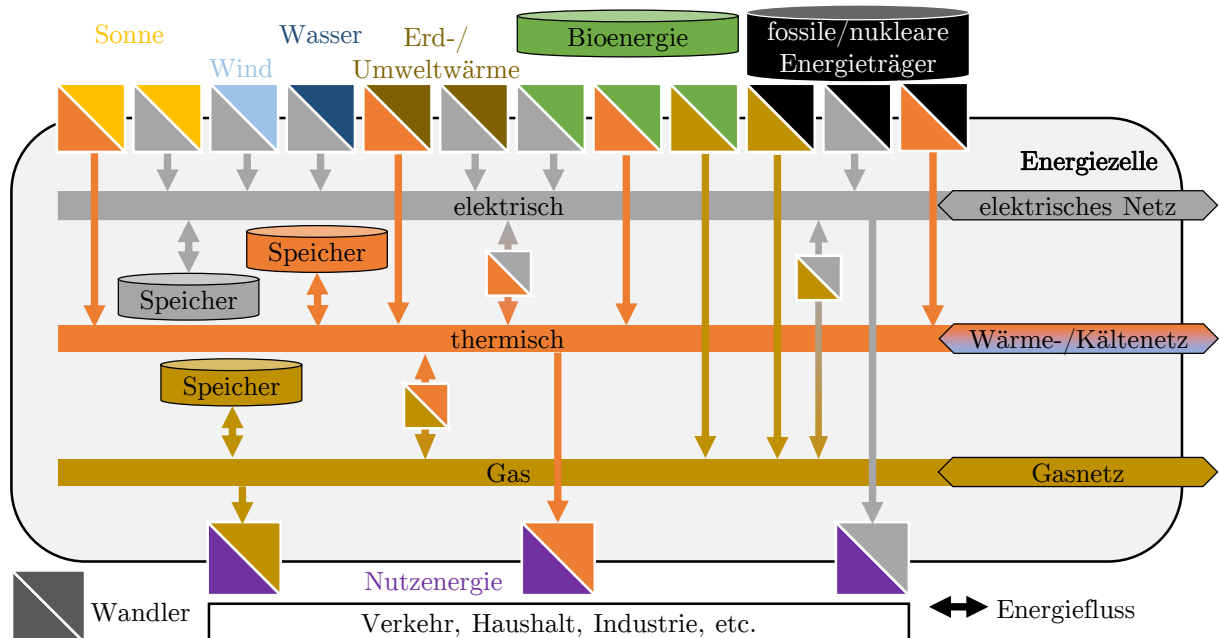


Abbildung 2.5: Grundsätzliche Struktur des Zellularen Ansatzes. In Anlehnung an [10].



### 2.4.2 Aufbau und Komponenten von Energiezellen

Unter einer Energiezelle ist eine Art Bilanzkreis zu verstehen, in den Energie eingebracht sowie entnommen werden kann und in dem Verluste bei der Umwandlung oder Übertragung entstehen [10]. Zudem können Zellen über Netze zur Verteilung der Energie bzw. zum Austausch zwischen den Zellen und über Speicher verfügen. Die Grenzen einer solchen Energiezelle sind grundsätzlich nicht fest definiert und orientieren sich an den jeweiligen lokalen Gegebenheiten. Auch sind mehrere hierarchische Ebenen von Energiezellen denkbar. Abbildung 2.6 veranschaulicht allgemein den Aufbau und die Komponenten.



**Abbildung 2.6:** Aufbau und Komponenten von Energiezellen. In Anlehnung an [10]

Da der Zellulare Ansatz einen multimodalen, sektorenkoppelnden Ansatz verfolgt, werden im Folgenden die Energieträger Gas, Elektrizität und thermische Energie betrachtet, wobei im Rahmen dieser Arbeit der Fokus auf den letzten beiden liegt. Zur Bereitstellung stehen Energienetze und verschiedene Wandler zur Verfügung. Es sind grundsätzlich drei Arten zu unterscheiden: *Energie zuführende Wandler*, welche der Zelle Energie aus der Umwelt/Umgebung zuführen, *Energie abführende Wandler*, welche Energie in Form von Nutzenergie aus der Zelle entnehmen, und *Energie konditionierende Wandler*, welche Energie zwischen den Energieformen transformieren. Zusätzlich existieren Wandler die innerhalb einer Energieform lediglich die Größe, wie beispielsweise die Spannung, verändern. Auf diese wird im Folgenden nicht weiter eingegangen [10]. Tabelle 2.1 führt beispielhaft einige Energiewandler auf.

**Tabelle 2.1:** Beispielhafte Übersicht von Energiewandlern nach Technologie und Art [10]

Technologie	Wandlerart								
	zuführend			konditionierend			abführend		
	Strom	Gas	Wärme	Strom	Gas	Wärme	Strom	Gas	Wärme
Photovoltaik	x								
therm. Kraftwerk	x		x	x	x	x			
Wärmepumpe			x	x		x	x		
Gas-/Ölkessel			x		x	x		x	
HH-Lasten			x	x		x	x	x	x
Elektroauto							x		
BHKW	x		x	x	x	x		x	
Power-to-Gas		x		x	x		x		

Es ist zu erkennen, dass eine Abgrenzung zwischen den Wandlerarten nicht immer klar gegeben ist und je nach Einsatzgebiet der Technologie Überschneidungen auftreten.

Neben Energiewandlern kann eine Zelle über Energiespeicher verfügen. Diese sind als Anlagen zum Speichern von Energie in unterschiedlicher Form zu verstehen, welche die drei Prozesse *Laden*, *Halten* und *Entladen* beinhalten [69]. Energie kann grundsätzlich auf verschiedene Arten gespeichert werden: In Form von Primärenergie (z.B. Biomasse) „vor dem System“, „im System“ (z.B. Batteriespeicher) oder in Form von Nutzenergie direkt bei der Anwendung. Energiespeicher stellen bereits heute, besonders in Form von Primärenergiespeichern, einen elementaren Bestandteil des Energieversorgungssystems dar. Tabelle 2.2 zeigt einen Überblick verschiedener Speicher mittels zeitlicher Klassifizierung.

**Tabelle 2.2:** Eigenschaften verschiedener Speicher nach zeitlicher Klassifizierung [10], [69], [70]

Eigenschaft	Kurzeitspeicher		Langzeitspeicher
	Leistungsspeicher	Verschiebungsspeicher	
Zeitraum	ms ... min	min ... d	d ... a
E/P-Rate	gering	mittel	hoch
Zykluszahl	mehrere pro Tag	wenige pro Tag	wenige pro Jahr
Zykluswirkungsgrad	hoch	mittel	gering
Selbstentladung	hoch	gering	sehr gering
Anwendung	kurzfristige Schwankungen	Tagesausgleich	langfristige Differenzen
Beispiele	Kondensator, Batterie, supraleitende Spule	therm. Speicher, Batterie, Pumpspeicher, Druckluft	therm. Speicher, Speicherwasser, chem. Speicher

Dabei sind Kurzzeitspeicher weiter in Leistungsspeicher, bei denen die Bereitstellung einer bestimmten Leistung für kurze Dauern im Vordergrund steht, mit einem geringen Energie-Leistungs-Verhältnis (E/P-Rate), und Verschiebungsspeicher, bei denen die Energiemenge im Kurzzeitbereich im Vordergrund steht, zu unterscheiden [69]. Abhängig vom jeweiligen Anwendungsfall ist daher die entsprechende Speichertechnologie auszuwählen.

Zur Übertragung und Verteilung von Energie kommen Netze beziehungsweise Leitungen wie Rohrleitungen oder Kabel zum Einsatz. Diese dienen zum Energietransport innerhalb und zwischen den Zellen sowie zum überregionalen Energieaustausch. Auf diese wird zunächst im Rahmen der Betrachtung von Energiezellen nicht weiter eingegangen.

### 2.4.3 Zellebenen, Zellsteuerung und Zellinteraktion

Wie bereits erwähnt sind die Grenzen von Energiezellen im Sinne des *Zellularen Ansatzes* nicht fest definiert und orientieren sich an den jeweiligen lokalen Gegebenheiten. So kann beispielsweise ein Haushalt die kleinste Zellebene darstellen. Als übergeordnete Zellebenen sind Wohnquartiere und darauf folgend Städte als Zellen denkbar [10]. Dabei wird innerhalb der Zellen, falls möglich, ein multimodaler Ansatz verfolgt. Diese Energiezellen können mittels Netzen, Kommunikationstechnologien und Steuerung auf einer und zwischen den hierarchischen Ebenen, Energie austauschen, wie in Abbildung 2.7 dargestellt.

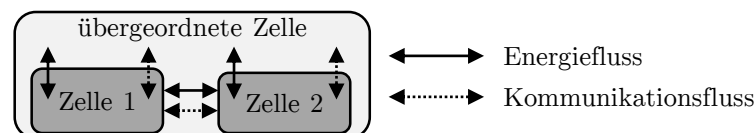


Abbildung 2.7: Beispiel eines Zellverbundes

Die jeweiligen Energiezellen können dabei unterschiedlich geartet sein und sich, je nach vorhandenen Wandler- und Speichertechnologien, sowie innerhalb der Zelle existierenden Energieformen, stark unterscheiden. Unter Umständen ist ein Austausch bestimmter Energieträger, trotz gleichartiger Zellen, durch das Fehlen entsprechender Infrastruktur oder zu hohe Übertragungsverluste, nicht möglich (bspw.: Nahwärmenetze bei Wärmepumpen). Auf die Ausgestaltung von Energiezellen wird in Abschnitt 3.1 genauer eingegangen. Die Außendarstellung einer Zelle kann, nach dem Vorbild der Automatisierungstechnik, über wenige Parameter, wie beispielsweise verfügbares Speichervolumen, Leistungswerte für ein Lastmanagement oder Flexibilitätsmöglichkeiten, abgebildet werden. So werden nur Probleme, die nicht intern lösbar sind, oder „Angebote“ an die nächste übergeordnete Zellebene weitergegeben.

## 2.5 Flexibilitäten im elektrischen Energieversorgungssystem

### 2.5.1 Definition der Flexibilität

Flexibilität nach dem lateinischen „*flectere*“, was biegen oder beugen bedeutet, bezeichnet die Fähigkeit sich an wechselnde Umstände anzupassen. Im elektrischen Energiesystem werden seit jeher Flexibilitäten auf der Erzeugungsseite zur Gewährleistung des Leistungsgleichgewichtes aber auch zur Umverteilung von Leistungsflüssen eingesetzt. Doch auch die Lastseite kann Flexibilität bereitstellen. Flexibilität wird hier wie folgt definiert:

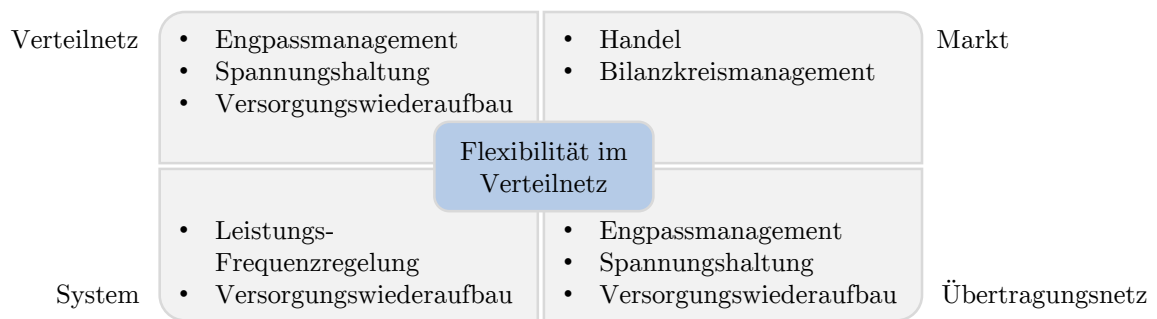
*„Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter um Flexibilität zu charakterisieren beinhalten: die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort etc.“* [71]. Sie beschreibt folglich die *„kurzfristige technische Steuerbarkeit von Wirk- und Blindleistungen“* [72].

Bereits seit mehr als 40 Jahren wird die Flexibilität von Lasten, wie beispielsweise Nachtspeicherheizungen, eingesetzt um den Verbrauch an die Erzeugung anzupassen [73]. So existiert auch eine lange Erfahrung mit zumindest rudimentären preisvariablen Tarifen wie dem Hoch-/Niedertarif (HT/NT). Dennoch stellt die fluktuierende EE-Erzeugung neue Anforderungen im Gegensatz zum bisherigen Einsatz der Lastflexibilität, die zu einem großen Teil dazu eingesetzt wurde, eine kontinuierliche Betriebsweise der Nuklear und Braunkohle betriebenen Kraftwerke in Schwachlastzeiten zu ermöglichen. Der flexible Einsatz neuer Stromverbraucher, wie Elektromobilität und Wärmepumpen, ist auf lange Sicht ein essentieller Bestandteil, um die fluktuierende EE-Erzeugung effizient einzubinden und dem daraus folgenden Flexibilitätsbedarf gerecht zu werden. Zudem kann ein flexibler Einsatz helfen die Höchstlast zu reduzieren [48]. Auch Kraft-Wärme-Kopplungs (KWK)-Anlagen wandeln sich immer mehr von wärmegeführten hin zu flexiblen Erzeugern. Der Bedarf an zeitlicher Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung bedingt einen Bedarf an zusätzlichen Speichern. Dies zeigt bereits der steigende Zubau an thermischen Speichern für Fernwärmesysteme [43]. Sowohl im Wärmebereich als auch im Verkehrssektor bestehen Potenziale für die Verschiebung und Zuschaltung von Lasten, um das fluktuierende Angebot aus EE relativ kostengünstig auszugleichen [4].

Da sich Flexibilität auf unterschiedliche Quellen bezieht, für verschiedene Anwendungszwecke eingesetzt und auf unterschiedlichen Netzebenen bereitgestellt werden kann, wird im Folgenden genauer auf die Flexibilität von Anlagen im Verteilnetz eingegangen.

### 2.5.2 Anwendungszwecke von Flexibilität

Flexibilität kann im elektrischen Energieversorgungssystem für verschiedene Anwendungszwecke eingesetzt werden (siehe Abbildung 2.8). So kann Flexibilität dazu genutzt werden aktiver am Marktgeschehen teilzunehmen, einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten, aber auch um den Versorgungswiederaufbau zu unterstützen [72]. Primäres Ziel ist jedoch die Bilanzierung von Angebot und Nachfrage am Markt, was zu einer Reduzierung der Strombezugskosten beziehungsweise höheren Erlösen für die Anlagenbetreiber führt. Sie bietet auch die Möglichkeit Last beziehungsweise Einspeisespitzen zu verringern [29].



**Abbildung 2.8:** Anwendungszwecke von Flexibilität im Verteilnetz [72]

Ein Wirken auf die Last kann beispielsweise zum Einen helfen Engpässe in Netzen zu reduzieren und zum Anderen dazu beitragen die volatile Erzeugung der erneuerbaren Energien auszugleichen. Dabei stehen diese beiden Ziele unter Umständen im Widerspruch, vor allem bei einer netzebenenübergreifenden Sichtweise. So können die unterschiedlichen Anwendungszwecke und Akteure um die Flexibilität im Verteilnetz konkurrieren. Einsätze von Flexibilitäten beim Handel können zu Engpässen im Verteilnetz führen, was den Bedarf einer Koordinierung aufzeigt um Ineffizienzen zu vermeiden und die Netzsicherheit nicht zu gefährden.

Für den Einsatz von Flexibilitäten und zur Zuordnung zu den Anwendungszwecken sind die spezifischen Eigenschaften unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen zu kennen. So kann grundsätzlich in negative und positive Flexibilität unterschieden werden. Erstere beschreibt die Reduzierung von Einspeisung oder das Erhöhen einer Last. Das positive Pendant beschreibt somit die Lastreduzierung oder Einspeiserhöhung. Je nach eingesetzten Technologien beziehungsweise Flexibilitätsoptionen kann Flexibilität nur in eine oder in beide Richtungen angeboten werden. Da sich Flexibilität im Verteilnetz aus verschiedenen Optionen zusammensetzt, wird auf diese im Folgenden genauer eingegangen.

### 2.5.3 Technische Systeme zur Realisierung von Flexibilitätsoptionen

Zur Realisierung von Flexibilitätsoptionen dienen technische Systeme, welche, wie vorab beschrieben, die zeitliche Verschiebung von Erzeugung und Last ermöglichen oder ohne Hintergrund einer Verschiebung (bspw.: zusätzliche Nachfrage) zum Erhöhen oder Senken ihrer Last bzw. Einspeisung in der Lage sind. Diese können in drei Kategorien *Erzeuger*, *Lasten* und *Speicher* unterteilt werden (siehe Tabelle 2.3) [31], [72], [74].

**Tabelle 2.3:** Beispiele technischer Systeme von Flexibilitäten im Verteilnetz nach Kategorie

Erzeuger	Lasten	Speicher
Photovoltaikanlage	WP (mit Wärmespeicher)	chemische Speicher
Windkraftanlage	elektr. Speicherheizung	SMES
BHKW (mit Wärmespeicher)	Power-to-Gas-Anlage	Schwungradspeicher
Brennstoffzelle (mit Wärmespeicher)	Haushaltsgroßgeräte	

Die genannten Flexibilitätsoptionen unterscheiden sich durch ihre Flexibilitätspotentiale. Diese sind neben der Technologie auch von weiteren Faktoren, wie dem aktuellen Energieangebot, der aktuellen Energienachfrage oder der Zeit und der Historie, abhängig.

Auf der Erzeugerseite besteht besonders für Windkraft- und Photovoltaikanlagen eine direkte Abhängigkeit vom Primärenergieangebot. So entspricht deren negatives Flexibilitätspotential maximal dem momentanen Einspeisewert. Ein positives Flexibilitätspotential wäre nur durch eine gedrosselte Betriebsweise zu erreichen, was einen sehr hohen Preis für die Flexibilitätsbereitstellung zur Folge hätte [72].

Das Potential von Lasten ist abhängig vom aktuellen Energiebedarf. So ist im Sommer, bei sehr geringer thermischer Nachfrage, das positive Flexibilitätspotential für Power-to-Heat Technologien nahe null. Im Winter hingegen, bei sehr hoher thermischer Nachfrage, ist das negative Potential als eher gering einzuschätzen. Jedoch bieten Power-to-Heat Technologien, wie Wärmepumpen in Kombination mit thermischen Speichern, gerade in Übergangszeiten erhebliche Potentiale zur Lastverschiebung [75].

Das zu einem Zeitpunkt vorhandene Potential von Speichern ist sehr stark von der Fahrweise (bspw. Eigenverbrauchsoptimierung) oder vorangegangenen Flexibilitätsabrufen abhängig und somit immer im zeitlichen Kontext zusammen mit Energieangebot und -nachfrage zu sehen. Wärmespeicher dienen in der vorliegenden Betrachtung der verbesserten Flexibilisierung auf der Erzeugungs- oder Lastseite und stellen daher indirekt Speicher für das elektrische System dar.

#### 2.5.4 Bereitstellung, Einsatz und Restriktionen

Um Flexibilitäten nutzen zu können, müssen die Flexibilitätsoptionen über eine entsprechende Regelung und Steuerung verfügen sowie über Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) mit den Nachfragern der Flexibilität verbunden sein. Hierfür fallen zusätzliche Kosten an. Dies gilt auch, wenn die Dimensionierung der Anlage oder der Betrieb aufgrund der Bereitstellung von Flexibilität nicht dem eigentlichen Einsatzzweck entspricht. Zum Ausgleich der Kosten der Flexibilitätsbereitstellung bietet bereits heute § 50 EEG eine Möglichkeit zum Ausgleich für Biogasanlagen.

Für den Abruf von Flexibilitäten sind verschiedene Möglichkeiten bzw. Verfahren denkbar. Eines stellt das Ampelkonzept des Bundeverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) dar [76]. Hier existieren drei Ampelphasen. In der grünen Ampelphase liegen keine kritischen Netzzustände vor und der Markt kann frei agieren. Flexibilitäten können ohne Einschränkung markt- und systemdienlich eingesetzt werden. Zeichnet sich ein Netzengpass ab, gilt für diesen Zeitpunkt die gelbe Ampelphase, in welcher der Verteilnetzbetreiber (VNB) am Markt angebotene, vertraglich zugesicherte Flexibilitäten zur Behebung des Engpasses abrufen. Liegt eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität im Verteilnetz vor, greift der VNB in der roten Ampelphase unmittelbar in Betriebsmittel und Markt ein. Diese Phase ist möglichst zu vermeiden [77]. Beim Abruf von Flexibilitäten ist ein koordinierter Zugriff zwischen den Netzebenen und Anwendungszwecken zu beachten, um Ineffizienzen zu vermeiden und die Netzsicherheit nicht zu gefährden [72].

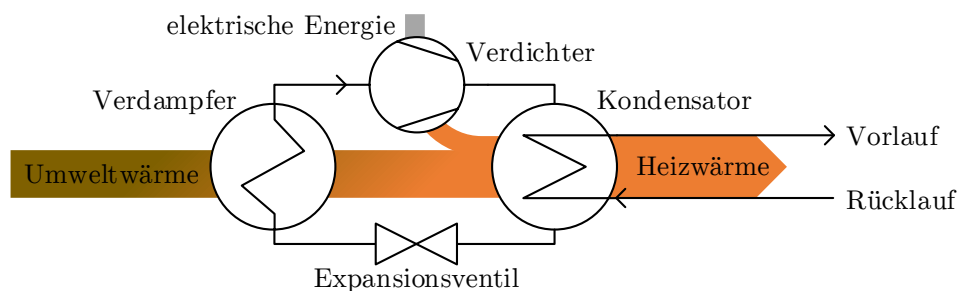
Der Abruf der Flexibilitäten selbst kann auf zwei verschiedene Arten erfolgen. Zum einen anreizbasiert, wobei die Steuerung dezentral stattfindet, wie dies für einen Markt der Fall ist. Zum Anderen direkt, durch eine übergeordnete Instanz. Auf Lasten bezogen wären dies Demand Response (DR), also die Reaktion auf einen Anreiz wie bspw. ein Preissignal, oder Demand Side Management (DSM), bei dem die Last direkt gesteuert wird. Je nach Anwendungszweck können jedoch bestimmte Verfahren ausgeschlossen werden.

Beim Einsatz von Flexibilitäten ist anzumerken, dass eine flexible Fahrweise von Flexibilitätsoptionen zum einen zu Effizienzverlusten führen kann, aber auch positive Auswirkungen auf die Energieeffizienz möglich sind [4]. Effizienzeinbußen und Verluste durch Speicherung sind hier jedoch vorherrschend. Gerade im Bereich der Lasten ist zu beachten, dass Verbraucher Wärme und Kühlung nach ihrem eigenen Bedarf nutzen können und nicht nur zu Zeiten, zu denen der Einsatz der entsprechenden Flexibilitäten erforderlich wäre.

## 2.6 Grundlagen elektrischer Wärmepumpen

### 2.6.1 Grundlegende Funktionsweise

Zu Heizzwecken werden im Gebäudebereich üblicherweise Kompressionswärmepumpen eingesetzt, welche elektrische Energie zur Bereitstellung der notwendigen technischen bzw. mechanischen Arbeit im Verdichter verwenden. Allgemein transformiert eine WP, unter der Aufwendung von technischer Arbeit, Wärme von einem niedrigen auf ein höheres Temperaturniveau. Dies geschieht mittels eines linksläufigen Kreisprozesses in einem geschlossenen Kreislauf durch Änderung des Aggregatzustandes eines Arbeitsmediums, auch Kühlmittel genannt. Das Arbeitsmedium wird durch Expansion unter die Umgebungstemperatur abgekühlt und nimmt so im Verdampfer Wärme von der Umwelt auf. Im Verdichter wird dieses anschließend auf ein Temperaturniveau gebracht, welches über dem der Wärmesenke liegt. Dies führt im Kondensator zu einem Wärmestrom und somit zur Abgabe von Heizwärme [78]–[80]. Abbildung 2.9 verdeutlicht diesen Prozess.



**Abbildung 2.9:** Funktionsschema einer elektrischen Kompressionswärmepumpe

Zur Bewertung der Effizienz von WP werden zwei Kenngrößen verwendet. Die Leistungszahl beschreibt im Heizbetrieb (H) das Verhältnis von thermisch abgegebener Leistung  $\dot{Q}_{WP,H}$  zu elektrisch aufgenommener Leistung  $P_{WP,H}$  und wird auch als Coefficient of Performance ( $COP$ ) bezeichnet.

$$COP = \frac{\dot{Q}_{WP,H}}{P_{WP,H}} = \frac{\dot{Q}_{amb} + P_{WP,H}}{P_{WP,H}} \quad (2.6-1)$$

Die thermisch abgegebene Leistung setzt sich aus der elektrischen Leistung und der von der Umgebung aufgenommenen Wärmeleistung  $\dot{Q}_{amb}$  zusammen. Zum Vergleich von WP untereinander sind hierzu nach DIN EN 14511 bestimmte Betriebspunkte in Bezug auf Wärmeequell- und -senktemperatur definiert [81]. Zur Bewertung der energetischen Effizienz wird der Seasonal Coefficient of Performance ( $SCOP$ ), auch Jahresarbeitszahl (JAZ)



genannt, herangezogen. Er beschreibt das Verhältnis von abgegebener Wärme  $Q_{WP,H}$  zu aufgenommener elektrischer Energie  $E_{WP,H}$  [80].

$$SCOP = \frac{Q_{WP,H}}{E_{WP,H}} \quad (2.6-2)$$

Wärmepumpen stellen eher eine Effizienztechnologie als eine EE-Quelle dar, die es ermöglicht, Umweltwärme auf einem niedrigen Temperaturniveau nutzbar zu machen [48]. Die Effizienz hängt, basierend auf dem Carnot-Prozess, direkt von der Temperaturdifferenz  $\Delta\theta$  ab [78]. Diese bestimmt sich aus der Wärmequelleneintritts- und der Wärmesenkenaustrittstemperatur. Da die Quelltemperatur grundsätzlich nicht beeinflussbar ist, sondern von dem jeweiligen Quellmedium und den aktuellen Umweltbedingungen abhängig ist, stellt die auf der Wärmesenkenseite notwendige Temperatur die entscheidende Größe der Effizienz dar. Daher sind geringe Vorlauftemperaturen im Heizbetrieb anzustreben.

Werden Wärmepumpen reversibel, also auch zur Temperierung im Kühlbetrieb (K), eingesetzt, so wird die Leistungszahl in diesem Betriebsbereich als Energy Efficiency Ratio (*EER*) bezeichnet. Sie bestimmt sich aus dem Verhältnis von Kühlleistung  $\dot{Q}_{WP,K}$  zur elektrisch aufgenommenen Leistung  $P_{WP,K}$  [82].

$$EER = \frac{\dot{Q}_{WP,K}}{P_{WP,K}} \quad (2.6-3)$$

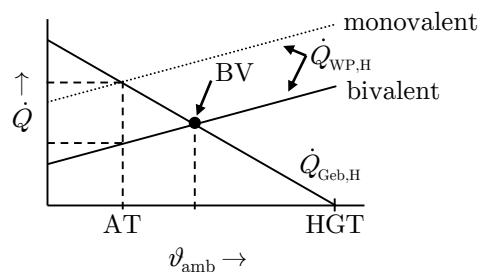
Die energetische Effizienz des Kühlbetriebs, die Seasonal Energy Efficiency Ratio (*SEER*), berechnet sich aus der aufgenommenen Wärmemenge  $Q_{WP,K}$  und der aufgenommenen elektrischen Energie  $E_{WP,K}$ .

$$SEER = \frac{Q_{WP,K}}{E_{WP,K}} \quad (2.6-4)$$

### 2.6.2 Arten, Betriebsweisen und Dimensionierung

Elektrische Kompressionswärmepumpen werden nach Art der genutzten Wärmequelle (Luft, Wasser, Sole) und -senke (Wasser, Luft) unterschieden [83]. Da Luft-Wasser (LW)-WP sowohl den größten Anteil am Bestand sowie Absatz ausmachen, beschränken sich die folgenden Betrachtungen auf diese Technologie. LWWP erreichen eine durchschnittliche JAZ von 2,9 im Bestand und 3,2 bei Neuanlagen [13], [84]. Die Anforderung des Erneuerbare-Energien-Wärme-gesetz (EEWärmeG) liegt bei 3,5 für Neubauten und 3,3 im Bestand. Wird neben Heizwärme (HW) auch Warmwasser (WW) bereitete sinkt die Anforderung um den Wert 0,2 [85].

Grundsätzlich existieren zwei Betriebsweisen, der monovalente und der bivalente Betrieb [78], [86]. Bei der monovalenten Betriebsweise wird die WP so dimensioniert, dass sie als alleiniger Wärmeerzeuger den Wärmebedarf deckt. Somit liegt der Bivalenzpunkt (BV), der den Schnittpunkt von thermischer Leistungsabgabe der Wärmepumpe  $\dot{Q}_{WP,H}$  und Heizlast des Gebäudes  $\dot{Q}_{Geb,H}$  darstellt, bei der Auslegungstemperatur (AT)<sup>1</sup>. Liegt die dem BV entsprechende Temperatur oberhalb der AT spricht man von bivalenter Betriebsweise, bei der die WP nur im Bereich zwischen BV und Heizgrenztemperatur (HGT) als alleiniger Wärmeerzeuger fungiert (siehe Abbildung 2.10). Unterhalb des BV kommt ein zweiter Wärmeerzeuger im Alternativ- oder Parallelbetrieb zum Einsatz, um die Heizlast zu decken. Bei Außentemperaturen  $\vartheta_{amb}$  größer der HGT besteht kein Heizwärmebedarf.



**Abbildung 2.10:** Beispiel monovalenter und bivalenter Betriebsweise einer WP

LWWP werden üblicherweise bivalent parallel mit einem elektrischen Heizstab als zweiten Wärmeerzeuger und daher monoenergetisch betrieben. Die Steuerung von WP erfolgt in der Regel wärmegeführt, was bedeutet, dass der Einsatz dem Bedarf folgt. Führungsgröße hierfür ist die Soll-Vorlauftemperatur die unter dem Toleranzband einer Hysterese<sup>2</sup> eingehalten wird. Diese Solltemperatur ist für die WW-Bereitung fest und für die Bereitstellung von HW abhängig von der Außentemperatur. Seit einigen Jahren stehen neben den in der Vergangenheit eingesetzten fix-speed WP auch leistungsgeregelte WP zur Verfügung, welche nicht nur über eine Ein/Aus Steuerung verfügen und somit eine bessere Anpassung an den aktuellen Bedarf ermöglichen. Zusätzlich wird Raum für den wirtschaftlichen Einsatz von LWWP in monovalenter Betriebsweise geschaffen. Der reversible Einsatz von WP zur Kühlung ist erst in den letzten Jahren im Neubaubereich erfolgt.

Bei der Dimensionierung der Wärmepumpe sind folgende Punkte zu berücksichtigen: Art der Wärmepumpe, Heizleistung und Wärmebedarf bei Auslegungstemperatur, Bedarfsart (HW und/oder WW), notwendige Vorlauftemperatur der Wärmesenke sowie Dimensionierung des thermischen Speichers. Bei der Bestimmung der notwendigen Leistung der

<sup>1</sup>Die AT beschreibt diejenige Temperatur, auf die das Heizsystem dimensioniert wird. Bei der Berechnung der Norm-Wärmeverluste wird die Norm-Außentemperatur angesetzt [87].

<sup>2</sup>Typische Werte sind  $\pm 2$  K für HW und  $-2$  K für WW bezogen auf die Solltemperatur.

WP war in der Vergangenheit der Heizwärmebedarf (HWB) der entscheidende Faktor. Durch sinkenden HWB im Neubaubereich kann der WW-Bedarf zum entscheidenden Faktor der Dimensionierung werden und bestimmt damit maßgeblich die Gesamteffizienz. Benötigen herkömmliche Radiator-Heizsysteme noch Vorlauftemperaturen von etwa 65 °C, ermöglichen Niedertemperaturheizkörper mit ca. 45 °C oder Flächenheizsysteme, wie Fußbodenheizungen mit etwa 35 °C, weitaus höhere Jahresarbeitszahlen. Niedertemperaturheizkörper sind im Vergleich zu Fußbodenheizungen, unter sonst gleichen Randbedingungen, nur unwesentlich schlechter und ermöglichen daher auch den Einsatz von WP im Gebäudebestand [48]. Für die Bereitung von WW werden höhere Temperaturen von bis zu 60 °C benötigt<sup>3</sup>. Herkömmliche WP erreichen aufgrund der eingesetzten Arbeitsmittel maximale Vorlauftemperaturen zwischen 55 °C und 65 °C [88].

Der Einsatz und die Dimensionierung von thermischen Speichern, in Kombination mit WP, hängt von der jeweils verwendeten Art des Heizsystems und der Betriebsweise der Wärmepumpe sowie dem Einsatz der Wärmepumpe als Flexibilität ab. Aufgrund der großen thermischen Trägheit kommen Flächenheizsysteme ohne oder mit sehr kleinen Speichern aus, die eher als hydraulische Weiche wirken. Diese dient der Entkopplung der unterschiedlich großen Massenströme der Wärmesenkenseite der WP und des Heizsystems. Um ein häufiges Ein- und Ausschalten der WP bei Radiatorsystemen zu vermeiden werden dort größere Speichervolumina eingesetzt. Auch die Forderung der Technische Anschlussbedingungen (TAB) an die maximale Anzahl an Einschaltvorgängen, von drei bzw. sechs Mal pro Stunde, bedingt eine entsprechende Auslegung des thermischen Speichers [89].

Bereits heute werden WP als netzdienliche, flexible Verbraucher im Sinne des § 14a EnWG eingesetzt [63]. Dies wird auch als EVU<sup>4</sup>-Sperrung bezeichnet. Hierzu werden spezielle Tarife mit verminderten Netzentgelten angeboten. WP dürfen auf dieser Grundlage drei Mal pro Tag für jeweils maximal zwei Stunden abgeschaltet werden. In Erweiterung dazu bietet das SmartGrid Ready (SG Ready)-Label weitere Steuerungsmöglichkeiten. Hier müssen Heizwärmepumpen über einen Regler verfügen, der folgende vier Betriebszustände abdeckt [90], [91]: *Abschaltung* (Äquivalent zur heutigen EVU-Sperrung), *Normalbetrieb* (wärmegeführt), *Einschaltempfehlung*, *Einschaltbefehl* (verstärkter Betrieb, Option auf Heizstabeinsatz). Auch das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende schafft durch Smart-Meter, mit 15 minütiger Zählerstandsgangmessung statt der Anwendung von temperaturabhängigen Lastprofilen (TLP), weitere Voraussetzungen für den verstärkten Einsatz der Flexibilität von WP [92].

---

<sup>3</sup>Nach DVGW Arbeitsblatt W 551 ist der gesamte WW-Inhalt zur Vermeidung von Legionellenbildung einmal am Tag auf  $\geq 60$  °C zu erwärmen.

<sup>4</sup>Energieversorgungsunternehmen (EVU).



## 3 Systemdefinition und Modellierung

### 3.1 Definition der Energiezellen

#### 3.1.1 Energiezelle Haushalt

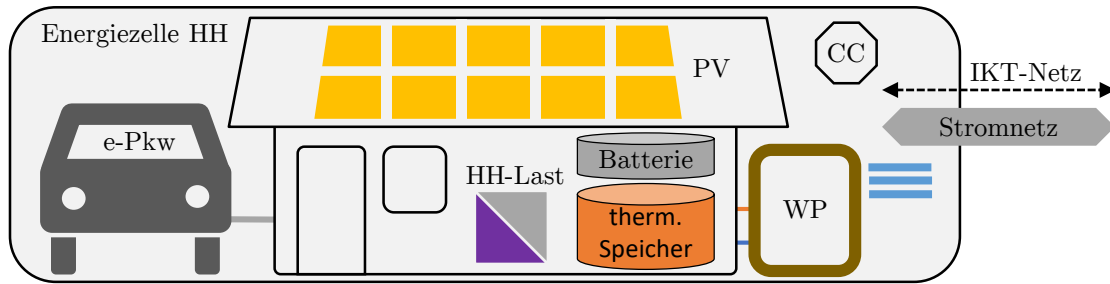
Basierend auf den Überlegungen in Abschnitt 2.4 werden im Folgenden vier Typen von Haushalts (HH)-Energiezellen definiert, welche die kleinste Betrachtungsebene im hier aufgebauten Zellularen System darstellen. Ein Trend zu diesen zeichnet sich schon heute durch Eigenverbrauchsoptimierung bei HH mit PV-Anlage und Batteriespeicher ab. Alle Zellen verfügen über einen Netzanschluss an das NS-Netz, eine IKT-Infrastruktur, einen Zellcontroller (CC) als Regel- und Steuereinheit sowie über typische HH-Lasten. Auf eine Betrachtung der Zellen ohne Netzanschluss wird aufgrund der dafür notwendigen Überdimensionierung des Systems und der Bereithaltung von Backup-Systemen verzichtet. Als Energieträger werden lediglich Strom und Wärme detailliert betrachtet. Eine Kopplung zum Energieträger Gas findet keine Berücksichtigung.

Der Basis Haushaltstyp, Typ 0, verfügt lediglich über HH-Lasten und stellt den heutigen Standardtyp dar. Typ I verfügt zusätzlich über eine PV-Anlage und Typ II über eine elektrische Wärmeversorgung mittels WP, welche sowohl für die Wohnraumheizung als auch für die WW-Bereitung genutzt wird. Optional ist die WP auch für Kühlzwecke einsetzbar, was gerade im Neubaubereich eine immer größere Rolle spielt. Typ III spiegelt die Kombination der beiden vorangegangene Typen wider. Elektrische Batteriespeicher und elektrische Personenkraftwagen (e-Pkw) stellen Erweiterungen der Zellen dar und werden somit nicht als eigene Zelltypen definiert<sup>5</sup>. Weitere Wandler und Speicher finden keine Berücksichtigung. Einen Überblick über die Zelltypen bietet Tabelle 3.1.

**Tabelle 3.1:** Haushalts-Zellentypen und deren Ausstattung

Typ	HH-Last	PV	Batterie	WP	therm. Speicher	e-Pkw
Typ 0	x					(x)
Typ I	x	x	(x)			(x)
Typ II	x			x	x	(x)
Typ III	x	x	(x)	x	x	(x)

<sup>5</sup>Zur Kennzeichnung der Erweiterungen werden die Namenszusätze «b» für Batteriespeicher und «e» für e-Pkw verwendet.

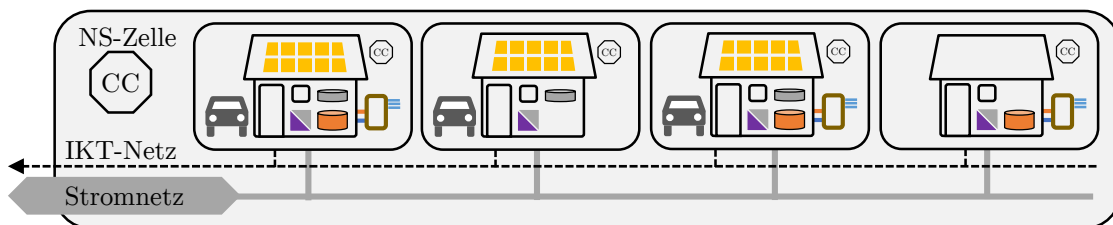


**Abbildung 3.1:** Aufbau und Komponenten der HH-Energiezelle Typ IIIbe

Der Aufbau einer Energiezelle ist beispielhaft für den Typ IIIbe in Abbildung 3.1 dargestellt, welcher die vorhandenen Komponenten sowie Netzanbindungen verdeutlicht.

### 3.1.2 Energiezelle Niederspannungsnetz

Die den Haushalten übergeordnete Zellebene wird auf die Ausdehnung eines NS-Netzes festgelegt und folgend als NS-Zelle bezeichnet. Die Anzahl der untergeordneten HH-Zellen und deren Typ ist nicht fest definiert und kann variieren. Die beiden in Abbildung 3.2 dargestellten Netze verbinden die Haushalte miteinander. Die übergeordnete Regelung der Zelle übernimmt wiederum ein entsprechender CC.



**Abbildung 3.2:** Beispielhafter Aufbau einer NS-Zelle

Der CC bietet hier zum einen die Möglichkeit untergeordnete Zellen zentral zu steuern. Zum anderen kann dieser auch als Nachfrager von Flexibilitäten der untergeordneten HH-Zellen fungieren oder deren Flexibilität aggregiert einer übergeordneten oder gleichgestellten Zelle anbieten. Nach dem Leitbild des *Zellularen Ansatzes* versuchen die HH-Zellen zuerst sich selbst bestmöglich wirtschaftlich zu optimieren und zudem sich auszugleichen um möglichst wenig Probleme an die übergeordnete Ebene weiterzugeben. Zusätzlich können sie Flexibilität für verschiedene Anwendungszwecke an die NS-Zelle bereitstellen.

Auf eine zusätzliche Berücksichtigung weiterer Formen von Energiezellen innerhalb der NS-Zellen, einer Modellierung weiterer Wandler sowie der thermischen Kopplung der Zellen, wurde aus Gründen der Komplexitätsreduktion verzichtet.

## 3.2 Modellierung der abführenden Wandler

### 3.2.1 Haushaltslasten

Zur Nachbildung von Haushaltslasten existieren verschiedenste Methoden. Hierzu zählen Standardlastprofile (SLP), gemessene oder synthetische Lastprofile [93]–[97]. Letztere sind unter anderem in parametrische, black-box oder probabilistische Modelle zu unterscheiden. Um dem heterogenen Charakter verschiedenster Haushalte gerecht zu werden, wurde ein probabilistischer Ansatz gewählt. Den grundlegenden, hier verwendeten, Ablauf zur Generierung von HH-Lastprofilen zeigt Abbildung 3.3.

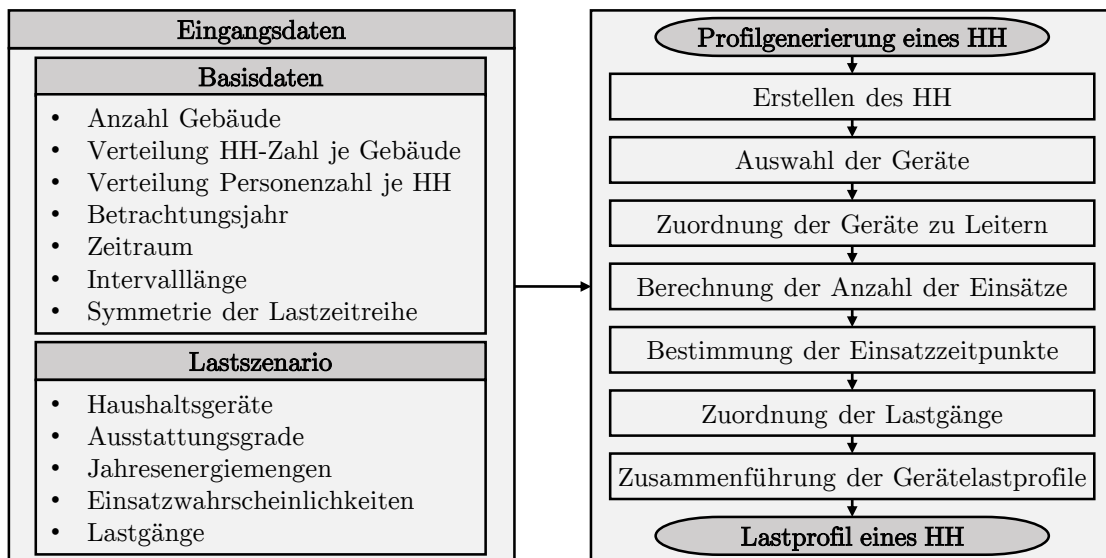
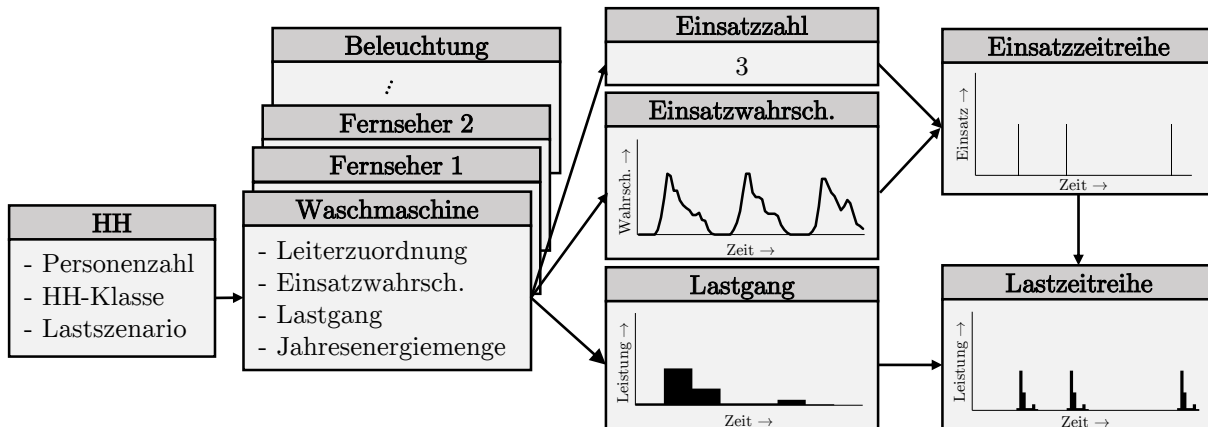


Abbildung 3.3: Ablauf der Generierung von HH-Lastprofilen

Die Eingangsdaten bilden die Grundlage zur Bestimmung der einzelnen Zeitreihen und setzen sich aus den Basisdaten und dem Lastszenario zusammen. Erstere beschreiben das Betrachtungsjahr, die Wohnstruktur und die Auflösung der Zeitreihen. Das Lastszenario beinhaltet gerätespezifische Eingangsdaten. Diese setzen sich aus Ausstattungsgrad, Jahresenergiemenge je Gerät, Einsatzwahrscheinlichkeiten und dem gerätespezifischen Lastgang zusammen. Ausgehend von den Basisdaten wird für jedes Gebäude eine Anzahl an HH und Personenzahlen festgelegt. Die daraus resultierenden HH werden einer von sechs HH-Klassen zugeordnet. Es wird zwischen Ein-/Zweifamilienhäusern (EFH/ZFH), Mehrfamilienhäusern (MFH) sowie zwischen den HH-Größen Ein-, Zwei-, Drei- und Vier+-Personen-HH unterschieden. Entsprechend des Betrachtungsjahres sowie der HH-Klasse wird anhand der Ausstattungsgrade des Lastszenarios die Anzahl der Geräte für jeden HH definiert. Jedes dieser Geräte wird entsprechend der Anschlusseigenschaften einem oder

mehreren Leitern zugeordnet. Aus der Jahresenergiemenge je Gerät und dem gerätespezifischen Lastgang bestimmt sich die Anzahl an Einsätzen eines Gerätes über ein Jahr. Basierend auf den Einsatzwahrscheinlichkeiten werden die Geräteeinsätze stochastisch bestimmten Zeitpunkten zugeordnet. Zu diesen erfolgt der Einsatz des Gerätes mit dem vordefinierten Gerätelastgang. Abbildung 3.4 veranschaulicht dieses Vorgehen graphisch.



**Abbildung 3.4:** Schematische Darstellung der Generierung eines Geräteprofils am Beispiel Waschmaschine

Die Zuordnung eines HH zu einer der sechs HH-Klassen erfolgt anhand der Daten des Mikrozensus [98]. Das Lastszenario wird durch das Betrachtungsjahr sowie die HH-Klasse festgelegt [99]. Aus diesem ergeben sich die gerätespezifischen Parameter. Tabelle 3.2 zeigt die für HH berücksichtigten Geräte<sup>6</sup>.

**Tabelle 3.2:** Übersicht der HH-Geräte nach Art der Profilerzeugung

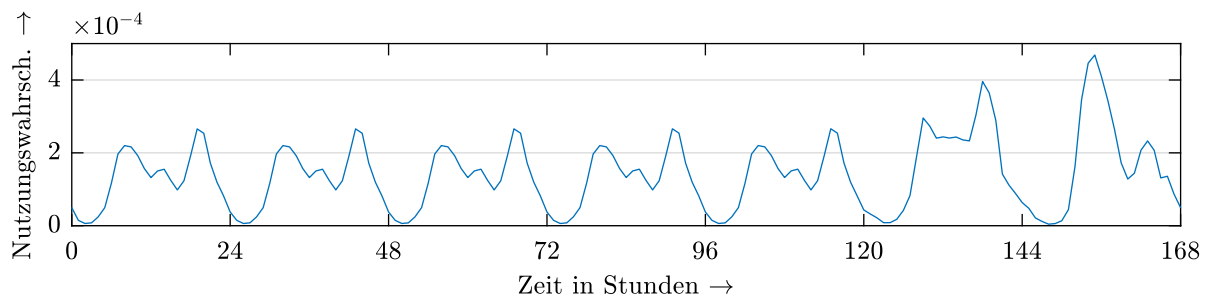
Art des Profils	Geräte
probabilistisch	Kühlschrank, Gefrierschrank, Waschmaschine, Wäschetrockner, Geschirrspüler, Fernseher, Musikanlage (Hi-Fi), Videorecorder, PC, Beleuchtungsmittel, Herd, Ofen, Stromdirektheizung
SLP	Sonstige

Das Gerät „Sonstige“, was alle nicht explizit aufgeführten Geräte zusammenfasst, wird als SLP generiert. Dies erfolgt durch Multiplikation der Einsatzwahrscheinlichkeiten des Standardprofils für sonstige Lasten mit der entsprechenden Jahresenergiemenge. Alle weiteren Geräte werden dem Haushalt anhand der Ausstattungsgrade des gewählten Lastszenarios

<sup>6</sup>Auf eine Berücksichtigung der gebäudespezifischen elektrischen Geräte wie Klimaanlage, Lüftung, Durchlauferhitzer, Boiler, WP, Nachtspeicherheizung (NSH) und Umwälzpumpe wurde an dieser Stelle bewusst verzichtet. Grundsätzlich sind diese über die gleiche Methodik darstellbar. Bestimmte Technologien werden nachfolgend detaillierter betrachtet (siehe Abschnitt 3.2.2).

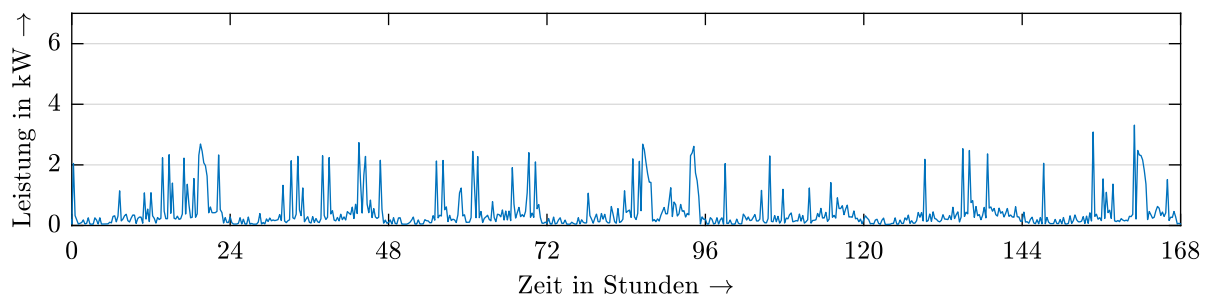


zugeordnet [100]. Das bedeutet, dass ein HH über kein, ein oder mehrere gleiche Geräte verfügen kann. Jedes dieser Geräte wird, je nach Gerätetyp, einem oder mehreren Leitern zugeordnet, um unsymmetrische Verbraucher nachzubilden. Jedem Gerät ist, basierend auf dem Lastszenario, ein Jahresenergieverbrauch sowie ein Lastgang zugeordnet [99], [101]–[104]. Aus der Division von Jahresenergieverbrauch und Energiemenge des Lastgangs ergibt sich die Anzahl der Nutzungen (Einsatzzahl). Die Zuordnung dieser Nutzungen zu Zeitpunkten erfolgt anhand von Einsatzwahrscheinlichkeiten. Grundlage hierfür sind die zeitlich differenzierten Geräteverbräuche aus [105]. Um die sehr grobe Differenzierung der Datenbasis von nur drei Typtagen (Mo-Fr, Sa, So) und zwei Jahreszeiten (Sommer, Winter) zu erweitern, wurde ein Ansatz in Anlehnung an die Dynamisierung des SLP-H0 für HH des BDEW gewählt [106]. Hierzu dient ein Polynom 7. Grades welches die jahreszeitliche Änderung des Energiebedarfes jedes einzelnen Gerätes dynamisch über den Jahresverlauf für jeden Typtag sowie jede Tageszeit im Viertelstundenraster nachbildet [107]. Abbildung 3.5 zeigt beispielhaft das Ergebnis der Dynamisierung für eine Waschmaschine.



**Abbildung 3.5:** Einsatzwahrsch. einer Waschmaschine über eine Woche bezogen auf ein Jahr

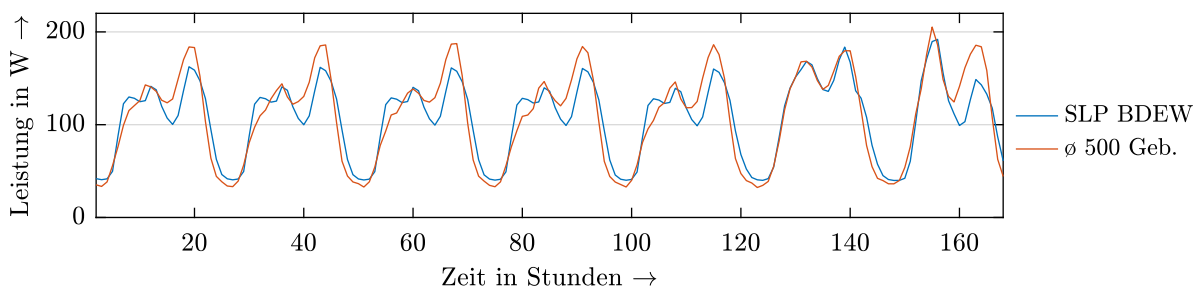
Anhand der Einsatzwahrscheinlichkeiten werden die Einsatzzeitpunkte der Geräte bestimmt und die Lastgänge zugeordnet. Aus der Summe der einzelnen Gerätelastgänge ergibt sich der gesamte Lastgang eines HH, wie in Abbildung 3.6 dargestellt.



**Abbildung 3.6:** Lastzeitreihe eines 3-Pers. HH des Typ 0 in einem EFH über eine Woche

Die Ausgabe der Zeitreihen erfolgt entsprechend der Symmetrievorgabe der Lastzeitreihe dreiphasig symmetrisch oder unsymmetrisch. Die Intervalllänge der Ausgabe der Lastzeitreihe ist frei wählbar. Im Folgenden wird vereinfachend von einer symmetrischen Belastung ausgegangen. Zur Bestimmung der Blindleistung wurde für jedes Gerät ein fester Leistungsfaktor angenommen [108]. Die Generierung erfolgt immer über ein ganzes Jahr. Bei einem kleiner gewählten Zeitraum wird dieser entsprechend aus dem Jahresprofil ausgeschnitten, um die vorgegebene Verteilung über ein Jahr nicht zu verzerren.

Zur Verifikation des Lastmodells wurde unter anderem das SLP-H0 des BDEW herangezogen<sup>7</sup>. Der Vergleich der beiden Lastprofile in Abbildung 3.7 zeigt eine qualitativ gute Näherung des probabilistischen Profils für ein großes Kontingent an HH. Die abendlichen Lastspitzen der Wochentage sowie die des Sonntags übersteigen die des SLP, was jedoch eine Abschätzung auf der sicheren Seite impliziert. Nachts werden die Lasten tendenziell leicht unterschätzt. Ein Vergleich der resultierenden Energiemengen der sechs Haushaltsklassen zeigte gute Übereinstimmungen zu unterschiedlichen Erhebungen [103], [107], [109].



**Abbildung 3.7:** Vergleich eines Durchschnittslastprofils von 500 Gebäuden mit dem BDEW SLP über eine Woche (normiert auf 1000 kWh/a)

Da im Rahmen dieser Arbeit das Flexibilitätspotential von HH-Lasten als eher gering eingestuft wird, werden diese im Folgenden als unflexibel angesehen. Verschiedene Studien ordnen Haushalten zwar ein nicht zu vernachlässigendes Potential zu, dieses besteht jedoch zum größten Teil aus gebäudespezifischen Lasten, wie NSH, WP oder Klimatisierung [15], [110], [111]. Diese Geräte fallen in der vorliegenden Lastgliederung jedoch nicht unter HH-spezifische Lasten. Zudem beziffern die meisten Studien theoretische Potentiale. Die für HH-Lasten realisierbaren Potentiale, gerade im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit und Akzeptanz der Nutzer, sind als eher gering zu beziffern [112], [113]. Besonders Akzeptanzprobleme durch Nutzungseinschränkung werden als Hemmnis gesehen.

<sup>7</sup>Sonderanwendungen wie beispielsweise elektrische Heizungen sind kein Bestandteil des SLP-H0. Für NSH und WP existieren eigene temperaturabhängige SLP.

### 3.2.2 Wärmepumpensysteme

#### 3.2.2.1 Wärmepumpe

Eine Modellierung von WP ist mittels physikalischer sowie mathematischer Modelle möglich. Durch physikalische Modelle kann das Systemverhalten exakt nachgebildet werden, was jedoch eine sehr detaillierte Kenntnis der einzelnen Komponenten erfordert und einen hohen Rechenaufwand bedingt [114]. Diese Modelle dienen der Untersuchung von Parametervariationen der Komponenten und des exakten thermodynamischen Verhaltens. Die Genauigkeit dieser Modelle liegt, bei detaillierter Berücksichtigung aller Parameter, im Vergleich zu realen Messungen bei über 90 % [24]. Herstellerangaben in Datenblättern bieten in der Regel jedoch nicht die notwendige Detailtiefe. Im Gegensatz dazu ermöglichen mathematische Modelle das Verhalten von WP ohne detaillierte Kenntnis der mechanischen sowie thermodynamischen Eigenschaften auf Basis empirischer Systemmodelle abzubilden. Ein allgemein tolerierbarer Fehler von 10 % wird auch von diesen Modellen eingehalten [115]. Daher wird im Folgenden die Nachbildung einer drehzahlstarrten (fix-speed) WP mittels eines mathematischen Modells vorgenommen, welches durch Betriebspunkte in Datenblättern parametrierbar ist.

Unter der Verwendung quadratischer Polynomfunktionen wird das stationäre elektrische und thermische Verhalten der WP in Abhängigkeit der Außentemperatur  $\vartheta_{\text{amb}}$  (Eintrittstemperatur am Verdampfer) und der Vorlauftemperatur  $\vartheta_{\text{VL}}$  (Austrittstemperatur am Kondensator) wiedergegeben. Diese Form der Polynomfunktion findet in der Literatur häufig Anwendung zur Nachbildung des Verhaltens von WP mittels mathematischer Modelle [24], [116], [117]. Gleichung (3.2-1) und Gleichung (3.2-2) beschreiben die Zusammenhänge bezogen auf die thermische Leistungsabgabe der Wärmepumpe im Normpunkt<sup>8</sup>  $\dot{Q}_{\text{WP,H,n}}$  nach EN 14511 [81]. Der Bezug auf die Norm-Wärmeleistung dient der späteren Skalierbarkeit des Modells auf unterschiedliche Leistungsklassen der WP [24].

$$\frac{\dot{Q}_{\text{WP,H}}}{\dot{Q}_{\text{WP,H,n}}} = k_{0,\text{H}}^{\text{th}} + k_{1,\text{H}}^{\text{th}} \cdot \vartheta_{\text{VL}} + k_{2,\text{H}}^{\text{th}} \cdot \vartheta_{\text{amb}} + k_{3,\text{H}}^{\text{th}} \cdot (\vartheta_{\text{VL}})^2 + k_{4,\text{H}}^{\text{th}} \cdot \vartheta_{\text{VL}} \cdot \vartheta_{\text{amb}} + k_{5,\text{H}}^{\text{th}} \cdot (\vartheta_{\text{amb}})^2 \quad (3.2-1)$$

$$\frac{P_{\text{WP,H}}}{\dot{Q}_{\text{WP,H,n}}} = k_{0,\text{H}}^{\text{el}} + k_{1,\text{H}}^{\text{el}} \cdot \vartheta_{\text{VL}} + k_{2,\text{H}}^{\text{el}} \cdot \vartheta_{\text{amb}} + k_{3,\text{H}}^{\text{el}} \cdot (\vartheta_{\text{VL}})^2 + k_{4,\text{H}}^{\text{el}} \cdot \vartheta_{\text{VL}} \cdot \vartheta_{\text{amb}} + k_{5,\text{H}}^{\text{el}} \cdot (\vartheta_{\text{amb}})^2 \quad (3.2-2)$$

---

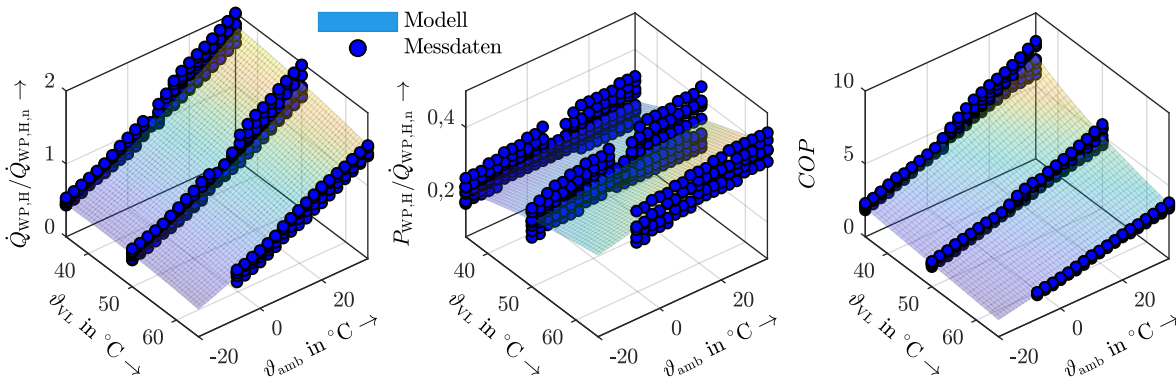
<sup>8</sup> $\vartheta_{\text{amb}} = 7 \text{ °C}$  und  $\vartheta_{\text{VL}} = 35 \text{ °C}$ .

Die Bestimmung der Koeffizienten  $k$  erfolgt mittels Regressionsanalyse auf Basis von Betriebspunkten mehrerer Anlagen eines Herstellers (siehe Abschnitt 14.1 im Anhang) [118]–[120]. Die Verwendung von auf die Norm-Wärmeleistung bezogenen Betriebspunkten als Eingangsdaten ermöglicht eine Leistungsklassen übergreifende Nutzung von Betriebspunkten zur Bestimmung der Koeffizienten. In Anlehnung an die Betriebsgrenzen der dem Modell zugrundeliegenden WPs sind die Modellrestriktionen aus Gleichung (3.2-3) einzuhalten.

$$20 \text{ °C} \leq \vartheta_{\text{VL}} \leq 65 \text{ °C} \quad (3.2-3a)$$

$$-20 \text{ °C} \leq \vartheta_{\text{amb}} \leq 35 \text{ °C} \quad (3.2-3b)$$

Eine getrennte Berücksichtigung von Abtauvorgängen wird nicht vorgenommen, da diese bereits, in den dem Modell zugrunde liegenden Betriebspunkten nach EN 14511, enthalten sind. Abbildung 3.8 veranschaulicht das Modell für den Heizbetrieb. Die Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme (RSME) beträgt im Heizbetrieb 0,0912 für die thermischen Leistungsabgabe und 0,0336 für die elektrische Leistungsaufnahme.



**Abbildung 3.8:** Vergleich des WP-Modells im Heizbetrieb mit Messdaten realer Anlagen

Das gleiche Vorgehen wurde auch zur Modellierung des Verhaltens im Kühlbetrieb verwendet. Daraus ergeben sich die beiden folgenden Gleichungen.

$$\begin{aligned} \frac{\dot{Q}_{\text{WP,K}}}{\dot{Q}_{\text{WP,H,n}}} &= k_{0,\text{K}}^{\text{th}} + k_{1,\text{K}}^{\text{th}} \cdot \vartheta_{\text{VL}} + k_{2,\text{K}}^{\text{th}} \cdot \vartheta_{\text{amb}} + k_{3,\text{K}}^{\text{th}} \cdot (\vartheta_{\text{VL}})^2 \\ &+ k_{4,\text{K}}^{\text{th}} \cdot \vartheta_{\text{VL}} \cdot \vartheta_{\text{amb}} + k_{5,\text{K}}^{\text{th}} \cdot (\vartheta_{\text{amb}})^2 \end{aligned} \quad (3.2-4)$$

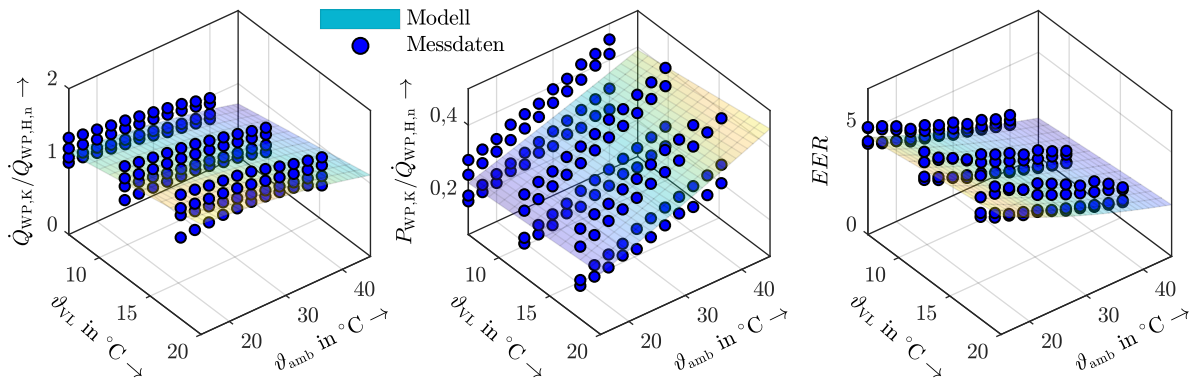
$$\begin{aligned} \frac{P_{\text{WP,K}}}{\dot{Q}_{\text{WP,H,n}}} &= k_{0,\text{K}}^{\text{el}} + k_{1,\text{K}}^{\text{el}} \cdot \vartheta_{\text{VL}} + k_{2,\text{K}}^{\text{el}} \cdot \vartheta_{\text{amb}} + k_{3,\text{K}}^{\text{el}} \cdot (\vartheta_{\text{VL}})^2 \\ &+ k_{4,\text{K}}^{\text{el}} \cdot \vartheta_{\text{VL}} \cdot \vartheta_{\text{amb}} + k_{5,\text{K}}^{\text{el}} \cdot (\vartheta_{\text{amb}})^2 \end{aligned} \quad (3.2-5)$$

Dabei müssen die Betriebsgrenzen nach Gleichung (3.2-6) eingehalten werden.

$$7 \text{ °C} \leq \vartheta_{VL} \leq 20 \text{ °C} \quad (3.2-6a)$$

$$15 \text{ °C} \leq \vartheta_{amb} \leq 45 \text{ °C} \quad (3.2-6b)$$

Auch für den Kühlbetrieb sind die Kühlleistung der Wärmepumpe  $\dot{Q}_{WP,K}$  sowie die elektrische Leistungsaufnahme  $P_{WP,K}$  auf die Norm-Wärmeleistung der WP bezogen. Somit kann das anlagenspezifische Verhalten anhand eines Parameters für beide Betriebsmodi leistungsskalierbar abgebildet werden. Zusätzlich veranschaulicht Abbildung 3.9 das normierte WP-Modell im Kühlbetrieb. Der RSME beträgt im Kühlbetrieb 0,1473 für die thermische Leistungsaufnahme und 0,0708 für die elektrische Leistungsaufnahme. Die Abweichungen zu den realen Messdaten sind für ein Modell, welches keine spezifische Anlage, sondern eine durchschnittliche WP nachbildet, akzeptabel.



**Abbildung 3.9:** Vergleich des WP-Modells im Kühlbetrieb mit Messdaten realer Anlagen

Neben der Nachbildung des thermischen sowie elektrischen Verhaltens der Wärmepumpe ist zudem der Massenstrom des Heizmediums der Bedarfsseite am Kondensator der WP nachzubilden. Dieser ist zur Berechnung der von der WP bereitgestellten Vorlauftemperatur notwendig, da im Betrieb lediglich die Rücklauftemperatur  $\vartheta_{RL}$  als gegebene Größe vorliegt. Der Massenstrom im Normpunkt  $\dot{m}_n$  bestimmt sich auf Basis einer aus Messdaten ermittelten mittleren Temperaturdifferenz im Normpunkt  $\Delta\Theta_n$  von 4,48 K und der spezifischen Wärmekapazität<sup>9</sup>  $c_p$  des Wassers nach Gleichung (3.2-7)<sup>10</sup> [118]–[120].

$$\dot{m}_n = \frac{\dot{Q}_{WP,H,n}}{c_p \cdot \Delta\Theta_n} = 54 \cdot 10^{-6} \frac{\text{kg}}{\text{s} \cdot \text{W}} \cdot \dot{Q}_{WP,H,n} \quad (3.2-7)$$

<sup>9</sup> $c_p = 4182 \text{ Ws}/(\text{kg} \cdot \text{K})$

<sup>10</sup>Vereinfachend wird davon ausgegangen, dass die Dichte von Wasser temperaturunabhängig ist und  $1 \text{ g}/\text{cm}^3$  beträgt.

Im Regelfall wird der Massenstrom  $\dot{m}$  auf der Seite des Kondensators der WP so eingestellt, dass die Temperaturdifferenz  $\Delta\Theta$  zwischen Vor- und Rücklauf 5 K beträgt. Somit ergibt sich dieser in einem beliebigen Betriebspunkt aus Gleichung (3.2-8). Es wird von einer konstanten spezifischen Wärmekapazität des Wassers ausgegangen.

$$\dot{m} = \frac{\dot{Q}_{WP}}{c_p \cdot \Delta\Theta} \quad (3.2-8)$$

Für diesen sind die Grenzen nach Gleichung (3.2-9) einzuhalten. Die Grenzen ergeben sich aus Herstellerspezifischen Daten nach [118]–[120].

$$0,75 \cdot \dot{m}_n \leq \dot{m} \leq 1,25 \cdot \dot{m}_n \quad (3.2-9)$$

Liegt der theoretische Massenstrom außerhalb der Grenzen, wird dieser auf den Grenzwert festgesetzt und die resultierende Vorlauftemperatur sowie thermische Leistung der Wärmepumpe mit gegebenem Massenstrom, aus Kombination von Gleichung (3.2-1) und Gleichung (3.2-8), bestimmt. Gleiches Vorgehen findet auch im Kühlbetrieb Anwendung.

Der Grundbedarf der Wärmepumpe für die interne Steuerung, Regelung und die Sensorik beträgt im vorliegenden Modell 20 W mit einem  $\cos\varphi = 1$ . Befindet sich die WP im Betriebszustand „Ein“ so beträgt der  $\cos\varphi = 0,7$  für die von der WP zusätzlich bezogene elektrische Leistung  $P_{WP,H}$  bzw.  $P_{WP,K}$ . Der Leistungsfaktor ergibt sich aus den Herstellerangaben nach [118]–[120].

### 3.2.2.2 Thermischer Speicher

In der Nah- und Fernwärmeversorgung werden heute fast ausschließlich sensible Wärmespeicher mit dem Speichermedium Wasser eingesetzt. Deshalb beschreibt das verwendete thermische Speichermodell ebenfalls einen sensiblen, wasserbasierten Wärmespeicher als Ein-Zonen-Modell mittels folgender Gleichung.

$$(m \cdot c_p) \cdot \frac{d\vartheta_{SP}}{dt} = \dot{Q}_{SP,in} - \dot{Q}_{SP,out} - (\alpha \cdot A) \cdot (\vartheta_{SP} - \vartheta_{room}) \quad (3.2-10)$$

Diese zeigt die Änderung der Speichertemperatur  $\vartheta_{SP}$  als Funktion der Masse des Speichermediums  $m$ , der spezifischen Wärmekapazität  $c_p$ , dem zugeführten Wärmestrom  $\dot{Q}_{SP,in}$  und dem abgeführten Wärmestrom des Speichers (SP). Der abgeführte Wärmestrom setzt sich aus der durch eine thermische Last abgenommenen Wärmeleistung  $\dot{Q}_{SP,out}$  sowie den Verlusten über die Speicherhülle zusammen. Diese berechnen sich aus dem Produkt

von Wärmeübergangskoeffizient  $\alpha$ , Außenfläche des Speichers  $A$  und der Differenz von Speichertemperatur  $\vartheta_{\text{SP}}$  und der Temperatur des umgebenden Raumes  $\vartheta_{\text{room}}$ .

Es wird von einer zylindrischen Ausführung des Speichers ausgegangen, welche auf allen Seiten isoliert ist. Die Außenfläche des thermischen Speichers berechnet sich somit nach Gleichung (3.2-11).

$$A = 2 \cdot r^2 \cdot \pi + 2 \cdot r \cdot \pi \cdot h \quad (3.2-11)$$

Das Volumen des zylindrischen Speichers ergibt sich entsprechend zu Gleichung (3.2-12).

$$V = r^2 \cdot \pi \cdot h \quad (3.2-12)$$

Das Verhältnis des Radius  $r$  zur Höhe  $h$  des Speichers wird, nach Auswertung mehrerer Speicherdimensionierungen, auf 0,23 festgesetzt [121], [122]. Mit dem angenommenen Verhältnis zwischen Radius und Höhe des Speichers berechnet sich die Höhe des Speichers in Abhängigkeit des Volumens nach Gleichung (3.2-13).

$$h = \sqrt[3]{\frac{V}{(0,23)^2 \cdot \pi}} = \sqrt[3]{\frac{V}{0,0529 \cdot \pi}} \quad (3.2-13)$$

Daraus folgend kann die Fläche des Speichers, in Abhängigkeit des Speichervolumens  $V$  nach Gleichung (3.2-14), angegeben werden.

$$\begin{aligned} A &= 2 \cdot \left( 0,23 \cdot \sqrt[3]{\frac{V}{0,0529 \cdot \pi}} \right)^2 \cdot \pi + 2 \cdot 0,23 \cdot \sqrt[3]{\frac{V}{0,0529 \cdot \pi}} \cdot \pi \cdot \sqrt[3]{\frac{V}{0,0529 \cdot \pi}} \\ &= 0,5658 \cdot \pi \cdot \left( \frac{V}{0,0529 \cdot \pi} \right)^{\frac{2}{3}} \end{aligned} \quad (3.2-14)$$

Die Größendimensionierung des Speichers, anhand des Speichervolumens, dient der Skalierbarkeit. Das maximale Speichervolumen eines Speichers wird aus Größengründen auf 1500 Liter beschränkt. Bei größeren Speichervolumina werden entsprechend mehrere Speicher eingesetzt. Das minimale Speichervolumen eines Speichers wird auf 100 Liter beschränkt. Der Wärmeübergangskoeffizient beträgt  $0,6 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$  [121], [122].

### 3.2.2.3 Wettermodell

Als Datenbasis des Wettermodells dient das Testreferenzjahr (TRY) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für mittlere Witterungsverhältnisse der Klimaregion zwölf (Messstation Mannheim) [123], [124]. Die aus diesem Datensatz verwendeten Größen sind Lufttemperatur, Windgeschwindigkeit sowie direkte und diffuse Bestrahlungsstärke auf die horizontale Fläche. Die Umrechnung in Globalstrahlung auf geneigte Flächen bestimmter Ausrichtung erfolgt anhand [83], [125]. Die Interpolation der Strahlungsdaten von Stundenwerten auf kleinere Zeitintervalle orientiert sich an den Leistungsintegralen der extraterrestrischen Strahlung. Für die Interpolation der Temperaturwerte wird eine lineare Interpolation gewählt.

### 3.2.2.4 Wohngebäude

Zur Abbildung des Gebäudebestandes von Ein-/Zweifamilienhäusern (im Folgenden als Einfamilienhaus (EFH) bezeichnet), sowie des zukünftigen Baustandards, dienen vier geometrisch gleiche Gebäude. Diese unterscheiden sich in ihrer Dämmung sowie den verwendeten Heizsystemen und somit in ihrem jährlichen HWB. Die Zuordnung zu Baujahren erfolgt mittels der auf Verbrauchswerte korrigierten Daten des Institutes für Wohnen und Umwelt [126].

- **EFH-150**: EFH mit einem HWB von  $150 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$  in TRY-Region 12; Repräsentiert den Gebäudebestand zwischen 1920 und 1978.
- **EFH-100**: EFH mit einem HWB von  $100 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$  in TRY-Region 12; Repräsentiert den Gebäudebestand zwischen 1979 und 2001.
- **EFH-60**: EFH mit einem HWB von  $60 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$  in TRY-Region 12; Repräsentiert den Gebäudebestand ab 2002.
- **EFH-30**: EFH mit einem HWB von  $30 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$  in TRY-Region 12; Repräsentiert zukünftige Gebäude.

Unter Berücksichtigung des gesamten in Deutschland vorhandenen Gebäudebestandes im Ein- und Zweifamilienhausbereich, beträgt der durchschnittliche jährliche HWB  $131 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$  [126]. Eine Betrachtung von Gebäuden mit größerem HWB ist, aufgrund der hohen notwendigen Vorlauftemperaturen der entsprechenden Heizsysteme und der daraus resultierenden geringen Effizienz der WP sowie hoher Kosten, nicht Teil der Untersuchungen [4].



Die Modellierung der Gebäude mit einer Wohnfläche von 140 m<sup>2</sup> erfolgt mittels thermischer Ein-Zonen-Modelle. Es wird eine massive Bauweise angenommen. EFH-30 und EFH-60 verfügen über ein Flächenheizsystem (Fußbodenheizung), die beiden weiteren Gebäude über Niedertemperaturradiatoren. Alle weiteren gebäudespezifischen Daten beinhaltet Abschnitt 14.2 im Anhang.

Zur Berechnung des HWB und der Heizleistungen im Jahresverlauf ist eine Auslegung des Heizsystems notwendig. Die Auslegung der Systeme erfolgt anhand der Norm-Heizlast nach DIN EN 12831 [127]. Diese beschreibt den thermischen Leistungsbedarf eines Gebäudes zur Aufrechterhaltung der Raumsolltemperatur unter Norm-Bedingungen. Die Norm-Innentemperatur beträgt dabei 20 °C und die Norm-Außentemperatur im betrachteten Fall -12 °C. Alle thermischen Gewinne durch solare Strahlung, Personen sowie Elektrizität werden vernachlässigt. Die Temperatur-Korrekturfaktoren zur Berechnung der Transmissionswärmeverluste gegen das Erdreich werden nach [87] berechnet. Die daraus folgende Dimensionierung der Heizsysteme beinhaltet Tabelle 3.3.

**Tabelle 3.3:** Heizlasten und Heizsysteme der untersuchten Typgebäude

Parameter	Einheit	Gebäude			
		EFH-30	EFH-60	EFH-100	EFH-150
Norm-Heizlast	kW	3,853	5,852	8,547	11,464
Heizleistung des Heizsystems im Auslegungspunkt	kW	entspricht 1,3 mal der Norm-Heizlast			
Speicherkapazität des Heizsystems	MJ/K	40	40	1,15	1,15
Heizkörperexponent <sup>11</sup>	-	1,1	1,1	1,3	1,3
Design Vorlauftemperatur	°C	35	35	40	40
Design Rücklauftemperatur	°C	30	30	30	30
maximaler Massenstrom des Heizsystems	kg/s	0,184	0,280	0,204	0,274
Bemessungsleistung der Umwälzpumpe	W	30			

Eine Überdimensionierung der Heizleistung des Heizsystems dient der Bereitstellung der notwendigen Heizleistung im Falle einer Aufheizung bei Unterschreitung der Raumrolltemperatur sowie der Aufheizphase nach Raumtemperaturabsenkungen. Der maximale Massenstrom des Heizsystemes bestimmt sich in Anlehnung an Gleichung (3.2-8) auf Basis

<sup>11</sup>Der Heizkörperexponent beschreibt die Änderung in der Wärmeabgabe eines Heizkörpers, wenn die tatsächlichen Wasser- und Raumtemperaturen von den Normbedingungen abweichen.

der Heizlast des Gebäudes und der Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf des Heizsystems unter Designbedingungen.

Die Heizwärmebedarfsberechnung erfolgt als dynamische Jahressimulation unter Berücksichtigung der solaren sowie internen Gewinne auf Basis des in Abschnitt 3.2.2.3 beschriebenen Wettermodells. Zur Bestimmung der Wärmeeinträge durch solare Strahlung werden lediglich Gewinne durch transparente Bauteile, anhand der Fensterflächen, berücksichtigt. Wärmegewinne mittels opaker Bauteile werden vernachlässigt, da diese im Vergleich weitaus geringer ausfallen. Zur Minderung der Überhitzung durch solare Gewinne werden Jalousien mit einem Verschattungsfaktor von 75 % unter folgenden Bedingungen eingesetzt:

- Gesamtstrahlung auf die horizontale Fläche größer als 300 (200) W/m<sup>2</sup>
- Raumtemperatur höher als 23 (22) °C
- Außentemperatur mindestens 10 °C

Alle Bedingungen müssen gleichzeitig zur Verschattung erfüllt sein. Die Werte in Klammern stellen die „Aus“-Bedingungen des Hysteresereglers dar [128].

Zur Berechnung der internen Gewinne durch Personen dient das Personenbelegungsprofil nach [128]. Die Wärmeabgabe pro Person beträgt 60 Watt. Dies entspricht auch der Betrachtung der sensiblen Wärmegewinne nach ISO 7730 und [129]. Die Wärmegewinne durch elektrische Lasten folgen ebenfalls dem Lastprofil nach [128]. Unter der Annahme, dass 58 % der elektrischen Leistung in Wärme umgesetzt werden entspricht dies einem jährlichen Bedarf an elektrischer Energie von 2967 kWh, was einem durchschnittlichen zwei bis drei Personen-Haushalt entspricht [129]–[131].

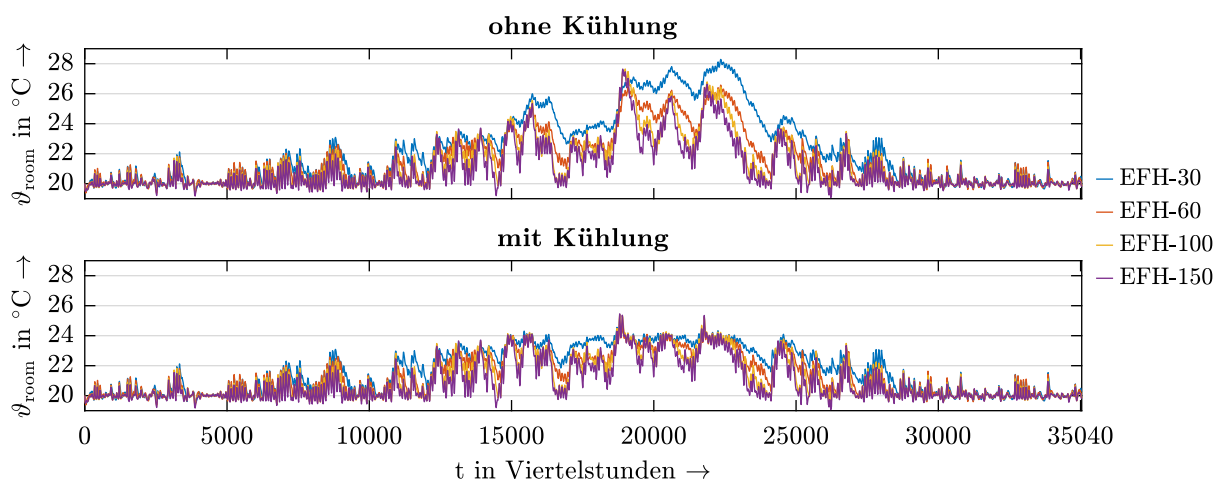
Die angesetzte Luftwechselrate zur Bestimmung der Lüftungswärmeverluste beträgt 0,4 h<sup>-1</sup> und ist auf Undichtigkeiten im Gebäude zurückzuführen [128]. Im Sommer wird zur Reduzierung der Raumtemperatur eine freie Nacht-Lüftung, mittels gekippter Fenster, unter folgenden Bedingungen eingesetzt:

- Uhrzeit zwischen 21:00 und 08:00 Uhr
- 24-Stunden-Mittelwert der Außentemperatur beträgt mindestens 12 °C
- Raumtemperatur ist größer 23 (22) °C
- Außentemperatur ist mindestens 2 K unter der aktuellen Raumtemperatur

Die Luftwechselrate von 0,4 h<sup>-1</sup> wird auch bei freier Nacht-Lüftung als Minimalwert des Luftaustausches angesetzt [128].

Zur Steuerung der thermischen Leistungsabgabe bzw. -aufnahme des Heizsystems im Heiz- bzw. Kühlbetrieb sind die jeweilige Vorlauftemperatur und der Massenstrom zu regeln. Die Nachbildung der Thermostatventile zur Steuerung des Massenstromes erfolgt mittels PI- bzw. P-Regler. Im Bereich von  $\pm 1,5$  K um die Raumsolltemperatur von  $20$  °C findet der PI-Regler, mit einer proportionalen Verstärkung von  $0,8$   $\text{K}^{-1}$  und einer integralen Verstärkung von  $0,05$   $(\text{Kh})^{-1}$ , Anwendung. Außerhalb dieses Bandes agiert der Regler als rein proportionaler Regler mit einer Verstärkung von  $0,5$   $\text{K}^{-1}$  [128]. Das hieraus resultierende Steuersignal, welches einen Wert zwischen Null und Eins liefert, wird mit dem maximalen Volumenstrom des Heizkreises multipliziert. Die Heizgrenztemperatur beträgt  $15$  °C. Liegt der 24-Stunden-Mittelwert der Außentemperatur über diesem Wert, so wird die Umwälzpumpe des Heizsystemes ausgeschaltet. Zur Berechnung der benötigten Vorlauftemperatur erfolgt eine Abschätzung der Heizlast anhand des 24-Stunden-Mittelwertes der Außentemperatur mithilfe der Heizsystem-spezifischen Daten nach [128].

Die Regelung des Kühlbetriebes erfolgt in Anlehnung an DIN 1946-2, welche zulässige Raumtemperaturen  $\vartheta_{\text{room}}$  zur Einhaltung der Behaglichkeit in Abhängigkeit der Außentemperatur definiert [132], [133]. Zur Temperierung der Räume wird das jeweils vorhandene Heizsystem genutzt. Die Kühlgrenztemperatur beträgt  $15$  °C. Weitere Voraussetzung für den Kühlbetrieb ist eine Raumtemperatur oberhalb  $24$  °C. Die Regelung des Massenstromes erfolgt gebäudeseitig mittels des gleichen PI-/P-Reglers wie im Heizbetrieb, wobei die Raumsolltemperatur der aus DIN 1946-2 definierten Obergrenze minus  $1$  K entspricht. Die Vorlauftemperatur beträgt  $20$  °C. Die minimal zulässige Temperatur von  $19$  °C sowie die nach Norm empfohlene Temperatur im Kühlbetrieb werden mittels der Regler stets eingehalten (siehe Abbildung 3.10).



**Abbildung 3.10:** Raumtemperaturverläufe der Gebäude mit/ohne Kühlung

Die aus den Jahressimulationen resultierenden Heizwärme- und Kühlbedarfe sind Tabelle 3.4 zu entnehmen. Die flächenbezogenen Heizwärmebedarfe der Simulationen entsprechen den zuvor definierten Gebäuden.

**Tabelle 3.4:** Heizwärme- und Kühlbedarf

Parameter	Einheit	Gebäude			
		EFH-30	EFH-60	EFH-100	EFH-150
Heizwärmebedarf	kWh/a	4 109	8 295	14 042	21 183
flächenbezogener Heizwärmebedarf	kWh/m <sup>2</sup> /a	29,3	59,2	100,3	151,3
Kühlbedarf	kWh/a	615	401	386	358
flächenbezogener Kühlbedarf	kWh/m <sup>2</sup> /a	4,4	2,9	2,8	2,6

### 3.2.2.5 Trinkwarmwasserbedarf

Neben der Deckung des Bedarfes an Heizwärme ist eine Bereitstellung von Trinkwarmwasser notwendig. Zur Bestimmung des Energiebedarfsprofils findet ein Zapfprofil mit einer durchschnittlichen Entnahmemenge von 133 Litern pro Tag Anwendung. Die Erstellung des Profils erfolgt mittels der Software *DHWcalc* unter Standardbedingungen [134].

Zur Berechnung des Lastprofils sind neben der Entnahmemenge, die Wasserquell-, sowie -senktemperatur zu kennen. Die Entnahmetemperatur wird auf 45 °C festgesetzt. Die Kaltwassertemperatur entspricht der Bodentemperatur in einer Tiefe von zwei Metern. Zur Ermittlung des jahreszeitlichen Verlaufes der Bodentemperatur wurde das Berechnungstool GAEA der Universität Siegen herangezogen, welches das lokale Wetter sowie die Bodeneigenschaften berücksichtigt [135], [136]. Als Standort wurde der Messstandort der in Abschnitt 3.2.2.3 beschriebenen Wetterregion gewählt.

Dies resultiert in einem Gesamtwärmebedarf für Trinkwarmwasser von 1992 kWh/a. Der daraus folgende flächenbezogene Verbrauch von 14,29 kWh/(m<sup>2</sup> · a) deckt sich mit den Ergebnissen diverser Studien aus [137] sowie dem durchschnittlichen Verbrauch eines 3-Personen Haushaltes in Deutschland [99] und entspricht dem Verbrauchsprofil einer Familie, einschließlich Duschen nach DIN EN 15450 [138].

### 3.2.3 Klassische Auslegung der Wärmepumpen-Speichersysteme

Die Dimensionierung der Wärmepumpe erfolgt anhand der Heizlast des jeweiligen Gebäudes. Somit entspricht die thermische Leistungsabgabe der Wärmepumpe im Normpunkt

grundsätzlich der Norm-Heizlast des Gebäudes. Der daraus resultierende BV liegt für alle Gebäude bei etwa  $-4,5$  °C. Die Leistung der elektrischen Zusatzheizung berechnet sich aus der Leistungsdifferenz zwischen thermischer Leistungsabgabe der Wärmepumpe bei Norm-Außentemperatur und Norm-Heizlast des Gebäudes (siehe Tabelle 3.5)<sup>12</sup>. Da die Heizstäbe üblicherweise in den Leistungsklassen 3/6/9 kW Anwendung finden, wird bei der Auslegung des Heizstabes auf die nächsthöhere Leistungsklasse gerundet. Der Leistungsaufschlag auf die aus der Heizlast bestimmten Leistungsabgabe der Wärmepumpe für WW-Bereitung beträgt, unter der Annahme eines 3-Personen-HH mit Sicherheitsaufschlag, 800 Watt [139]. Auf eine zusätzliche Überdimensionierung zur Berücksichtigung von stromtariflichen Sperrzeiten wird, aufgrund der in Deutschland herrschenden klimatischen Verhältnisse und der bivalenten Betriebsweise, verzichtet [88].

**Tabelle 3.5:** Wärmepumpen- und Speicherdaten

Parameter	Einheit	Gebäude			
		EFH-30	EFH-60	EFH-100	EFH-150
WP-Norm-Leistung	kW	4,653	6,652	9,347	12,264
Heizstabelleistung	kW	3	3	6	6
Volumen Pufferspeicher	l	334	478	671	881
Volumen WW-Speicher	l			215	

Die Dimensionierung des thermischen Pufferspeichers des Gebäudeheizsystemes erfolgt anhand der Restriktionen eines wärmegeführten Betriebes der WP. Aufgrund der maximalen Anzahl von drei Einschaltvorgängen pro Stunde wird eine Aus-Dauer der WP von 20 Minuten zur Berechnung des Speichervolumens gewählt [89]. Der Pufferspeicher muss in der Lage sein, den Energiebedarf des Gebäudes für diesen Zeitraum, unter Einhaltung einer üblichen Hysterese der Speichertemperatur von 4 K, bereitzustellen. Die Speichervolumina ergeben sich dementsprechend nach Gleichung (3.2-15) und liegen über der empfohlenen Mindestanforderung bei Berücksichtigung von Sperrzeiten des Energieversorgers mit einer Länge von bis zu zwei Stunden [88], [91].

$$m = \frac{\dot{Q}_{WP,H,n} \cdot t}{c_p \cdot \Delta\theta} = 0,072 \frac{\text{kg}}{\text{W}} \cdot \dot{Q}_{WP,H,n} \quad (3.2-15)$$

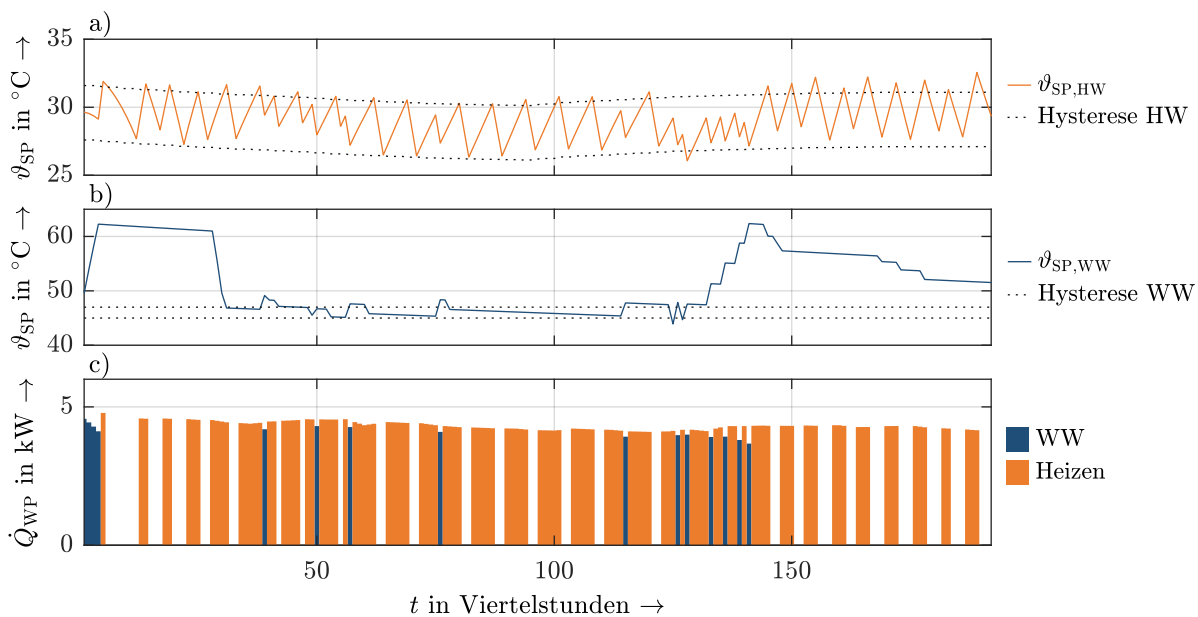
Die Auslegung des WW-Speichers ist für alle vier Gebäude gleich. In Anlehnung an das vereinfachte Verfahren aus [88] wird ein 215 Liter Speicher gewählt.

<sup>12</sup>Eine grafische Darstellung der Dimensionierung beinhaltet Abschnitt 14.3 im Anhang.

### 3.2.4 Betriebsweisen der Wärmepumpen-Speichersysteme

#### 3.2.4.1 Wärmegeführte Betriebsweise (Referenzbetrieb)

Die wärmegeführte (w) Betriebsweise von WP entspricht der klassischen Fahrweise, bei der die Erzeugung von Wärme dem Bedarf folgt. Dazu wird die Wärme auf einem vordefinierten Temperaturniveau, unter Einhaltung einer Hysterese, bereitgestellt. Für den Heizwärmebedarf entspricht der Temperatursollwert des thermischen Speichers der durch den Heizungsregler vorgegebene Solltemperatur des Heizkreises, mit einer Hysterese von  $\pm 2$  K. Die Solltemperatur für WW beträgt  $45$  °C mit einer Hysterese von  $+2$  K. Aufgrund von thermischer Desinfektion ist der WW-Speicher alle 24 Stunden auf  $60$  °C aufzuheizen [140]. Die Speicher für Heizwärme und WW dienen als Puffer zum dämpfen von erzeugungsseitigen Leistungsüberschüssen bzw. nachfrageseitigen Leistungsspitzen. Die maximalen und minimalen Temperaturen entsprechen den Betriebsgrenzen der WP. Kurzzeitige Unter- bzw. Überschreitungen des Regelbandes um den Sollwert sind zulässig, da bspw. bei gleichzeitig hohem Bedarf für WW und Heizen nicht beide Bedarfe zeitgleich gedeckt werden können. Der Heizstab dient lediglich als Zusatzheizung im Heizbetrieb bei Unterschreitung des Regelbandes von mehr als zwei Zeitschritten. Die Auswahl der Bereitstellungsart erfolgt anhand des *minimum-Regret*-Prinzips, also der größten Abweichung vom Sollwert. Abbildung 3.11 verdeutlicht die Betriebsweise über zwei Tage mit Start um 0:00 Uhr.



**Abbildung 3.11:** Beispiel der wärmegeführten Betriebsweise a) Temperaturverlauf Heiz-Speicher b) Temperaturverlauf WW-Speicher c) thermische Leistungsabgabe der WP

### 3.2.4.2 Strompreisorientierte Betriebsweise (marktlicher Flexibilitätsabruf)

Im Gegensatz zur wärmegeführten Betriebsweise, die sich am aktuellen Bedarf orientiert, bedingt die strompreisorientierte (p) Betriebsweise eine Einsatzplanung. So sind neben den aktuellen Verbräuchen, Prognosen der Wärmebedarfe, des Wetters sowie der Strompreise für den Planungshorizont notwendig. Das Ziel der strompreisorientierten Betriebsweise ist der Einsatz der WP zu möglichst günstigen Preisstufen unter Einhaltung der Betriebsgrenzen. Dies entspricht einem Abruf der Flexibilität durch den Markt und somit dem Flexibilitätsabruf einer übergeordneten Zelle. Dazu wurde ein rollierender Planungshorizont von 24 Stunden im Viertelstundenraster (96 Zeitschritte  $i$ ) gewählt. Die Preisstufen des Stromtarifes stehen für den Planungshorizont fest. Die Prognosen der thermischen Lasten und des Wetters gelten als sicher. Den Ablauf der Einsatzplanung zeigt Abbildung 3.12.

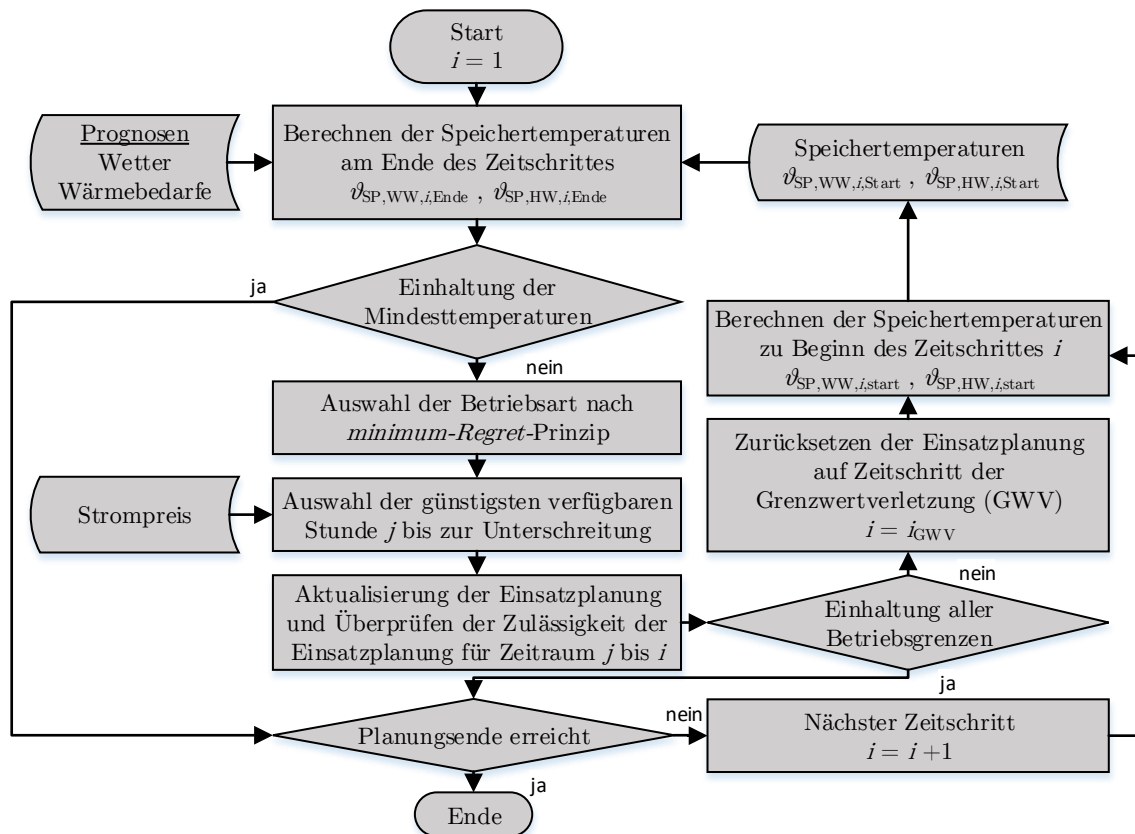
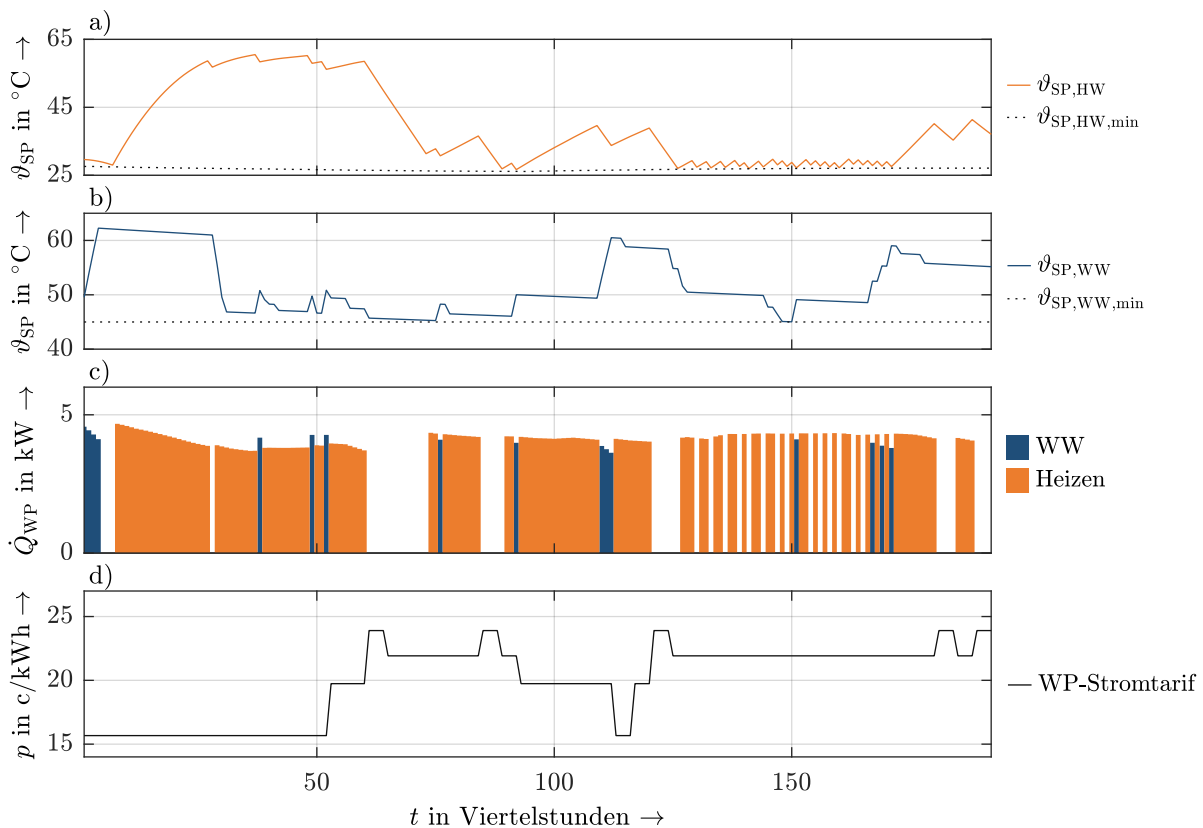


Abbildung 3.12: Ablaufplan der strompreisorientierten Einsatzplanung

Basierend auf den aktuellen Speichertemperaturen ( $\vartheta_{SP,WW,i,Start}$ ,  $\vartheta_{SP,HW,i,Start}$ ) zum Startzeitpunkt der Einsatzplanung eines Planungshorizontes und den Prognosen der Wärmebedarfe, werden die Speichertemperaturen zum Ende eines Zeitschrittes  $i$  ( $\vartheta_{SP,WW,i,Ende}$ ,  $\vartheta_{SP,HW,i,Ende}$ ) berechnet. Im Falle einer Unterschreitung der unteren Speichertempera-

turgrenzen erfolgt die Auswahl der Betriebsart nach dem *minimum-Regret*-Prinzip. Die zulässigen unteren Temperaturgrenzen ( $\vartheta_{\text{SP,HW,min}}$ ,  $\vartheta_{\text{SP,WW,min}}$ ) sind analog der wärmegeführten Betriebsweise gesetzt. Der Einsatz der WP zur Vermeidung der Unterschreitung erfolgt im letztmöglichen Zeitschritt  $j$  der günstigsten Preisstufe vor oder im Zeitschritt der Unterschreitung. Durch die Auswahl des letztmöglichen Zeitschrittes wird zusätzlich eine Optimierung des COP sowie der Verluste, durch ein möglichst spätes Aufheizen des Speichers und somit tendenziell niedriger Speichertemperaturen, angestrebt. Als Restriktionen gelten dabei die Einsatzgrenzen der WP (siehe Abschnitt 3.2.2.1). Die Einsatzplanung zwischen dem gerade gewählten Zeitschritt zum Einsatz der WP und dem Zeitpunkt der Unterschreitung der Speichertemperatur ist ebenfalls auf die Einhaltung der Betriebsgrenzen zu überprüfen und gegebenenfalls zu korrigieren. Die Korrektur erfolgt ab dem Zeitpunkt der Grenzwertverletzung (GWV) von Betriebsgrenzen. Die Einsatzplanung wird so lange angepasst, bis die Wärmebedarfe unter Einhaltung Betriebsgrenzen von WP und Speichern gedeckt werden [75], [141]–[145]. Abbildung 3.13 zeigt einen Ausschnitt der strompreisorientierten Betriebsweise der WP.

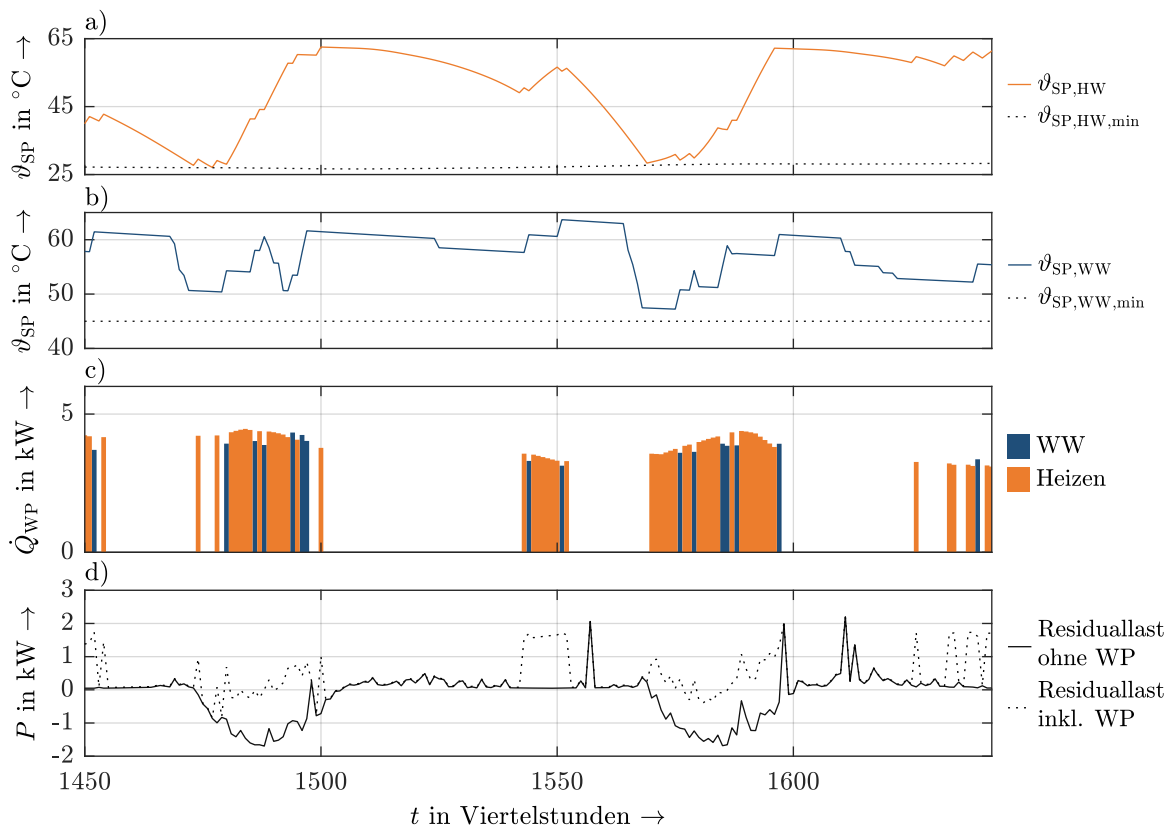


**Abbildung 3.13:** Beispiel der strompreisorientierten Betriebsweise a) Temperaturverlauf Heiz-Speicher  $\vartheta_{\text{SP,HW}}$  b) Temperaturverlauf WW-Speicher  $\vartheta_{\text{SP,WW}}$  c) thermische Leistungsabgabe der WP d) Strompreis



### 3.2.4.3 Netzdienliche Betriebsweise (Haushaltszellbilanzierung)

Die netzdienliche (n) Betriebsweise hat das Ziel der Minimierung der Residuallast am Netzanschlusspunkt und dient der Bilanzierung der HH-Zelle, sowie der Vermeidung von Leistungsspitzen. Somit erfolgt der Einsatz der WP zu Zeiten niedriger Last bzw. hoher PV-Erzeugung. Ebenso wie bei der strompreisorientierten Betriebsweise ist auch hier eine Einsatzplanung notwendig. Die grundsätzliche Vorgehensweise ist dabei gleich derer aus Abbildung 3.12. Zur Auswahl der Einsatzzeitpunkte dient das Minimum der Residuallast der Wirkleistung  $P$ . Die Prognose der PV-Erzeugung und der Last wird trotz ihres stark stochastischen Charakters als sichere Prognose angenommen. Dies wird als zulässig erachtet, da auch anspruchsvolle Verfahren große Prognosefehler aufweisen [146]. Mittels der rollierenden Planung können Prognosefehler zwar nicht minimiert, der Einsatzplan aber dennoch an die aktuellen Gegebenheiten angepasst und somit Prognosefehler zumindest bedingt ausgeglichen werden. Abbildung 3.14 zeigt den Verlauf der netzdienlichen Betriebsweise einer WP.

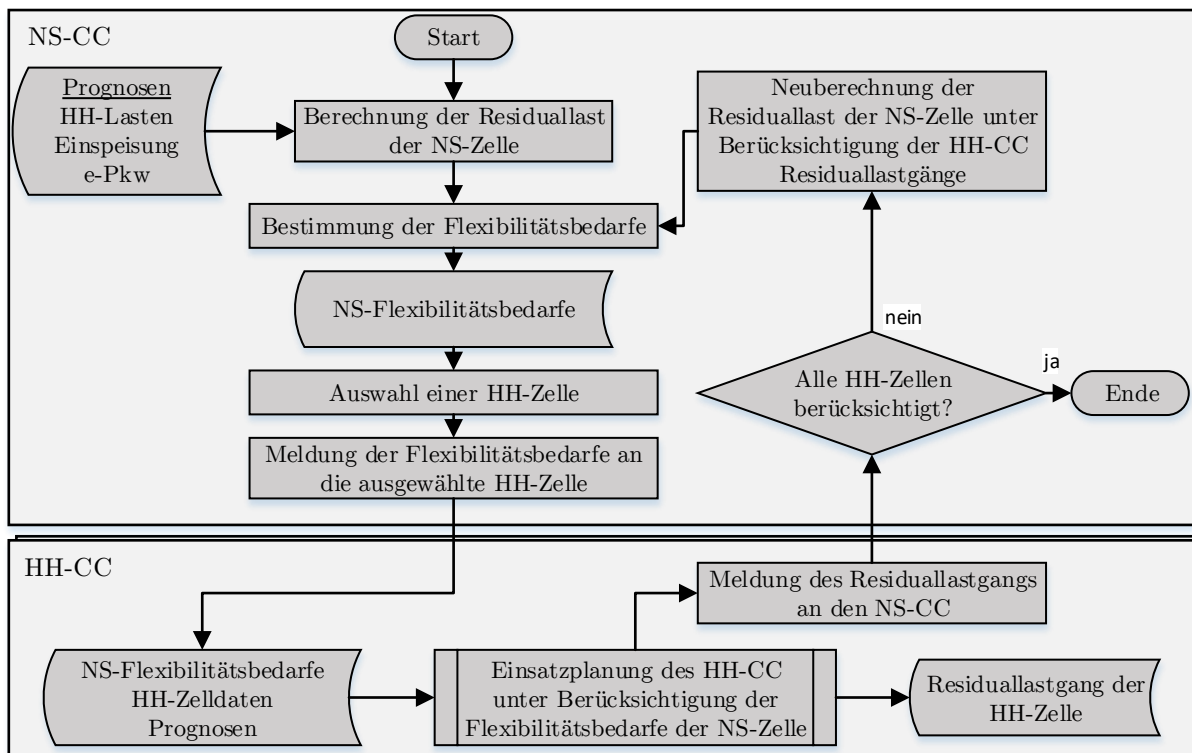


**Abbildung 3.14:** Beispiel der netzdienlichen Betriebsweise a) Temperaturverlauf Heiz-Speicher b) Temperaturverlauf WW-Speicher c) thermische Leistungsabgabe der WP d) Residuallast am Netzanschlusspunkt

Als Restriktionen der Einsatzplanung beziehungsweise des Betriebs der WP gelten die in Abschnitt 3.2.4.2 beschriebenen Grenzwerte. Durch den Einsatz bei niedrigen Residuallasten, unter Einhaltung der Betriebsgrenzen, wird eine Optimierung des Eigenverbrauchs bei PV-Erzeugung erreicht. Das Favorisieren niedriger Residuallasten gegen Ende des Planungshorizontes ermöglicht zudem eine gleichzeitige Optimierung des Coefficient of Performance (COP) sowie der Verluste. Ein möglichst spätes Aufheizen des Speichers kann daher zu einer An/Aus-Taktung im Bereich vor dem eigentlichen Aufheizzeitraum bei niedriger Residuallast führen (siehe Abbildung 3.14, Zeitschritt 1475).

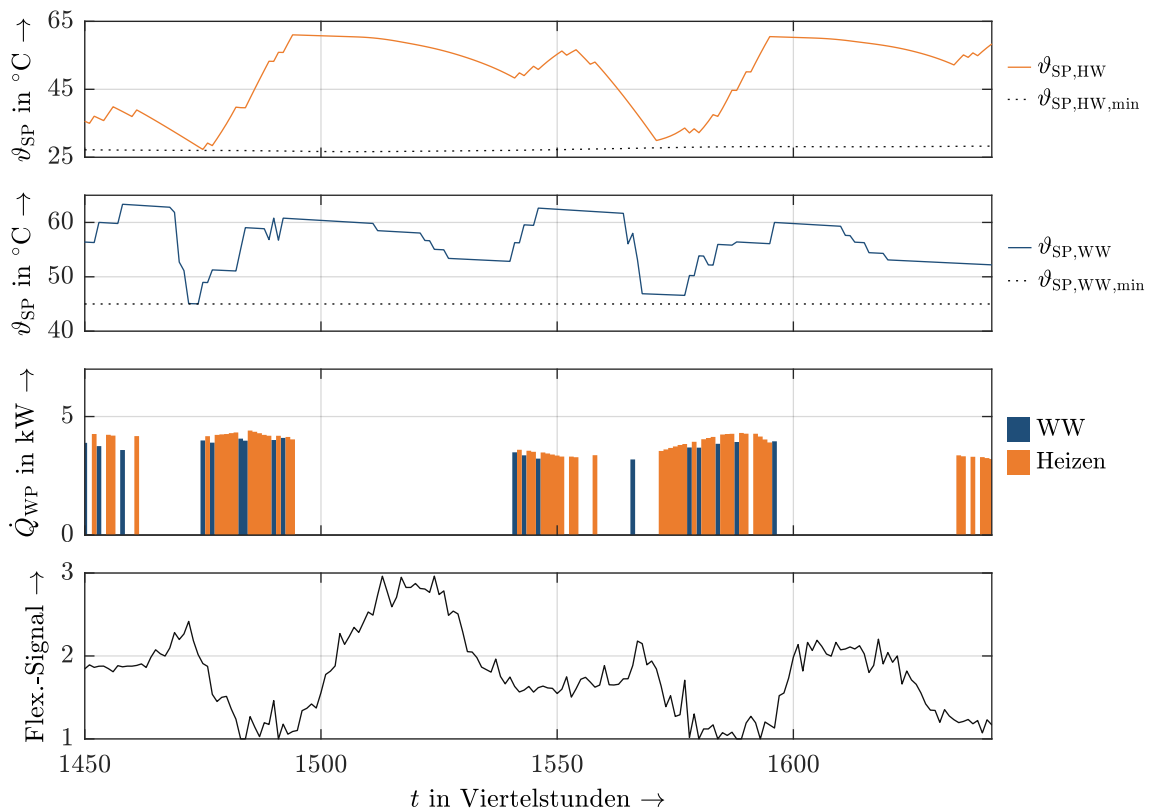
### 3.2.4.4 Netzorientierte Betriebsweise (Niederspannungszellbilanzierung)

Die netzorientierte (o) Betriebsweise dient der Wirkleistungsbilanzierung der NS-Zelle und entspricht somit einem Flexibilitätsabruf aus dem Verteilnetz. Auf HH-Zellebene basiert die netzorientierte Betriebsweise grundsätzlich auf dem Vorgehen der Einsatzplanungen der vorherigen Abschnitte. Die Favorisierung bestimmter Einsatzzeitpunkte erfolgt in dieser Betriebsweise anhand eines durch den NS-CC vorgegebenen Flexibilitätsbedarfssignals (siehe Abbildung 3.15).



**Abbildung 3.15:** Ablaufplan der netzorientierten Betriebsweise der WP im Zusammenspiel mit dem NS-CC

Ausgehend von Last- und Einspeiseprognosen berechnet der NS-CC den Residuallastgang der NS-Zelle. Auf Basis dessen erfolgt die Bestimmung der Flexibilitätsbedarfe der NS-Zelle rollierend für 24 Stunden im Viertelstunden-Raster. Das Flexibilitätsbedarfssignal wird an eine zufällige HH-Zelle übermittelt, um diskriminierungsfrei zu agieren. Der HH-CC plant anhand eigener Prognosen in Kombination mit den vorgegebenen Flexibilitätsbedarfen den Einsatz der vorhandenen Wandler und Speicher. Der sich aus der HH-Zellplanung ergebende Residuallastgang wird an den NS-CC zurückgemeldet. Dieser berücksichtigt diesen in der NS-Zellplanung und berechnet die Flexibilitätsbedarfe neu. Dieses Vorgehen wird so lange fortgesetzt, bis alle HH-CC individuelle Flexibilitätsbedarfe erhalten haben und deren Residuallastgänge in der NS-Zellplanung berücksichtigt wurden. Das an einen bestimmten HH übermittelte Flexibilitätssignal kann somit auch keine Flexibilitätsnachfrage enthalten, was zum wärmegeführten Betrieb der WP führt. Eine Berücksichtigung der Netzzustände ist nicht Teil der netzorientierten Betriebsweise. Auf eventuell auftretende Grenzwertverletzungen innerhalb der NS-Zelle wird in Kapitel 6 genauer eingegangen. Abbildung 3.16 zeigt den Verlauf der netzorientierten Betriebsweise einer WP.



**Abbildung 3.16:** Beispiel der netzorientierten Betriebsweise a) Temperaturverlauf Heiz-Speicher b) Temperaturverlauf WW-Speicher c) thermische Leistungsabgabe der WP d) Flexibilitätsbedarfssignal

### 3.2.5 Elektromobilität

Zur Nachbildung der Elektromobilität und der daraus resultierenden Lasten kommen, in Anlehnung an Abschnitt 3.2.1, ebenfalls synthetische Lastprofile zur Anwendung. Die Anzahl der e-Pkw eines Haushaltes bestimmt sich nach der Verteilung aus [147]. Das Vorgehen zur Bestimmung des Lastprofils eines e-Pkw ist in Abbildung 3.17 dargestellt.

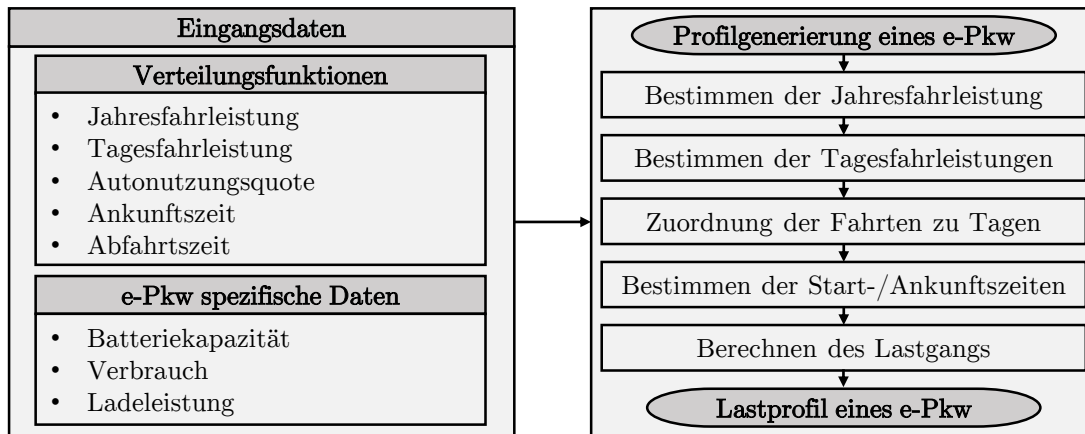


Abbildung 3.17: Ablauf der Generierung von e-Pkw-Lastprofilen

Die Ermittlung der synthetischen Lastprofile der Elektromobilität erfolgt ausgehend von der Jahresfahrleistung des jeweiligen e-Pkw. Die Verteilung der Jahresfahrleistungen nach [147] konnte am besten durch die verallgemeinerte Extremwertverteilung mit dem Formparameter  $\xi = 0,15$ , dem Skalenparameter  $\sigma = 6332,4$  und dem Ortsparameter  $\mu = 9914,4$  angenähert werden (siehe Gleichung (3.2-16))

$$f_{\xi,\sigma,\mu}(x) = \exp\left(-\left(1 + \xi \cdot \left(\frac{x - \mu}{\sigma}\right)\right)^{-\frac{1}{\xi}}\right) \quad (3.2-16)$$

Ausgehend von der Jahresfahrleistung eines e-Pkw werden diesem so lange zufällig Tagesfahrleistungen zugeordnet, bis die Jahresfahrleistung erreicht ist. Zur Bestimmung der Tageskilometer dient die verallgemeinerte Pareto Verteilung, welche nach [148] mit  $\xi = 0,43381$  und  $\sigma = 28,577$  die beste Übereinstimmung zur Verteilung der Tagesfahrleistungen aus [147] aufweist (siehe Gleichung (3.2-17)).

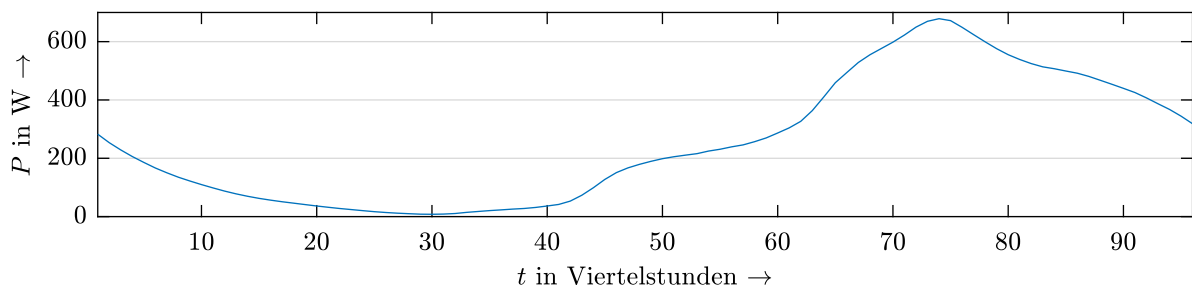
$$f_{\xi,\sigma}(x) = 1 - \left(1 + \frac{\xi \cdot x}{\sigma}\right)^{-\frac{1}{\xi}} \quad (3.2-17)$$

Die Zuordnung der Fahrten zu Tagen innerhalb des Jahres erfolgt anhand der Autonutzungsquote je Wochentag, welche die Wahrscheinlichkeit der Nutzung eines Pkw an einem

bestimmten Wochentag beschreibt [147]. Jeder Fahrt wird eine Start und Ankunftszeit entsprechend der Verteilung nach [149] zugeordnet.

Die maximal mögliche Ladedauer bestimmt sich somit aus der Differenz zwischen Ankunftszeit und nächster Abfahrtszeit. Die tatsächliche Ladedauer ist jedoch abhängig vom jeweiligen Ladestand der Batterie bei Ankunft. Die Kapazität der Batterie eines e-Pkw wird auf nominal 40 kWh und somit nutzbar 30 kWh festgelegt, was bei einem angesetzten Verbrauch von 0,2 kWh/km einer Reichweite von 150 km entspricht [148], [150]. Es wird von einer Ladeleistung von 3,7 kW ausgegangen, da diese Ladeleistung sowohl heute als auch, laut Studien, zukünftig die höchste Durchdringung im häuslichen Bereich aufweist [101], [148], [151]–[153].

Da der Ausgangspunkt des erstens Weges am Tag zu 90,5 % zu Hause und der übliche Stellplatz zu 69,9 % auf dem eigenen Grundstück sowie zu 26,4 % in unmittelbarer Nähe gelegen ist, wird von einer fast ausschließlichen Ladung des Pkw am eigenen Gebäude ausgegangen [154]. Beträgt die Tagesfahrleistung mehr als 100 km, wird die zusätzlich benötigte Energie während der Abwesenheitszeit an anderen Punkten geladen. Der Ladestand beim Erreichen des Ladepunktes am Gebäude beträgt für diesen Fall Null. Es wird angenommen, dass die Ladung des e-Pkw direkt bei der Ankunft am jeweiligen Ladepunkt beginnt. Die Ladedauer ist durch die maximale Kapazität der Batterie sowie der nächsten Abfahrtszeit begrenzt. Zur Nachbildung der Ladeeinrichtung sowie der Eigenschaften der Batterie beim Laden finden die Modelle aus Abschnitt 3.3 und Abschnitt 3.4 Anwendung. Abbildung 3.18 zeigt ein durchschnittliches Tageslastprofil für 1000 e-Pkw.



**Abbildung 3.18:** Durchschnittliches Tageslastprofil von 1000 e-Pkw normiert auf ein Fahrzeug

Die Form des durchschnittlichen Lastprofils ist denen aus [148] und [149] sehr ähnlich, unterscheidet sich jedoch in der Höhe der Spitzenlast. Mit etwa 600 Watt liegt die Spitzenlast des Durchschnittsladeprofiles zwischen den Spitzenwerten der beiden angeführten Untersuchungen. Dies ist zum einen auf unterschiedliche durchschnittliche Tagesfahrleistungen, sowie den Annahmen zur Ladeleistung zurückzuführen.

### 3.3 Modellierung der Photovoltaik als zuführender Wandler

Als Eingangsdaten der Modellierung des PV-Systems als zuführender Wandler dienen die in Abschnitt 3.2.2.3 beschriebenen solaren Strahlungsdaten. Es wird die Globalstrahlung auf die geneigte Fläche einer bestimmten Ausrichtung verwendet. Die Bemessungsleistung der PV-Module  $P_{r,PV}$  wird für eine Bestrahlungsstärke von  $1000 \text{ W/m}^2$  angegeben und üblicherweise auch als Peak-Leistung bezeichnet. Unter Berücksichtigung der Verluste kann die Gleichstrom (DC)-seitige Leistung am Eingang des PV-Wechselrichters  $P_{WR,DC}$  für eine bestimmte Bestrahlungsstärke  $E_e$  wie folgt angegeben werden.

$$P_{WR,DC} = (1 - \eta_{\text{Verschmutzung}}) \cdot \eta_{\vartheta_{PV}} \cdot \eta_{\text{Leitung}} \cdot P_{r,PV} \cdot \frac{E_e}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \quad (3.3-1)$$

Der Verschmutzungsgrad der Module  $\eta_{\text{Verschmutzung}}$  wird zu 0,05 und der Wirkungsgrad der Leitungen  $\eta_{\text{Leitung}}$  zu 0,995 angenommen. Der temperaturabhängige Wirkungsgrad  $\eta_{\vartheta_{PV}}$  wird für einen Temperaturkoeffizient  $k_{\text{über}}$  von  $-0,215 \text{ \%}/\text{K}$  nach Gleichung (3.3-2) berechnet [155]. Die Übertemperatur  $\Theta_{\text{über}}$  ist abhängig von der Einbausituation. Es wird im Folgenden von einer Dachinstallation mit mittlerem Abstand und somit von einer Übertemperatur von  $27,4 \text{ }^\circ\text{C}$  bei  $1000 \text{ W/m}^2$  ausgegangen.

$$\eta_{\vartheta_{PV}} = 1 + \frac{k_{\text{über}}}{100} \cdot (\vartheta_{PV} - 25^\circ\text{C}) \quad (3.3-2a)$$

$$\text{mit: } \vartheta_{PV} = \vartheta_{\text{amb}} + \Theta_{\text{über}} \cdot \frac{E_e}{1000 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}} \quad (3.3-2b)$$

Die Dimensionierung des Wechselrichters, respektive die Bemessungsscheinleistung  $S_{r,WR}$ , wird zu 90 %, bezogen auf die Modul-Peak-Leistung, angenommen. Die Bemessungswirkleistung  $P_{r,WR}$  entspricht der Bemessungsscheinleistung. Die Verluste setzen sich aus einem belastungsunabhängigen, sowie einem leistungsabhängigen Anteil zusammen [156]. Gleichung (3.3-3) beschreibt die Verluste  $P_{WR,\text{loss}}$  in Abhängigkeit der Ausgangsleistung  $P_{WR,\text{out}}$ . Diese entspricht im Falle des PV-Wechselrichters der AC-seitigen Leistung  $P_{WR,AC}$ .

$$P_{WR,\text{loss}} = P_{WR,\text{in}} - P_{WR,\text{out}} = P_{r,WR} \cdot \left( p_{0,\text{loss}} + k_{WR,\text{loss}} \cdot \left( \frac{P_{WR,\text{out}}}{P_{r,WR}} \right)^2 \right) \quad (3.3-3)$$

Der belastungsunabhängige Teil  $p_{0,\text{loss}}$  und der leistungsabhängige Verlustfaktor  $k_{WR,\text{loss}}$  bestimmen sich nach Gleichung (3.3-4). Der Wirkungsgrad beträgt 0,93 bei 10 % der

Bemessungsleistung  $\eta_{10}$  und 0,96 bei 100 % der Bemessungsleistung  $\eta_{100}$  [156].

$$p_{0,\text{loss}} = \frac{1}{99} \cdot \left( \frac{10}{\eta_{10}} - \frac{1}{\eta_{100}} - 9 \right) \quad (3.3-4a)$$

$$k_{\text{WR,loss}} = \frac{1}{\eta_{100}} - p_{0,\text{loss}} - 1 \quad (3.3-4b)$$

Ist die Ausgangsleistung des Wechselrichters bekannt, so bestimmt sich die Eingangsleistung  $P_{\text{WR,in}}$  nach Gleichung (3.3-5)

$$P_{\text{WR,in}} = \frac{P_{\text{WR,out}}}{\eta_{\text{WR}}} = P_{\text{r,WR}} \cdot \left( \frac{P_{\text{WR,out}}}{P_{\text{r,WR}}} + p_{0,\text{loss}} + k_{\text{WR,loss}} \cdot \left( \frac{P_{\text{WR,out}}}{P_{\text{r,WR}}} \right)^2 \right) \quad (3.3-5)$$

Die Ausgangsleistung des Wechselrichters lässt sich nach Gleichung (3.3-6) berechnen. Dies ist der Fall beim betrachteten PV-Wechselrichter mit bekannter DC-Leistung.

$$P_{\text{WR,out}} = \frac{P_{\text{r,WR}} \cdot \left( 1 - \frac{\sqrt{4 \cdot P_{\text{WR,in}} \cdot k_{\text{WR,loss}} - 4 \cdot P_{\text{r,WR}} \cdot p_{0,\text{loss}} \cdot k_{\text{WR,loss}} + P_{\text{r,WR}}}}{\sqrt{P_{\text{r,WR}}}} \right)}{2 \cdot k_{\text{WR,loss}}} \quad (3.3-6)$$

Die Berücksichtigung des § 9 EEG erfolgt mittels der Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung auf 70 % am Verknüpfungspunkt durch variable Drosselung des Wechselrichters unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs [157].

Zur Nachbildung des Blindleistungsverhaltens findet die Kennlinie nach AR-N-4105 Anwendung [66]. Diese beschreibt den Blindleistungsbezug des Wechselrichters in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung für Wirkleistungseinspeisungen größer 50 % der Bemessungsscheinleistung (Herleitung siehe Abschnitt 14.6).

$$\cos \varphi (P_{\text{WR,AC}}) = (2 \cdot \cos \varphi (P_{\text{r,WR}}) - 2) \cdot \frac{P_{\text{WR,AC}}}{S_{\text{r,WR}}} + 2 - \cos \varphi (P_{\text{r,WR}}) \quad (3.3-7)$$

Für den Fall, dass die aus dem Leistungswinkel nach Gleichung (3.3-7) ergebene Scheinleistung die Bemessungsscheinleistung übersteigt, berechnet sich die maximal zulässige Wirkleistungseinspeisung nach Gleichung (3.3-8) (Herleitung siehe Abschnitt 14.6).

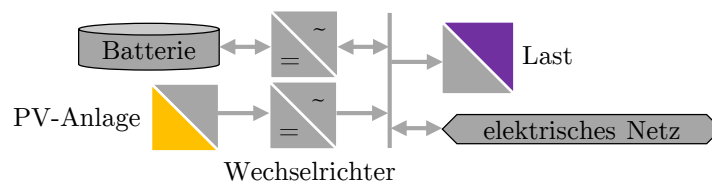
$$P_{\text{WR,AC,max}} = \frac{2 \cdot S_{\text{r,WR}} - S_{\text{r,WR}} \cdot \cos \varphi (P_{\text{r,WR}})}{2 \cdot \cos \varphi (P_{\text{r,WR}}) - 3} \quad (3.3-8)$$

Der sich aus der Leistungsbegrenzung ergebende Leistungswinkel wird daraus folgend analog nach Gleichung (3.3-7) berechnet.

### 3.4 Modellierung und Steuerung des Batteriespeichersystems

Das Batteriespeichersystem dient der Speicherung elektrischer Energie in Form von chemischer Energie. Ein Einsatzgebiet von Batteriespeichern, neben beispielsweise der Verwendung zum Netzkapazitätsmanagement, ist die Verwendung zur Bezugskosten- und Erlösoptimierung [158]. Batteriespeichersysteme kommen im häuslichen Bereich derzeit fast ausschließlich zur Eigenverbrauchsoptimierung zum Einsatz [159]. Zielfunktion ist hierbei die Minimierung der Strombezugskosten.

Im vorliegend Modell wird von einem Wechselstrom (AC)-seitig mit der PV-Anlage gekoppelten System, bestehend aus einer Lithium-Ionen-Batterie und einem Wechselrichter, ausgegangen. Die Speicherkapazität der Batterie richtet sich nach der installierten PV-Leistung. Zur Dimensionierung gilt die Faustregel von einer Kilowattstunde Netto-Batteriekapazität pro Kilowatt Bemessungsleistung der PV-Module [160], [161]. Die AC-seitige Lade- bzw. Entladeleistung des Batteriewechselrichters entspricht einer Leistungs-Energie-Rate von 0,5 kW/kWh [162]. Die Verlustbetrachtung der Lithium-Ionen-Batterie erfolgt stationär. Der Wirkungsgrad der Be- und Entladung beträgt 93,5 % und die Selbstentladung 0,0245 % pro Tag, bezogen auf die aktuelle Kapazität [69]. Zur Modellierung des Batterie-Wechselrichters findet das Modell aus Abschnitt 3.3 Anwendung. Beim Be- und Entladen ist der jeweilige Ladezustand der Batterie zu berücksichtigen. Reicht die vorhandene Kapazität der Batterie nicht, um eine geforderte Lade- bzw. Entladeleistung für einen Zeitraum bereitzustellen, so ist diese anhand der vorhandenen Kapazität zu begrenzen. Abbildung 3.19 zeigt eine Übersicht des PV-Speichersystems.



**Abbildung 3.19:** Schematische Darstellung des PV-Speichersystems

Das Batteriespeichersystem wird in der hiesigen Betrachtung zur netzdienlichen Eigenverbrauchsoptimierung der Energiezelle Haushalt eingesetzt. Dies bedeutet eine, in Anlehnung an Abschnitt 3.2.4.3, prognosebasierte Einsatzplanung und Bewirtschaftung des Batteriespeichers. Grundsätzlich gilt: Beim Vorliegen eines Überschusses von PV-Erzeugung nach Abzug der Lasten, also negativer Residuallast, erfolgt eine Einspeicherung in die Batterie. Bei positiver Residuallast wird der Speicher entsprechend entladen. Zusätzlich wird durch die netzdienliche Fahrweise des Speichers eine Reduzierung der Übergabeleistung und somit



Glättung des Residuallastganges, unter Berücksichtigung der Betriebsgrenzen, angestrebt. Übersteigt die Rückspeisung dennoch 50 % der installierten PV-Leistung, so ist diese entsprechend zu begrenzen und der Blindleistungsbezug des Wechselrichters anzupassen [163], [164].

### 3.5 Modellierung der elektrischen Netze

Die elektrische Nachbildung der Niederspannungsnetze erfolgt anhand synthetischer Netzmodelle basierend auf in Deutschland typischen Siedlungsstrukturen (SS). Dabei wird grundsätzlich in die drei Gebietstypen ländlich, vorstädtisch und städtisch unterschieden. Diese gliedern sich wiederum in je vier Siedlungsstrukturen. Folglich ergeben sich 12 verschiedene Strukturen von freistehenden Häusern mit weiten Entfernungen als Streusiedlung bis hin zur Blockbebauung im städtischen Bereich [165]<sup>13</sup>.

Anhand der gebiets- sowie gebäudespezifischen Strukturmerkmale und typischer Netzstrahllängen von NS-Netzen wird die Ausdehnung des jeweiligen Netztyps festgelegt. Unter Verwendung typischer Netzplanungsgrundsätze bestimmt sich der Leitungstyp, die Verlegeart sowie die Auswahl der Standardbetriebsmittel.

Da der hiesige Betrachtungsraum im Ein-/Zweifamilienhausbereich liegt, beinhaltet Tabelle 3.6 die wichtigsten Kenndaten der beiden verwendeten Siedlungsstrukturen S2b und S3a als Kabelnetze. Dabei handelt es sich um typische Netzstrukturen mit freistehenden Gebäuden im ländlichen und vorstädtischen Bereich.

**Tabelle 3.6:** Übersicht der relevanten Netzkomponenten je Siedlungsstruktur

SS	Gebäude	HH	Spannung	$S_{r,T}$	Leitung	Hausanschluss
	-	-	OS/US in kV	kVA	-	-
S2b	100	100	20 / 0,4	250	NAYY 4x150	NAYY 4x35
S3a	162	162	10 / 0,4	400	NAYY 4x150	NAYY 4x35

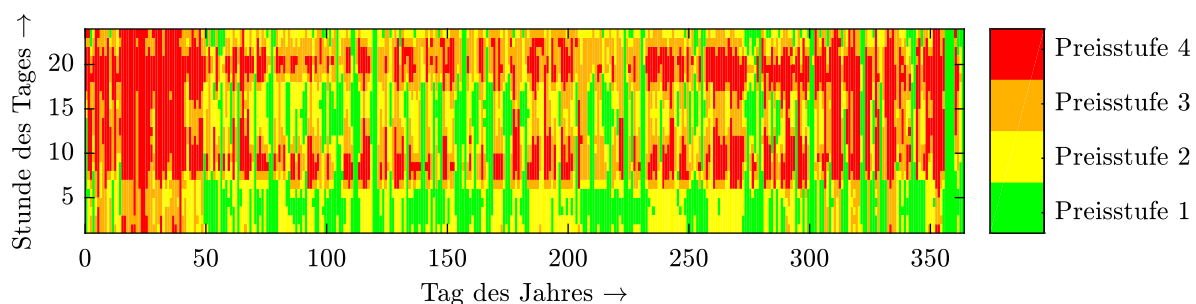
Es wird von einem regelbaren Ortsnetztransformator (rONT) als Standardbetriebsmittel in der Ortsnetzstation ausgegangen. Die Stufenzahl des rONT beträgt neun ( $\pm 4$  Stufen) mit einer Stufenspannung von 2 %. Es findet die leistungsabhängige Regelkennlinie nach [166] Anwendung.

<sup>13</sup>Die Netzmodelle, basieren auf den Untersuchungen aus [97] und wurden in [165] weiter angepasst.

### 3.6 Modellierung der Stromtarife

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Einsatzstrategien von WP mit Speichern, sowie zur Steuerung einer strompreisorientierten Betriebsweise, ist die Nachbildung der Stromtarife notwendig. Das für Haushaltskunden typische Tarifmodell ist ein fester Preis pro Kilowattstunde. Neben diesem existieren für bestimmte spezielle Anwendungen, wie der Bereitstellung von Wärme durch Strom, gesonderte variable Tarife. Diese Tarife, die klassisch als HT/NT mit festen Preiszeiten und Preisen existieren, gewähren den Kunden, aufgrund der durch den Preisunterschied forcierten Lastverschiebung, einen günstigeren Arbeitspreis. Dieses Tarifmodell wird auch als *Time of use* bezeichnet [167].

Grundsätzlich setzt sich der Strompreis für Haushaltskunden aus drei Kategorien zusammen: der *Energiebeschaffung und Vertrieb*, den *Netzentgelten* sowie den *Steuern, Abgaben und Umlagen*. Für den Haushaltsstrompreis wurde der deutschlandweite Durchschnittswert aus 2017 mit 29,86 ¢/kWh angesetzt [168]<sup>14</sup>. Zur Nachbildung eines variablen Stromtarifes für Heizstrom wurde ein zeitvariabler Tarif mit vier festen Preisstufen gewählt. Die Preisstufen 1-4 mit 15,09 ¢/kWh, 18,69 ¢/kWh, 24,26 ¢/kWh und 29,86 ¢/kWh ergeben sich aus dem Nachlass von Netzentgelten und dem günstigeren Bezug von Strom an der Börse im zeitlichen Verlauf (siehe Tabelle 14.5 im Anhang) [168]–[170]. Der Mittelwert entspricht annähernd dem heute übliche Mittelwert für Heizstrom. Die zeitliche Verteilung der Preisstufen im Jahresverlauf erfolgt anhand der Preisquartile des EPEX day ahead Börsenstrompreises von 2017 [171]. Abbildung 3.20 veranschaulicht dies graphisch.



**Abbildung 3.20:** Preisstufen des Tarifes Heizstrom im Jahresverlauf

Für die Abrechnung des Strombezuges für Elektromobilität, für den ebenfalls verminderte Preise angeboten werden, dient ein Festpreis, der dem Durchschnitt des Heizstrompreises mit 21,97 ¢/kWh entspricht. Die Einspeisevergütung für PV-Strom wurde zu 12,3 ¢/kWh angesetzt, was dem Stand Ende 2017 entspricht [172].

<sup>14</sup>Die verbrauchsunabhängigen Preiskomponenten (Leistungspreis, Grundpreis, Verrechnungspreis, o.ä.) sind in dieser Betrachtung im Preis pro Kilowattstunde enthalten [168].

## 3.7 Weitere Annahmen, Dimensionierung und Zellcontroller

### 3.7.1 Annahmen der Haushalts-Zellsimulation

Die vier betrachteten Referenzgebäude werden je als Einfamilienhaushalte, mit einer Bewohnerzahl von drei Personen, angenommen. Der entsprechende Bedarf an elektrischer Energie der HH-Lasten beträgt daraus folgend rund 3000 kWh. Die Dimensionierung der PV-Anlage erfolgt anhand der nach Süden ausgerichteten Dachfläche. Dies resultiert in einer Modul-peak-Leistung von 5 kW. Bei Vorhandensein eines elektrischen Batteriespeichers beträgt dessen Kapazität 5 kWh mit einer Leistung von 2,5 kW. Die Dimensionierung erfolgte anhand der Annahmen aus Abschnitt 3.4<sup>15</sup>. Für die Elektromobilität wird in der Einzelbetrachtung eines Gebäudes eine Jahresfahrleistung von 14 660 km angenommen, was der durchschnittliche Fahrleistung eines PkW in Deutschland entspricht<sup>16</sup>.

Der CC, welcher die Steuerung der jeweiligen Energiezelle übernimmt, hat Einfluss auf die Fahrweise der WP sowie des elektrischen Speichers. Alle weiteren Lasten, wie HH-Lasten, thermische Lasten und Elektromobilität, werden im Rahmen der Betrachtungen als nicht steuerbar angenommen. Die Einsatzplanung der steuerbaren Lasten (WP, Batteriespeicher) erfolgt mittels des CC in hierarchischer Ordnung. Der Einsatz der WP erfolgt dabei übergeordnet zu dem des Batteriespeichers. Dieser wird zum Ausgleich der resultierenden Residuallast, nach Einbezug der WP-Last, verwendet. Somit liegt die Betrachtung der WP als Flexibilität im Rahmen der zuvor beschriebenen Fahrweisen im Fokus.

### 3.7.2 Annahmen und Szenarien der Niederspannungs-Zellsimulation

Die Untersuchung der NS-Zellen für die beiden in Abschnitt 3.5 beschriebenen Netze erfolgt mittels der drei Szenarien *heute*, *2030* und *2050*. Auf Basis dieser drei Szenarien werden, abweichend zu den vorherigen Abschnitten, folgende Annahmen bezüglich der Wandler der HH-Zellen getroffen. Jedes Gebäude wird durch einen Haushalt mit einer Bewohnerzahl von 1-4 Personen bewohnt [98]. Der Energiebedarf der entsprechenden HH-Lasten liegt zwischen 2 782 kWh und 3 944 kWh im Szenario *heute*, zwischen 2 146 kWh und 2 936 kWh im Szenario 2030 sowie zwischen 1 864 kWh und 2 581 kWh im Szenario 2050, basierend

---

<sup>15</sup>Diese Dimensionierung entspricht in grober Näherung auch einer Dimensionierung bezogen auf den Stromverbrauch, bei dem eine optimale Größe des Speichers von 2 kWh pro 1000 kWh Verbrauch empfohlen wird [69].

<sup>16</sup>Die durchschnittliche Fahrleistung entspricht dem Mittelwert der Fahrleistungen nach der Verteilungsfunktion aus Abschnitt 3.2.5.

auf den Daten aus Abschnitt 3.2.1. Die Durchdringungen der weiteren Wandler sowie der Batteriespeicher zeigt Tabelle 3.7

**Tabelle 3.7:** Übersicht der Durchdringungen bestimmter Wandler und Speicher je Szenario

Wandler / Speicher	Durchdringung		
	heute	2030	2050
e-Pkw <sup>17</sup>	0,2 %	13 %	39 %
WP <sup>18</sup>	4 %	19 %	52 %
PV <sup>19</sup>	26 %	42 %	76 %
Batteriespeicher <sup>20</sup>	2 %	12 %	29 %

Zur Nachbildung einer Diversität des HWB wird die Annahme einer Variation des gebäudetyp-spezifischen HWB aus Abschnitt 3.2.2.4 um  $\pm 5$  % getroffen. Die Bedarfsnachbildung des WW-Bedarfes erfolgt ebenfalls über gebäudespezifische Lastprofile analog zu Abschnitt 3.2.2.5. Batteriespeicher und PV-Anlagen verfügen gebäude-unabhängig über die gleichen installierten Leistungen. Gleiches gilt für die installierte Leistung der WP, die lediglich vom Gebäudetyp abhängig ist. Die Verteilung der Jahresfahrleistungen der e-Pkw entspricht den Annahmen aus Abschnitt 3.2.5.

Auf eine Veränderung der Höhe Strompreise über die drei Betrachtungsjahre sowie eine Veränderung der zeitlichen Abfolge der Preisstufen des Heizstromtarifes wird aus drei Gründen verzichtet. Erstens spiegelt der Börsenstrompreis nicht nur die Erzeugungs- und Lastsituation im eigenen Marktgebiet wider, sondern ist auch durch weitere Faktoren wie beispielsweise den internationalen Handel beeinflusst. Zweitens können lokale Erzeugung und Verbrauch stark von denen des Gesamtmarktes abweichen. Somit spiegelt der Börsenstrompreis nicht zwangsläufig die lokale Situation wider. Drittens dienen die festen Preise über die Betrachtungsjahre der Vergleichbarkeit der Ergebnisse. Für jedes Szenario erfolgt eine feste Zuteilung der einzelnen Wandler und Speicher zu Gebäuden. Dabei wird grundsätzlich unterstellt, dass keine Abhängigkeit zwischen der Installation unterschiedlicher Zellkomponenten besteht. Einzige Ausnahme stellt der Batteriespeicher dar. Dieser wird nur in Kombination mit einer PV-Anlage installiert. Der CC der Haushalte steuert die jeweilige HH-Zelle entsprechend der Betriebsweise der WP analog zu den Erläuterungen in Abschnitt 3.7.1. Ein übergeordneter CC der NS-Zelle findet lediglich in der netzorientierten Betriebsweise Anwendung (siehe Abschnitt 3.2.4.4).

<sup>17</sup>Anteil der e-Pkw am Gesamten Pkw Bestand [173]–[175].

<sup>18</sup>Anteil der Gebäude die mit WP beheizt werden [13], [48].

<sup>19</sup>Anteil der Gebäude mit PV-Anlage [32]–[35], [176].

<sup>20</sup>Anteil der PV-Anlagen die über einen Batteriespeicher verfügen [177].

## 4 Flexibilitätspotential von Wärmepumpen-Speichersystemen

### 4.1 Einflussfaktoren und Charakteristika der Flexibilität

Das Flexibilitätspotential einer WP beschreibt die Möglichkeit zur Veränderung der Leistungsentnahme. Es bezieht sich somit auf die Möglichkeit zur Veränderung des Betriebszustandes. Für fix-speed WP existieren lediglich zwei Betriebszustände: „Ein“ und „Aus“. Da im Rahmen dieser Arbeit die Untersuchung der Flexibilität von WP und folglich deren Leistungsänderung mittels eines Flexibilitätsabrufes im Fokus steht, werden die beiden Begrifflichkeiten „Zuschalten“ und „Abschalten“ eingeführt und wie folgt definiert:

- Ein „**Zuschalten**“ beschreibt das „Ein“-schalten zusätzlicher WP aufgrund eines negativen Flexibilitätsabrufes.
- Ein „**Abschalten**“ beschreibt das „Aus“-schalten zusätzlicher WP aufgrund eines positiven Flexibilitätsabrufes.

Beide Begrifflichkeiten beziehen sich somit auf die Veränderung des Betriebszustandes aufgrund eines Abrufes von Flexibilität. WP im Betriebszustand Ein sind somit nicht zuschaltbar und WP im Betriebszustand Aus nicht abschaltbar. Das Potential zur Veränderung des Betriebszustandes weist Abhängigkeiten zu mehreren Einflussfaktoren auf. Abbildung 4.1 veranschaulicht die Zusammenhänge der einzelnen Einflussfaktoren.

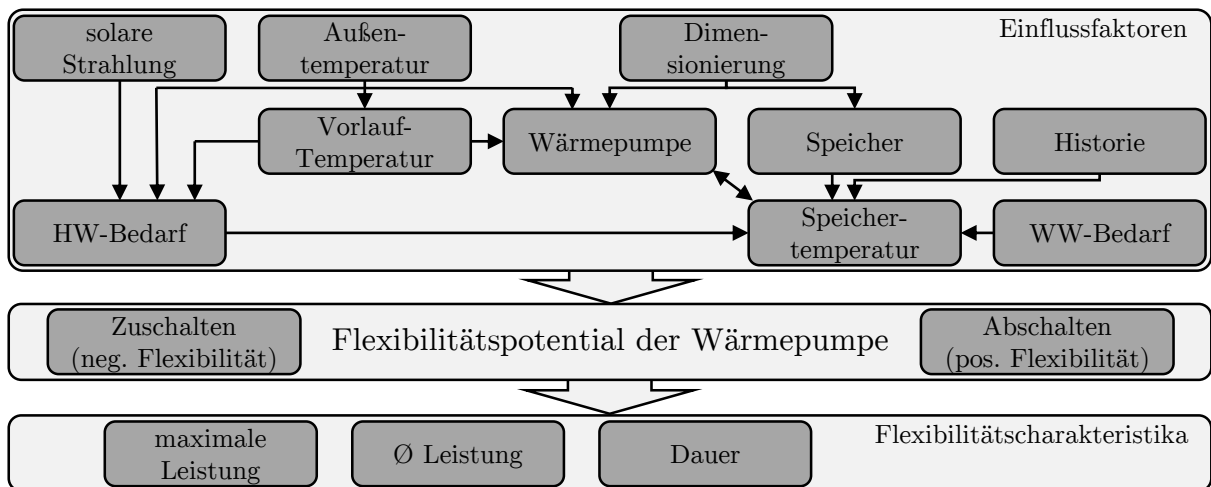


Abbildung 4.1: Einflussgrößen und Charakteristika des Flexibilitätspotentials von WP

Die Haupteinflussfaktoren auf das Flexibilitätspotential von WP sind:

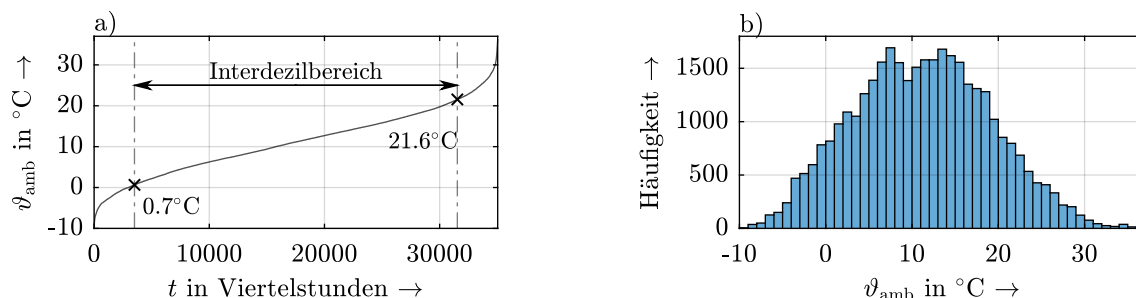
- das therm. Lastverhalten der Bedarfsseite (HW- und WW-Bedarf in Abschnitt 4.2),
- die Außentemperatur (Abschnitte 4.4 bis 4.6),
- die Dimensionierung des Systems (Abschnitte 4.4 bis 4.6) und
- der vorangegangene Einsatz (Historie) des WP-Speichersystems (Abschnitt 4.6).

Basierend auf der Annahme zeitlich konstanter Einflussfaktoren, lässt sich das generelle Flexibilitätspotential für gegebene Ausprägungen der Einflussfaktoren bestimmen. Dieses kann mittels der Flexibilitätscharakteristika der maximalen zu-/abschaltbaren Leistung, der durchschnittlichen zu-/abschaltbaren Leistung und der Zu- und Abschaltdauer quantifiziert werden. Diese Charakteristika werden in Abschnitt 4.3.1 genauer erläutert. Zunächst erfolgt eine detaillierte Betrachtungen des thermischen Lastverhaltens als Basis des flexiblen Einsatzes von WP in Abhängigkeit weiterer Einflussfaktoren.

## 4.2 Wärme- und Kältebedarfe als Flexibilitätsgrundlage

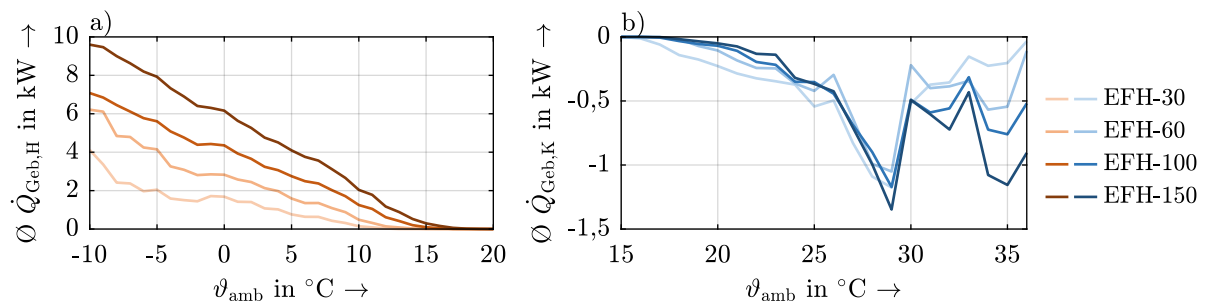
### 4.2.1 Temperaturabhängigkeit des Heizwärme- und Kühlbedarfes

In Bezug auf WP-Speichersysteme stellt die Bedarfsseite, respektive der Wärme- und Kältebedarf, einen entscheidenden Faktor der Flexibilität dar. Da mittels der Flexibilitätsoption WP Energie grundsätzlich nur in eine Richtung transferiert werden kann, scheint ein Einsatz der Flexibilität ohne zeitliche Nähe eines Bedarfes wenig sinnvoll. Dabei ist insbesondere der Heizwärmebedarf im Wesentlichen von der Außentemperatur  $\vartheta_{\text{amb}}$  abhängig. Diese bestimmt vor allem in der Winterzeit den Wärmebedarf und ist auch in der Sommerzeit maßgeblich für den Kühlbedarf. Abbildung 4.2 zeigt die Verteilung der Außentemperaturen des verwendeten Testreferenzjahresabbildet.



**Abbildung 4.2:** Verteilung und Häufigkeit der Außentemperaturen als a) Jahresdauerlinie und b) Histogramm

Die Betrachtung der geordneten Jahreskurve der Außentemperaturen in Abbildung 4.2 a) zeigt, dass lediglich in 10 % der Zeit  $t$  die Außentemperaturen unterhalb  $0,7\text{ °C}$  liegen. Diese sind mit einem sehr hohen Heizwärmebedarf verbunden. So liegen Wärmebereitstellung und Wärmebedarf sehr eng beieinander, was aufgrund der geringen Leistungsdifferenz grundsätzlich auf ein geringes Flexibilitätspotential hinweist. Das obere Dezil liegt bei Außentemperaturen oberhalb  $21,6\text{ °C}$ , bei denen ein möglicher Kühlbedarf besteht. Im Bereich zwischen  $15\text{ °C}$  und  $20\text{ °C}$ , welcher 18,7 % des Jahres ausmacht, besteht kaum ein Heiz- bzw. Kühlbedarf (siehe Abbildung 4.3). Somit ist hier das Flexibilitätspotential aufgrund des sehr geringen Bedarfes als gering bis nicht vorhanden einzuschätzen. Das größte Potential für Flexibilität ist im Bereich zwischen  $0\text{ °C}$  und  $15\text{ °C}$  zu vermuten. In diesem Bereich besteht, durch den Überschuss der Wärmebereitstellungsleistung im Vergleich zum Wärmebedarf, unter der Zuhilfenahme eines thermischen Speichers, die Möglichkeit der zeitlichen Entkopplung zwischen Bedarf und Bereitstellung.

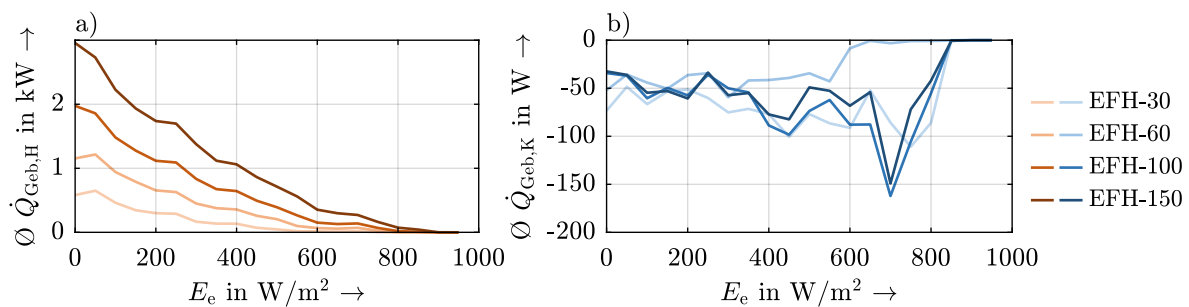


**Abbildung 4.3:** Durchschnittliche Bedarfsleistungswerte in Abhängigkeit der Außentemperatur für a) Heizen und b) Kühlen

Setzt man die Gebäudebedarfe in Bezug zur Außentemperatur, so zeigt sich für die durchschnittliche Heizlast  $\dot{Q}_{\text{Geb,H}}$  in Abbildung 4.3 a) eine direkte, in grober Näherung lineare, Abhängigkeit.  $\dot{Q}_{\text{Geb,H}}$  beschreibt folglich den durchschnittlichen thermischen Leistungsbedarf eines Gebäudes bei einer bestimmten Außentemperatur. Für die durchschnittliche Kühllast  $\dot{Q}_{\text{Geb,K}}$  in Abbildung 4.3 b) ist generell ein Anstieg mit steigender Außentemperatur erkennbar. Das Maximum der durchschnittlichen Kühllast liegt jedoch bei  $29\text{ °C}$ . Dies ist durch den zeitlichen Verzug des Anstiegs der Raumtemperatur zum Anstieg der Außentemperatur aufgrund der thermischen Trägheit des Gebäudes begründet. So treten die größten Kühlbedarfe bei mäßig warmen Außentemperaturen in den Nachmittagsstunden bei bereits gefallenem Außentemperaturen, sowie bei extrem hohen Außentemperaturen oberhalb  $33\text{ °C}$  auf (vgl. Abschnitt 4.2.4). Der Rückgang der durchschnittlichen Kühllast oberhalb  $35\text{ °C}$  ist aufgrund des seltenen Auftretens der entsprechenden Temperaturen im gewählten Wetterjahr nicht repräsentativ (siehe Abbildung 14.5 im Anhang).

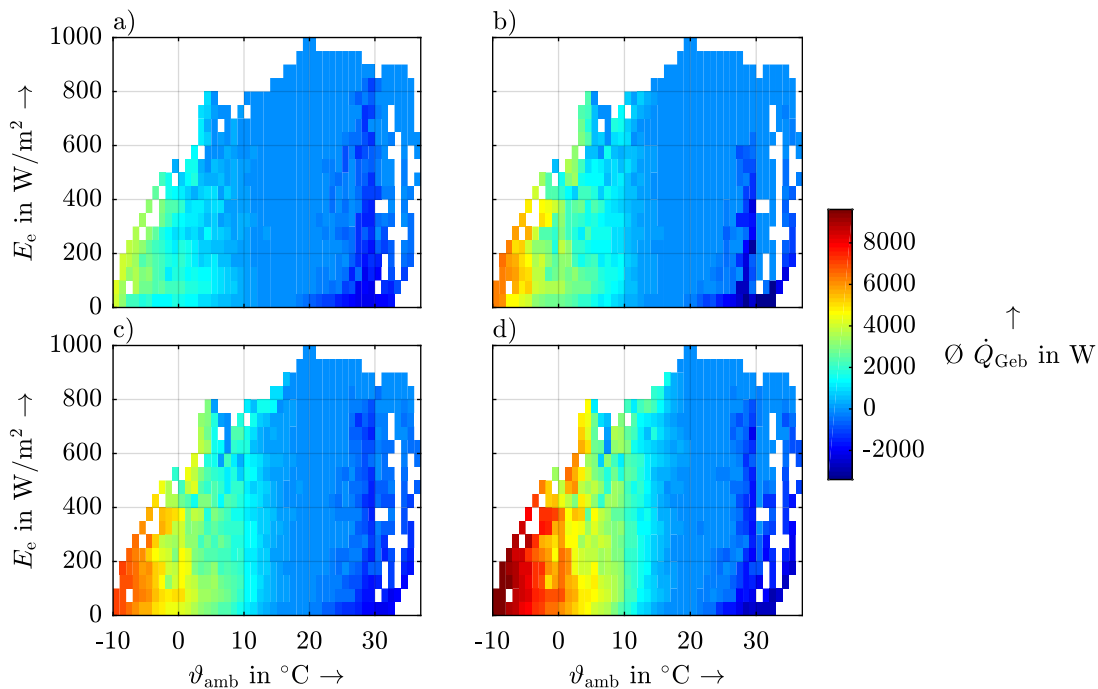
#### 4.2.2 Korrelation des Heizwärme- und Kühlbedarfs zur solaren Strahlung

Neben der Außentemperatur hat auch die solare Strahlung, mittels der solaren Wärmegewinne im Gebäude, einen Einfluss auf die Heiz- und Kühlbedarfe. Mit steigender solarer Strahlungsintensität  $E_e$  sinkt der durchschnittliche Heizbedarf. Bezogen auf den Kühlbedarf ist ein entgegengesetzter Trend erkennbar. Bei sehr hohen Bestrahlungsstärken oberhalb  $800 \text{ W/m}^2$  ist der Bedarf sehr gering (siehe Abbildung 4.4).



**Abbildung 4.4:** Durchschnittliche Bedarfsleistungswerte in Abhängigkeit der solaren Bestrahlungsstärke für a) Heizen und b) Kühlen

Dies lässt sich mittels Abbildung 4.5 näher erläutern, welche die durchschn. Bedarfe des Gebäudes  $\bar{Q}_{\text{Geb}}$  in Abh. der solaren Strahlung und der Außentemperatur darstellt.



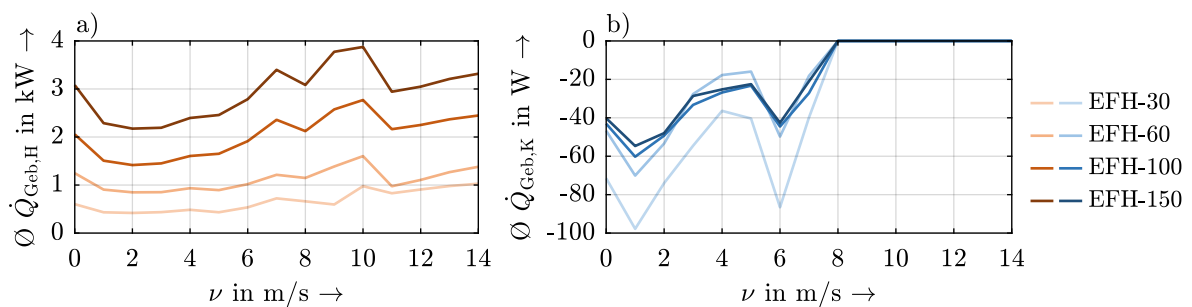
**Abbildung 4.5:** Durchschn. therm. Bedarfsleistungswerte in Abh. der solaren Strahlung und Außentemperatur für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150



Die höchsten Strahlungswerte treten im Temperaturbereich zwischen 15 °C und 25 °C auf, in dem der Bedarf außentemperaturbedingt sehr gering ist. Dies gilt für alle vier der betrachteten Gebäudetypen im gleichen Sinne.

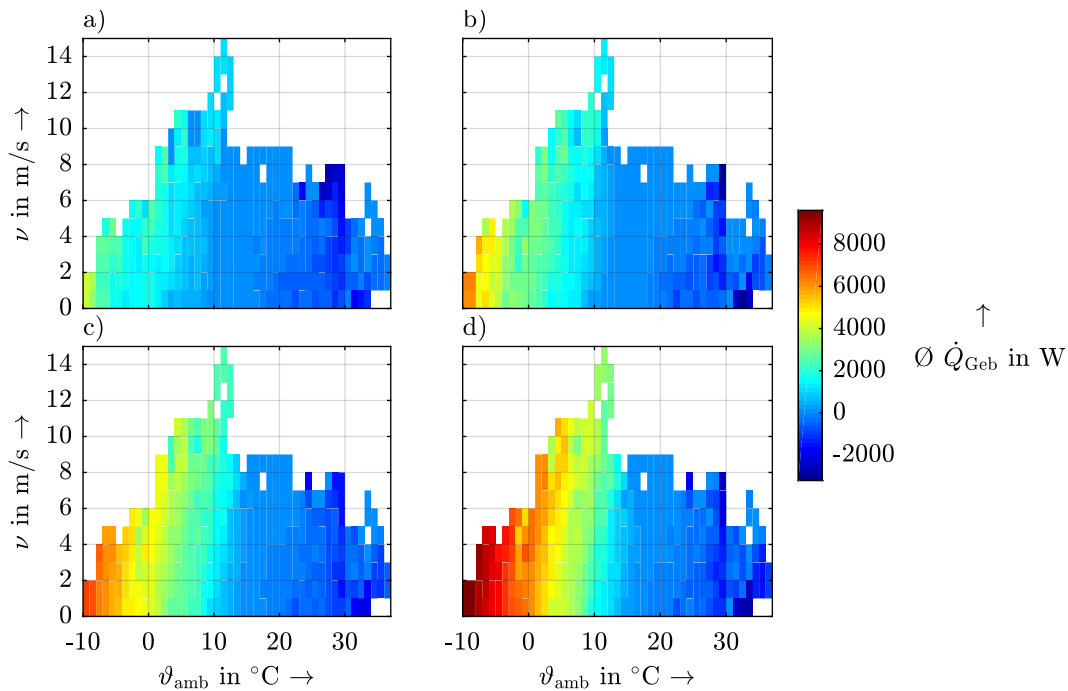
### 4.2.3 Korrelation des Heizwärme- und Kühlbedarfs zum Windaufkommen

Die Windgeschwindigkeit hat modellbedingt keinen Einfluss auf den Heizwärme- und Kühlbedarf des Gebäudes. Der Zusammenhang des Auftretens zwischen den Bedarfen und der Windgeschwindigkeit lässt jedoch Rückschlüsse auf den Einsatz von WP-Speichersystemen als Flexibilitätsoption zur Bilanzierung von Windstrom zu. Die größten durchschnittlichen Wärmebedarfe treten bei Windgeschwindigkeiten  $\nu$  zwischen 8 m/s und 11 m/s auf. Die Wärmebedarfe sind bei höheren Windgeschwindigkeiten tendenziell größer. Ausnahme stellt lediglich der Fall dar, dass kein Wind weht. Für die Kühlbedarfe ist ein entgegengesetzter Trend erkennbar (siehe Abbildung 4.6).



**Abbildung 4.6:** Durchschnittliche Bedarfsleistungswerte in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit für a) Heizen und b) Kühlen

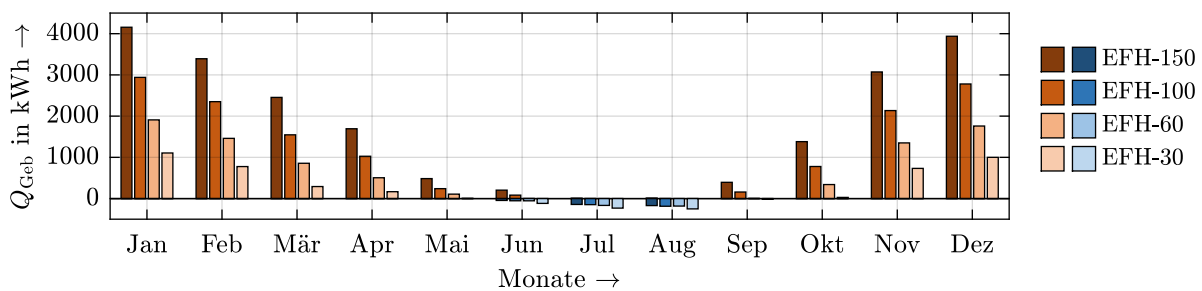
Die gleichzeitige Betrachtung der Abhängigkeit der Bedarfe zur Windgeschwindigkeit und zur Außentemperatur zeigt die größten Leistungswerte im Heizbetrieb bei geringen Windgeschwindigkeiten und niedrigen Außentemperaturen. Bei Gebäuden mit großen Heizbedarfen, wie dem EFH-150, treten Wärmebedarfe vermehrt bei höheren Außentemperaturen im Bereich um die 10 °C auf, was mit höheren Windgeschwindigkeiten korreliert (siehe Abbildung 4.7). Die Kühlbedarfe liegen im niedrigen und mittleren Windgeschwindigkeitssegment. Hohe Windgeschwindigkeiten treten am häufigsten im mittleren Temperatursegment und somit bei eher geringen Bedarfen auf.



**Abbildung 4.7:** Durchschnittliche thermische Bedarfsleistungswerte in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit und Außentemperatur für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150

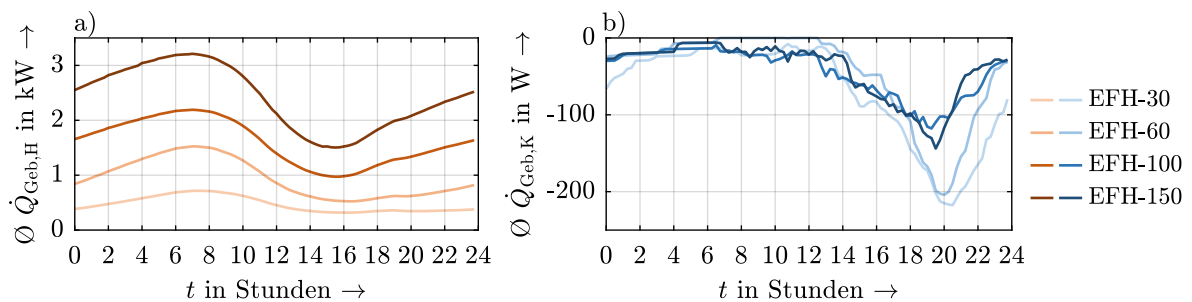
#### 4.2.4 Zeitliche Betrachtung des Heizwärme- und Kühlbedarfes

Wie sich bereits aus dem jahreszeitlichen Temperaturverlauf als Haupttreiber für den Heizwärme- und Kühlbedarf von Gebäuden schließen lässt, sind die Wärmebedarfe in den Wintermonaten am höchsten. Ein Kühlbedarf besteht lediglich im Sommer, fast ausschließlich im Juli und August (siehe Abbildung 4.8). Höhere Dämmungen führen zu geringeren Heizwärmebedarfen im Winter, aufgrund solarer Strahlungseinträge jedoch zu höheren Kühlbedarfen im Sommer, wobei diese im Vergleich deutlich geringer ausfallen.



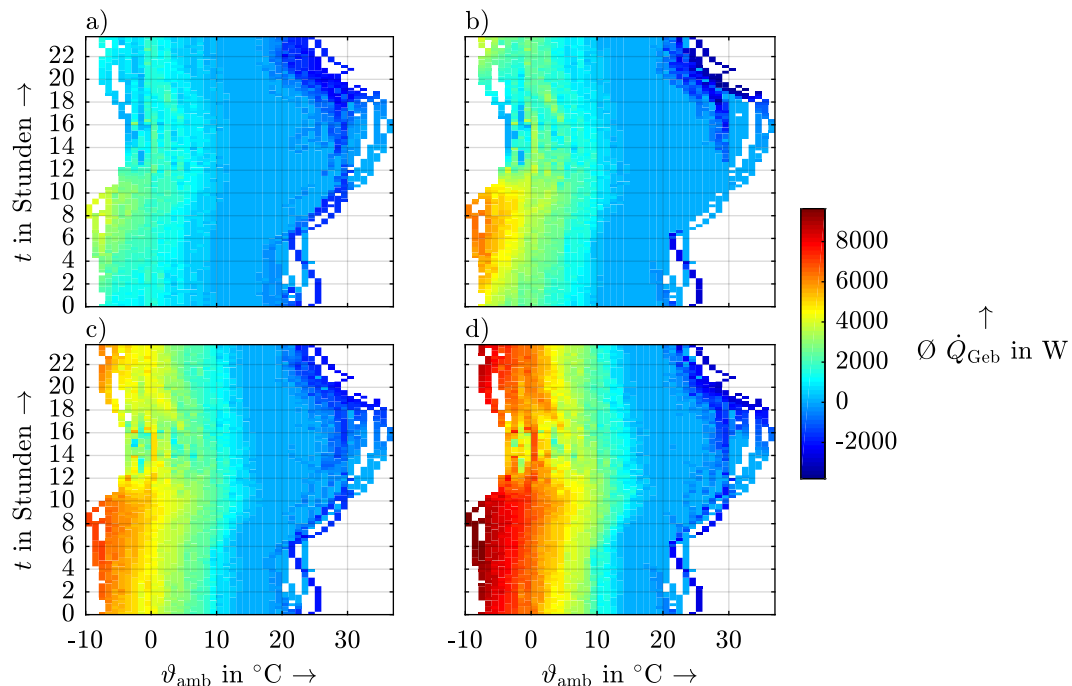
**Abbildung 4.8:** Thermische Energiebedarfe des Gebäudes für Heizen (rot) und Kühlen (blau) als Monatsbetrachtung

Betrachtet man die durchschnittlichen Bedarfsleistungen über die Tageszeit, so ist erkennbar, dass die größten Leistungswerte für Heizwärme in den Morgenstunden, zwischen 4 Uhr und 9 Uhr auftreten, die Geringsten in der Nachmittagszeit zwischen 13 Uhr und 18 Uhr (siehe Abbildung 4.9). Der Kühlbedarf ist in den Abendstunden zwischen 18 Uhr und 22 Uhr am höchsten. Dies ist durch die thermische Trägheit des Gebäudes sowie durch den Anstieg der Raumtemperatur im Tagesverlauf zu begründen.



**Abbildung 4.9:** Durchschnittliche Bedarfsleistungswerte in Abhängigkeit der Tageszeit für a) Heizen und b) Kühlen

Die gemeinsame Betrachtung der Zusammenhänge der Heizwärme- und Kühlbedarfe in Abh. der Außentemperatur und Tageszeit verdeutlicht dies weiter (siehe Abbildung 4.10).



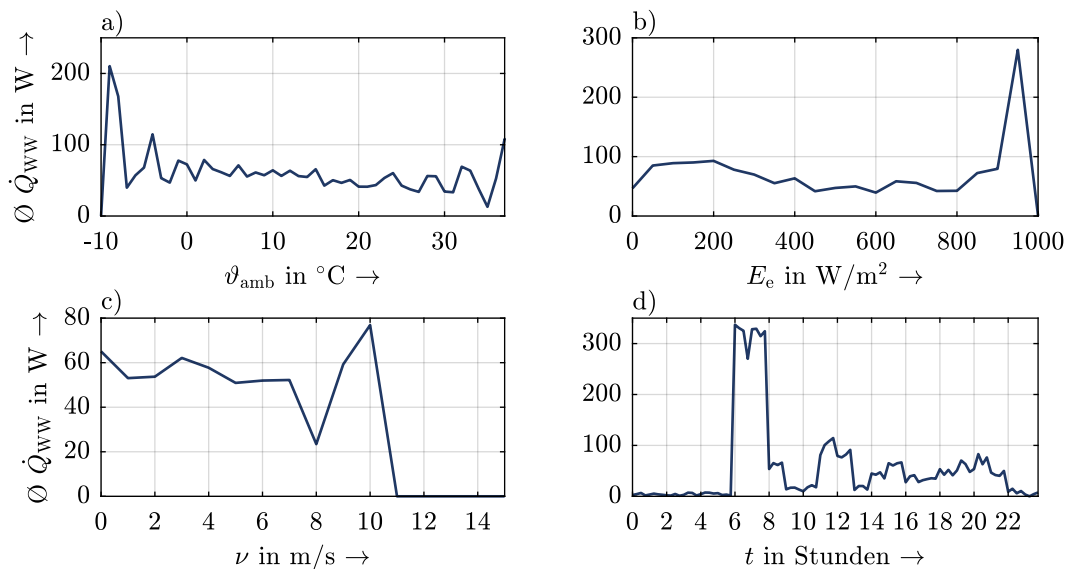
**Abbildung 4.10:** Durchschnittliche thermische Bedarfsleistungswerte in Abhängigkeit der Tageszeit und Außentemperatur für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150

Besonders die gut isolierten Gebäude zeigen einen Kühlbedarf in den Abendstunden bei Außentemperaturen zwischen 20 °C und 25 °C. Die größten Heizwärmebedarfe treten hingegen bei den tiefsten Außentemperaturen in den Morgenstunden auf.

#### 4.2.5 Korrelationen des Trinkwarmwasserbedarfes

Entsprechend der Untersuchung der Heizwärme- und Kühlbedarfe des Gebäudes wird im Folgenden der Bedarf an WW in Beziehung zu den wetterabhängigen Parametern sowie der Tageszeit gesetzt. Bis auf wenige Ausreißer sind bei den wetterabhängigen Parametern die durchschnittlichen Bedarfe als konstant anzusehen.

Aufgrund der geringen Auftretshäufigkeiten im oberen und unteren Außentemperaturbereich sowie im Bereich hoher Strahlungs- und Windgeschwindigkeitswerte ist die Quantifizierung der durchschnittlichen Leistung in diesen Bereichen nicht repräsentativ (siehe Abbildung 14.5 im Anhang). Der tageszeitliche Einfluss auf den WW-Leistungsbedarf  $\dot{Q}_{\text{WW}}$  ist hingegen klar erkennbar. So besteht der höchste durchschnittliche Bedarf in den Morgenstunden zwischen 6 Uhr und 8 Uhr. Auch in der Mittagszeit und den Abendstunden ist ein erhöhter Verbrauch im Vergleich zum Tagesmittel erkennbar. Der Bedarf in den Nachtstunden ist vernachlässigbar gering (siehe Abbildung 4.11).



**Abbildung 4.11:** Durchschnittliche Bedarfsleistungswerte für WW in Abhängigkeit der  
a) Außentemperatur, b) solaren Strahlung, c) Windgeschwindigkeit und d) Tageszeit

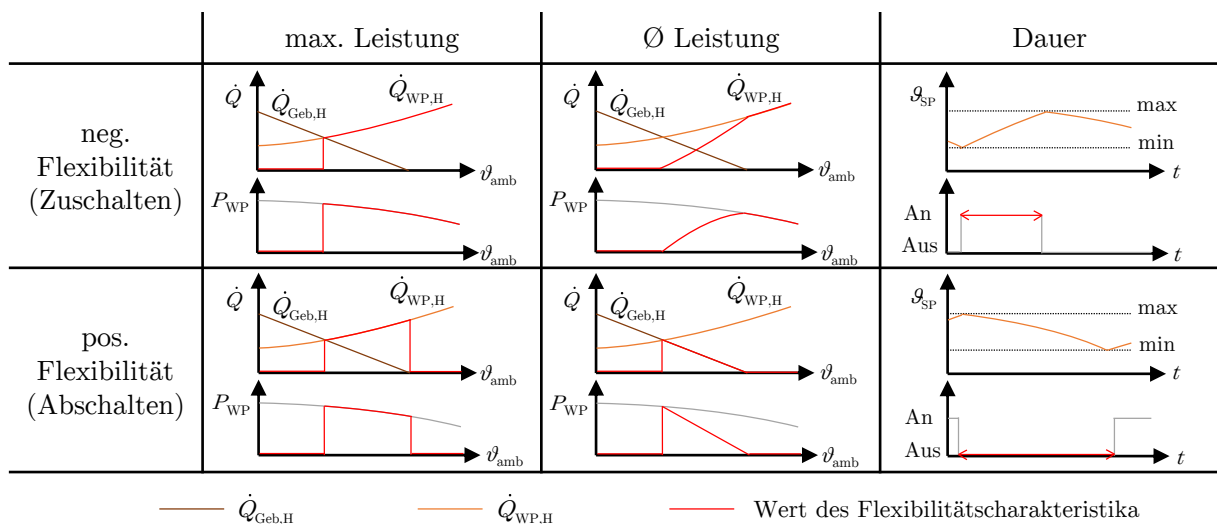
Aufgrund der weitaus stärkeren Korrelationen der gebäudespezifischen Bedarfe zu den untersuchten Parametern und des größeren zur Verfügung stehenden Temperaturbandes

im Speicher für HW (siehe Abschnitt 3.2.4), beschränken sich die folgenden Betrachtungen auf die Gebäudebedarfe.

## 4.3 Quantifizierung der Flexibilitätscharakteristika

### 4.3.1 Definition der einzelnen Flexibilitätscharakteristika

Die bisherigen Untersuchungen haben die Außentemperatur als wichtigsten, nicht beeinflussbaren Einflussfaktor identifiziert. Diese hat zum einen einen direkten Einfluss auf das Flexibilitätspotential durch die Wärmequellentemperatur. Zum anderen bestehen indirekte Einflüsse über die Wärmesenktemperatur (außentemperaturabhängige Vorlauftemperatur) und die Heizlast des Gebäudes (siehe Abschnitt 4.1). Neben der Außentemperatur, spielen der Gebäudetyp, die Dimensionierung der Wärmepumpe und des therm. Speichers sowie der Einsatz von WP und Speicher bis zum aktuellen Zeitpunkt (Historie) eine entscheidende Rolle. Daher werden in den folgenden Betrachtungen die Flexibilitätscharakteristika in Abhängigkeit dieser Einflussfaktoren bestimmt. Für eine gegebene Dimensionierung des WP-Speichersystems in einem bestimmten Gebäude und unter Vernachlässigung des bisherigen Einsatzes bestimmen sich die einzelnen Flexibilitätscharakteristika (maximale Leistung, durchschnittliche Leistung und Dauer) quantitativ wie in Abbildung 4.12 dargestellt.



**Abbildung 4.12:** Qualitative Darstellungen zur Quantifizierung der Flexibilitätscharakteristika im Heizbetrieb

Die *maximale Leistung* der Flexibilität beschreibt die thermische bzw. elektrische Leistungsänderung der WP beim Verändern des Betriebszustandes. Ein Abruf sowohl negativer, als auch positiver Flexibilität ist nur oberhalb des Bivalenzpunktes<sup>21</sup> (BV) möglich, da nur dann ein Leistungsüberschuss der WP im Vergleich zum Bedarf besteht. Unterhalb des BV befindet sich die WP im Dauerbetrieb. Somit beträgt die maximal zu-/abschaltbare Leistung unterhalb des BV null. Ist kein Bedarf vorhanden, ist ebenfalls ein Abruf positiver Flexibilität nicht möglich, da die WP nicht zur Bereitstellung von Wärme/Kälte benötigt wird. Ein Abruf negativer Flexibilität ist zwar grundsätzlich möglich, ohne zeitliche Nähe zu Bedarfen jedoch in Frage zu stellen. Für die Bereiche, in denen die maximale Leistung ungleich null ist, entspricht diese sowohl für den Abruf positiver, als auch negativer Flexibilität, der Leistung der WP im Betriebszustand „*Ein*“.

Im Gegensatz zur maximalen Leistung beschreibt die *durchschnittliche Leistung* diejenige Leistung, die in Abhängigkeit eines bestimmten Einflussfaktors im Mittel durch einen Flexibilitätsabruf realisiert werden kann. Im Folgenden wird nur auf den Einflussfaktor der Außentemperatur näher eingegangen. Die durchschnittliche Leistung ist dabei auf zwei Arten interpretierbar:

1. als durchschnittliche Leistungsänderung einer Anlage beim Flexibilitätsabruf eines großen Kontingentes an Anlagen bei einer bestimmten Außentemperatur, bzw.
2. als durchschnittlich mögliche Leistungsänderung einer Anlage bei einer bestimmten Außentemperatur.

Beide Interpretationen sind durch den selben Zahlenwert je Ausprägung des Einflussfaktors quantifiziert. Grundsätzlich berechnet sich die durchschnittliche thermische zuschaltbare Leistung aus der Differenz zwischen der Heizleistung der WP und der Heizlast des Gebäudes. Im Bereich unterhalb des BV beträgt die durchschnittliche zuschaltbare Leistung, analog zur max. Leistung, null. Grund hierfür ist die im Vergleich zur Heizleistung der WP höhere Heizlast des Gebäudes. Aufgrund des nicht vorhandenen Leistungsüberschusses der WP ist ein Abschalten nicht möglich. Im Bereich oberhalb der HGT und somit keiner thermischen Last, ist ein Abruf negativer Flexibilität in Höhe der Leistung der WP (Betriebszustand „*Ein*“) zwar grundsätzlich möglich, ohne zeitliche Nähe zu Bedarfen jedoch in Frage zu stellen. Die durchschnittliche thermische abschaltbare Leistung entspricht grundsätzlich der Heizlast des Gebäudes. Im Bereich unterhalb des BV beträgt diese, aus oben genannten Gründen, ebenfalls null. Sie beträgt zudem null im Falle eines positiven

---

<sup>21</sup>Zur Veranschaulichung des BV siehe Abschnitt 2.6.2

Flexibilitätsabrufes und keiner thermischen Last. Die entsprechenden Verläufe sind in Abbildung 4.12 dargestellt.

Das Verhältnis zwischen der Heizlast des Gebäudes und der Heizleistung der WP drückt für ein großes Kontingent an WP die Gleichzeitigkeit des Einsatzes im wärmegeführten Betrieb aus. Sie entspricht somit dem Verhältnis der ein- zu den ausgeschalteten WP. Der entsprechende Gleichzeitigkeitsfaktor (GZF)  $g_\infty$  für ein sehr großes Kollektiv berechnet sich wie folgt.

$$g_\infty = \frac{\dot{Q}_{\text{Geb,H}}}{\dot{Q}_{\text{WP,H}}} \quad (4.3-1)$$

Eine steigende Differenz zwischen thermischer Last und Erzeugungsleistung bei steigenden Außentemperaturen resultiert somit in einer sinkenden Gleichzeitigkeit. Gleichzeitigkeitsfaktoren größer eins beschreiben ein Überschreiten des Bedarfes bezogen auf die Erzeugung. Für  $g_\infty > 1$  ist somit die WP grundsätzlich im Dauerbetrieb und der Einsatz einer Zusatzheizung notwendig.

Mittels des Gleichzeitigkeitsfaktors lassen sich die durchschnittlich zuschaltbare und durchschnittlich abschaltbare elektrische Leistung ( $\emptyset P_{\text{WP,zu}}$ ,  $\emptyset P_{\text{WP,ab}}$ ) der WP wie folgt berechnen.

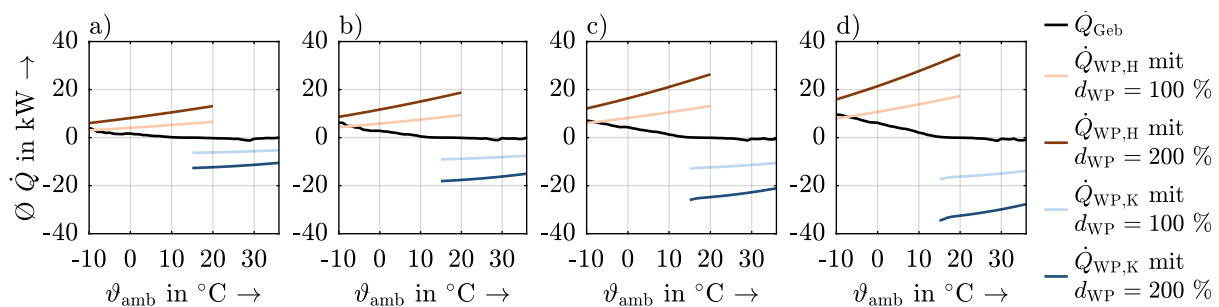
$$\emptyset P_{\text{WP,zu}} = P_{\text{WP}} \cdot (1 - g_\infty) \quad (4.3-2a)$$

$$\emptyset P_{\text{WP,ab}} = P_{\text{WP}} \cdot g_\infty \quad (4.3-2b)$$

Die maximal möglichen *Dauern* eines positiven bzw. negativen Flexibilitätsabrufes sind unter anderem abhängig von der minimal und maximal zulässigen Temperatur des thermischen Speichers bzw. den Betriebsgrenzen der Wärmepumpe. Die maximale Dauer des Abrufs negativer Flexibilität, respektive die Zuschaltdauer, bestimmt sich aus der Aufheizdauer des thermischen Speichers durch die WP beginnend von einer minimalen (min) Temperatur bis zu einer maximalen (max) Temperatur. Die maximale Abrufdauer positiver Flexibilität beschreibt eine reine Wärmebereitstellung mittels des Speichers ausgehend von einer maximalen Temperatur bis zum Erreichen der minimalen Temperatur. Somit entspricht sie der maximal möglichen Abschaltdauer.

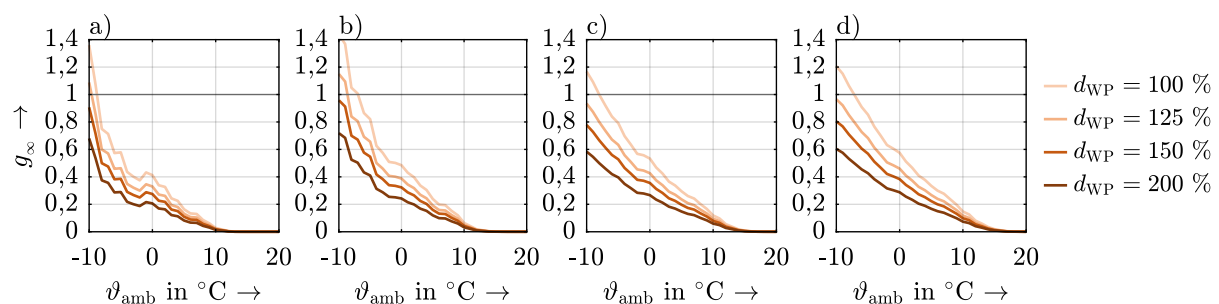
### 4.3.2 Leistungsvergleich und Gleichzeitigkeit als Basis der Quantifizierung

Wie bei der Definition der einzelnen Flexibilitätscharakteristika gezeigt, basieren diese im Wesentlichen auf dem außentemperaturbedingten thermischen Verhalten der WP und des Gebäudes sowie der Dimensionierung des WP-Speichersystems. Die Differenz zwischen thermischer Leistungsabgabe und thermischem Leistungsbedarf ist maßgeblich für die potentielle Leistungsänderung einer fix-speed WP. Abbildung 4.13 zeigt die durchschnittlichen Bedarfs- sowie Erzeugungsleistungen für zwei WP-Dimensionierungen<sup>22</sup>  $d_{WP}$  der vier Typgebäude in Abhängigkeit der Außentemperatur.



**Abbildung 4.13:** Vergleich des thermischen Leistungsbedarfes und der thermischen Leistung der WP in Abhängigkeit der Außentemperatur für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150

Die sich daraus ergebenden Gleichzeitigkeitsfaktoren des Heizbetriebes zeigt Abbildung 4.14 für unterschiedliche WP-Dimensionierungen in Abhängigkeit der Außentemperatur.



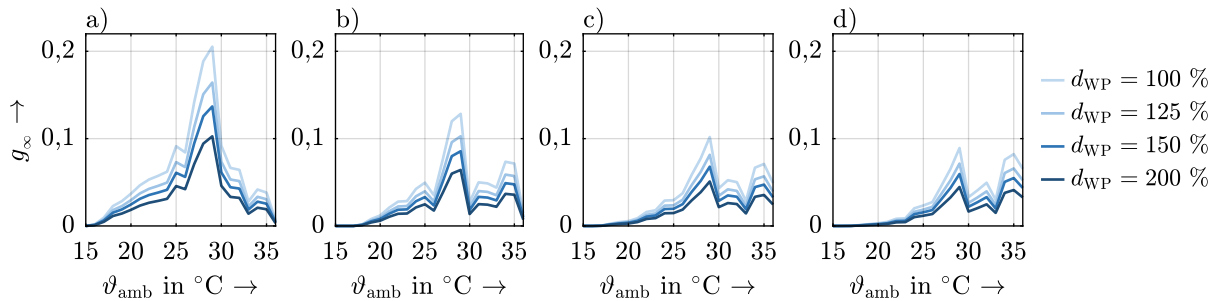
**Abbildung 4.14:** Gleichzeitigkeitsfaktoren der WP im Heizbetrieb in Abh. der Außentemperatur und WP-Dimensionierung für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150

Analog stellt Abbildung 4.15 die Gleichzeitigkeitsfaktoren für den Kühlbetrieb in Abhängigkeit der Außentemperatur dar. Aufgrund der Dimensionierung der WP auf den

<sup>22</sup>Die Dimensionierung  $d$  in Prozent ist jeweils auf die klassische Auslegung aus Abschnitt 3.2.3 bezogen.



Heizbetrieb und des geringeren Kühlbedarfes, fallen hier die GZF weitaus geringer aus.



**Abbildung 4.15:** Gleichzeitigkeitsfaktoren der WP im Kühlbetrieb in Abh. der Außentemperatur und WP-Dimensionierung für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150

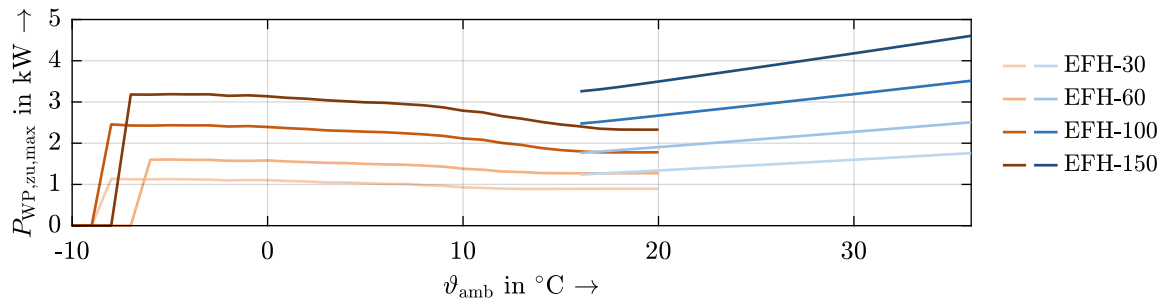
Grundsätzlich führen größere Dimensionierungen der WP zu geringeren GZF, jedoch zu höheren Leistungsspitzen der Einzelanlage und einer höheren Volatilität beim Einsatz. GZF kleiner eins zeigen einen Leistungsüberschuss der therm. Erzeugungsleistung in Bezug auf die therm. Last auf. Bei einem Leistungsüberschuss der WP im Vergleich zum Bedarf, kann unter Zuhilfenahme eines Speicher, die Erzeugung und der Verbrauch von thermischer Energie, unter Beachtung der Einsatzgrenzen<sup>23</sup>, grundsätzlich zeitlich entkoppelt werden. Somit besteht Flexibilitätspotential im Bereich  $0 \leq \text{GZF} \leq 1$ . Für  $\text{GZF} > 1$  ist der Einsatz einer Zusatzheizung notwendig.

## 4.4 Leistungsänderungspotential von Wärmepumpen

### 4.4.1 Zuschaltbare elektrische Leistung (negative Flexibilität)

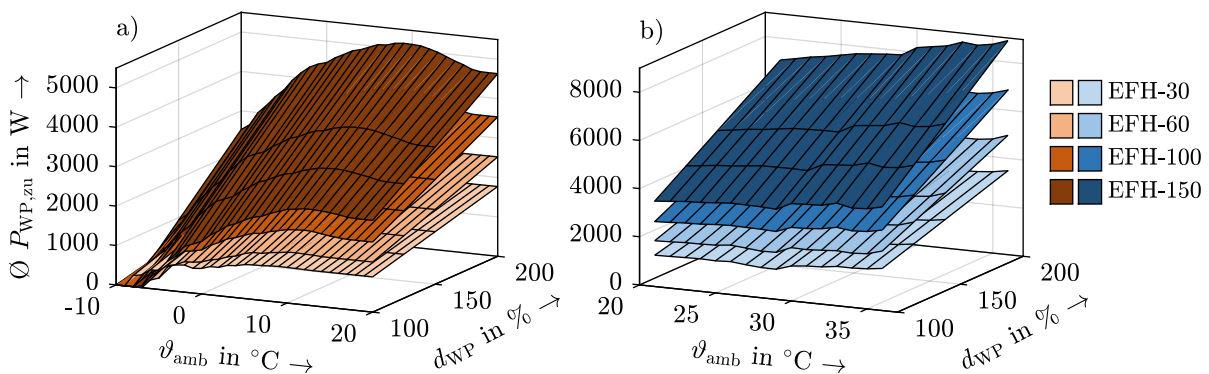
Das Zuschalten einer WP im Vergleich zum „Standardbetrieb“ stellt eine negative Flexibilität dar. Die maximal zuschaltbare elektrische Leistung einer Anlage  $P_{\text{WP},\text{zu},\text{max}}$  beschreibt dabei die Leistungsänderung vom Betriebszustand „Aus“ zu „Ein“. Diese Leistung ist abhängig von der jeweiligen Außentemperatur in Abbildung 4.16 dargestellt. Unterhalb des BV, ab dem die Heizlast die thermische Leistung der WP überschreitet, befindet sich die jeweilige Anlage im Dauerbetrieb und ist somit nicht zuschaltbar. Die elektrische Leistungsaufnahme fällt prozessbedingt im Kühlbetrieb größer aus als im Heizbetrieb. Ebenfalls steigt die maximal zuschaltbare Leistung im Heizbetrieb mit sinkender und im Kühlbetrieb mit steigender Außentemperatur an.

<sup>23</sup>Hierzu müssen Randbedingungen wie die notwendige Vorlauftemperatur zur Bereitstellung der Heizwärme und die Betriebsgrenzen der Wärmepumpe berücksichtigt werden.



**Abbildung 4.16:** Maximal zuschaltbare elektrische Leistung in Abh. der Außentemperatur für (rot) Heiz- und (blau) Kühlbetrieb

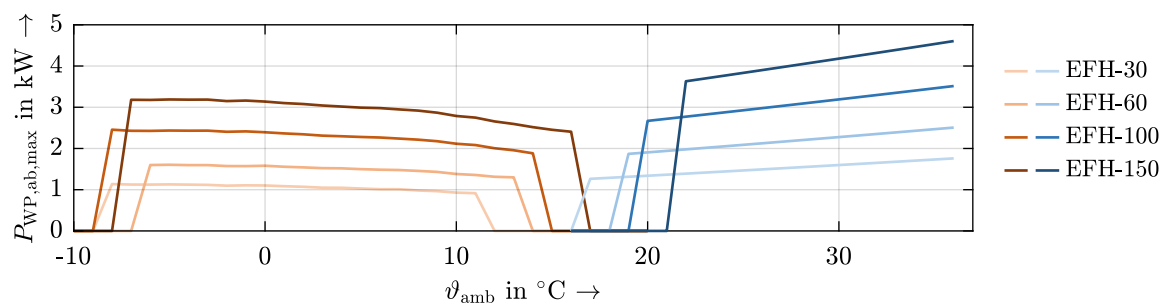
Die Betrachtung der durchschnittlichen zuschaltbaren Leistung  $P_{WP,zu}$  zeigt ein Ansteigen des Leistungswertes mit steigenden Außentemperaturen im Heizbetrieb. Bei Außentemperaturen oberhalb von  $10\text{ °C}$  ist ein Sinken der Leistung erkennbar (siehe Abbildung 4.17). Dies ist auf zwei Effekte zurückzuführen. Zum Einen bedingen geringe Außentemperaturen eine hohe Gleichzeitigkeit der Wärmepumpen. Dies führt zu einer geringeren Anzahl an zuschaltbaren Wärmepumpen und somit zu einer geringeren durchschnittlichen Leistung. Zum Anderen ist die Gleichzeitigkeit im oberen Außentemperaturbereich sehr gering. In diesem Bereich sinkt die maximal zuschaltbare Leistung der Wärmepumpen aufgrund der sinkenden Differenz zwischen Wärmequell- und senkentemperatur und der daraus folgenden Verringerung der elektrischen Leistungsaufnahme der WP. Dieser Effekt ist bei Gebäuden mit höheren HW-Bedarfen stärker ausgeprägt. Die Dimensionierung der WP hat einen linearen Einfluss auf die zuschaltbare Leistung über den gesamten Temperaturbereich. Gleiches gilt für den Kühlbetrieb. Der Einfluss der Außentemperatur ist im Kühlbetrieb annähernd linear. Die Änderung der ohnehin sehr geringen Gleichzeitigkeiten hat kaum einen Einfluss auf die durchschnittliche Leistungsänderung.



**Abbildung 4.17:** Durchschnittlich zuschaltbare elektrische Leistung in Abh. der Außentemperatur und WP-Dimensionierung für a) Heiz- und b) Kühlbetrieb

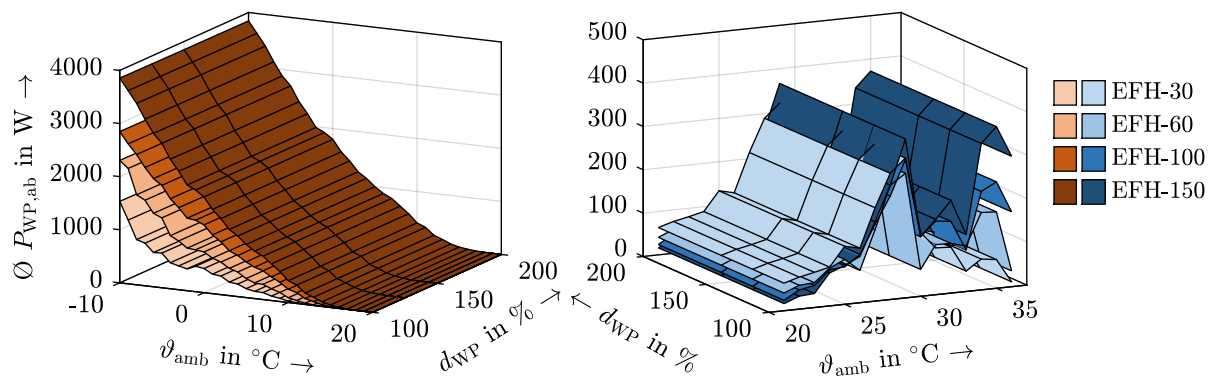
#### 4.4.2 Abschaltbare elektrische Leistung (positive Flexibilität)

Das Abschalten einer WP im Vergleich zum „Standardbetrieb“ stellt eine positive Flexibilität dar. Die maximal abschaltbare elektrische Leistung einer Anlage  $P_{WP,ab,max}$  beschreibt dabei die Leistungsänderung vom Betriebszustand „Ein“ zu „Aus“. Im Gegensatz zur negativen Flexibilität existiert im Temperaturband zwischen der gebäudespezifischen Heiz- und Kühlgrenztemperatur ein Bereich, in dem ein Abschalten der Anlage, aufgrund fehlender Bedarfe, nicht möglich ist (siehe Abbildung 4.18). Alle weiteren Gegebenheiten sind analog zur negativen Flexibilität.



**Abbildung 4.18:** Maximal abschaltbare elektrische Leistung in Abh. der Außentemperatur für (rot) Heiz- und (blau) Kühlbetrieb

Die durchschnittlich abschaltbare Leistung  $P_{WP,ab}$  ist abhängig vom jeweiligen thermischen Bedarf. Existiert kein thermischer Bedarf, so ist auch diese null. Der Verlauf der durchschnittlichen abschaltbaren elektrischen Leistung entspricht dem des durchschnittlichen thermischen Leistungsbezuges, bewertet mit dem jeweiligen COP. Die Dimensionierung der Wärmepumpe hat hierbei keinen Einfluss. Abbildung 4.19 verdeutlicht diese Zusammenhänge.



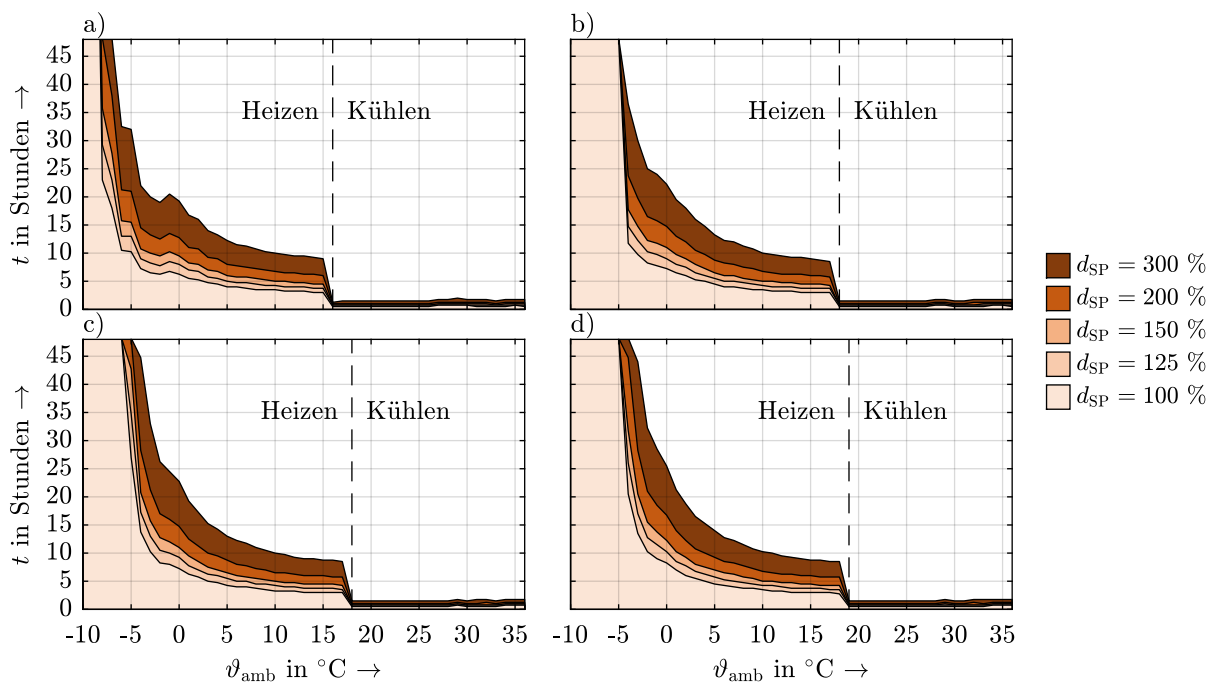
**Abbildung 4.19:** Durchschnittlich abschaltbare elektrische Leistung in Abh. der Außentemperatur und WP-Dimensionierung für a) Heiz- und b) Kühlbetrieb

## 4.5 Dauer des Flexibilitätsabrufes

### 4.5.1 Einfluss der Dimensionierung des thermischen Speichers

Die Dauer eines möglichen Flexibilitätsabrufes wird, neben dem Bedarf, maßgeblich von der therm. Leistung der WP sowie der verfügbaren therm. Speicherkapazität bestimmt. Bei der Abrufdauer negativer Flexibilität spielen beide Dimensionierungen eine Rolle, in Bezug auf die Abrufdauer positiver Flexibilität lediglich die Dimensionierung des Speichers  $d_{SP}$ . Im Folgenden wird zunächst auf die Einflüsse der Speichergröße eingegangen.

Die maximale Zuschaltdauer beschreibt die Zeitspanne, die eine WP betrieben werden kann, bis, ausgehend von einer Starttemperatur, eine entsprechende Grenztemperatur im Speicher erreicht wird. Als Starttemperatur wurde die außentemperspezifische Vorlauf-temperatur abzüglich der Hysterese und als Grenztemperatur die Betriebsgrenze der WP gewählt<sup>24</sup>. Abbildung 4.20 veranschaulicht die Beladedauern in Abh. der Außentemperatur.



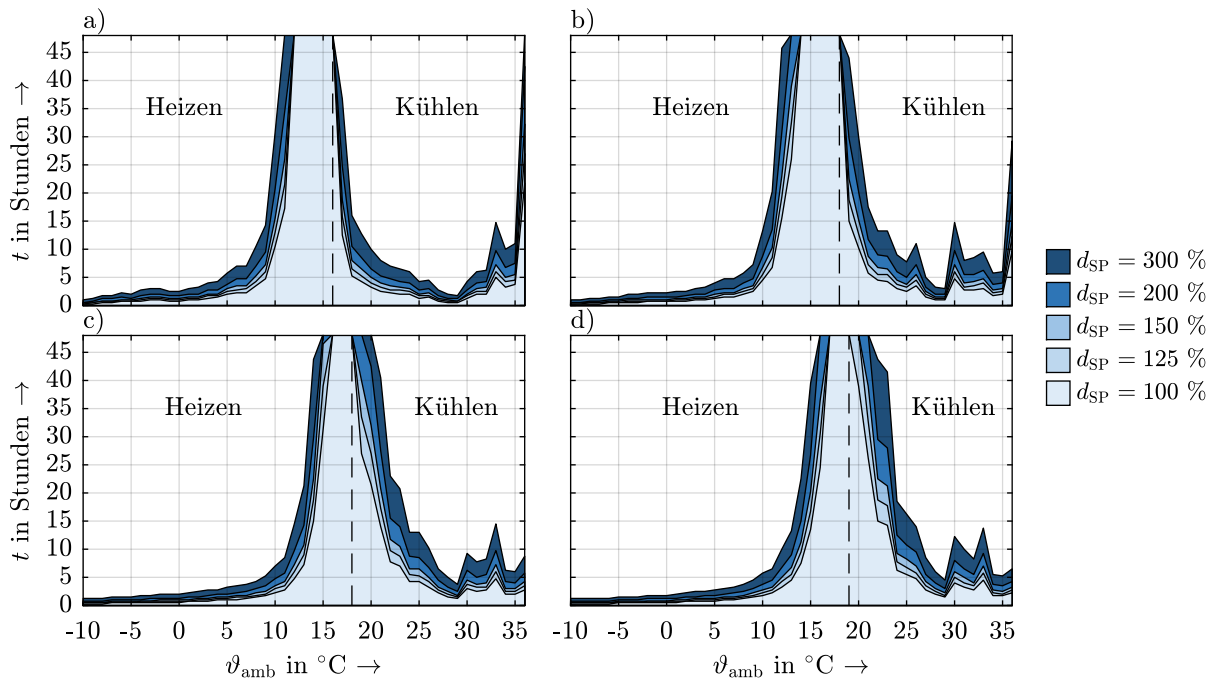
**Abbildung 4.20:** Maximale Beladedauer des thermischen Speichers in Abh. der Außentemperatur und Speichergröße bezogen auf die klassische Auslegung für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150

<sup>24</sup>Die Starttemperatur entspricht der Vorlauf-temperatur  $-2\text{ K}$  im Heizbetrieb und  $+2\text{ K}$  im Kühlbetrieb. Im realen Betrieb kann die Starttemperatur von diesen Werten abweichen, was die tatsächliche Beladedauer verkürzt. Die Grenztemperatur entspricht  $65\text{ }^{\circ}\text{C}$  im Heizbetrieb und  $7\text{ }^{\circ}\text{C}$  im Kühlbetrieb.

Es ist zu erkennen, dass im Heizbetrieb mit sinkender Außentemperatur die maximal mögliche Beladedauer, aufgrund der sinkenden thermischen Leistungsabgabe der WP sowie einer größer werdenden Heizlast des Gebäudes, überproportional steigt. Bei niedrigen Außentemperaturen, unterhalb des jeweiligen Bivalenzpunktes, kann der Bedarf nicht allein durch die WP gedeckt werden. Somit ist der Einsatz einer Zusatzheizung notwendig um die Einhaltung der jeweils zulässigen Mindesttemperatur zu garantieren. Die Beladedauern wurden hier, ausschließlich auf die WP bezogen, als unendlich angenommen. Eine Erhöhung der Speicherkapazität um den Faktor  $d_{SP}$  hat eine Verlängerung der maximalen Beladedauer, um annähernd den gleichen Faktor, zur Folge. Je nach Gebäude und Speicherdimensionierung sind, abhängig von der Außentemperatur, Speicherdauern von 2,5 Stunden bis über 48 Stunden realisierbar. Der Bereich zwischen 0 °C und 15 °C, bietet, ausgehend von der bedarfsseitigen Untersuchung, das größte Flexibilitätpotential im Heizbetrieb. Hier liegen die Beladedauern zwischen 2,5 Stunden und 25 Stunden. Aufgrund der im Vergleich zur Kühlleistung der WP niedrigen Kühllast des Gebäudes, sowie des geringen zur Verfügung stehenden Temperaturbandes im Kühlbetrieb (13 K), fallen die Beladedauern hier sehr viel geringer aus.

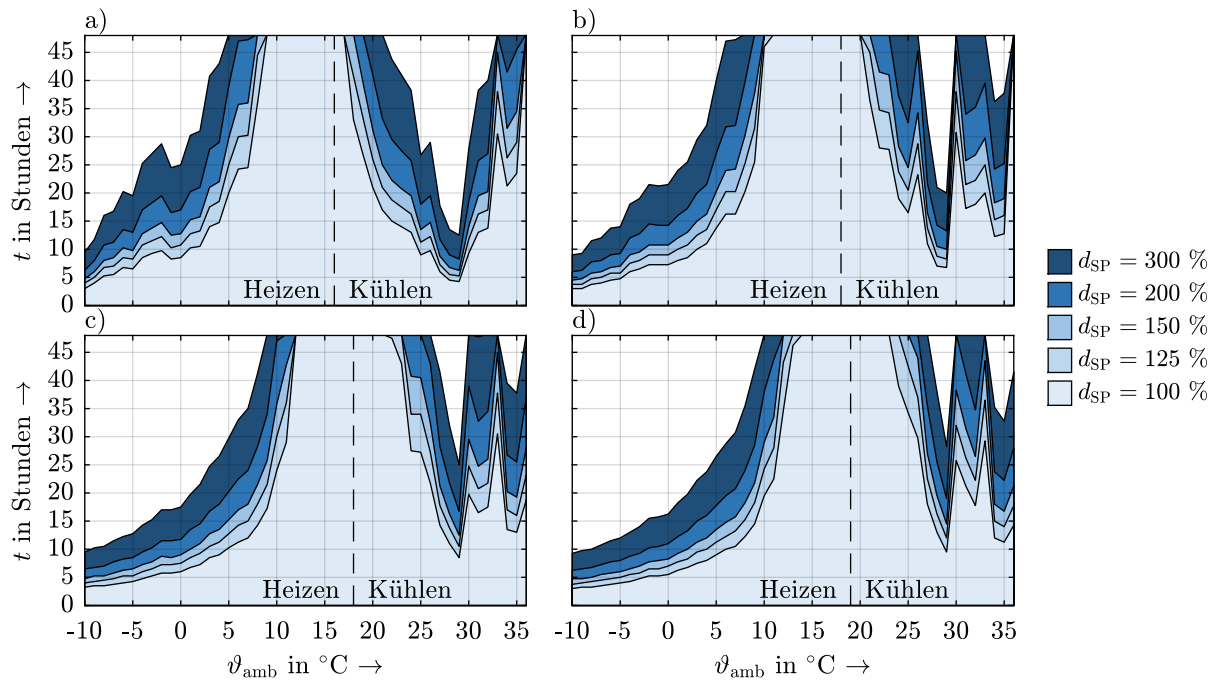
Als Pendant zur Zuschaltdauer, beschreibt die Abschaltdauer die Zeit, die eine WP abgeschaltet bleiben kann, bis, ausgehend von einer Starttemperatur, die entsprechende Grenztemperatur im Speicher erreicht wird. Als Starttemperatur wurde zunächst die jeweils obere Hysteresegrenze und als Grenztemperatur die untere zulässige Hysteresegrenze gewählt. Die längsten Entladedauern befinden sich im Außentemperaturband von 10 °C bis 20 °C, in dem der Bedarf am geringsten ist.

Im Vergleich zu Gebäuden niedrigeren Energiebedarfes liegt bei Gebäuden mit größerem HWB der Bereich niedrigen Bedarfes bei höheren Außentemperaturen. Unterhalb von 10 °C sind im Heizbetrieb maximal Entladedauern zwischen 2 Stunden und 30,5 Stunden, je nach Gebäude und Speicherdimensionierung, realisierbar. Mit sinkender Außentemperatur sinkt ebenfalls die Entladedauer aufgrund des steigenden Heizwärmebedarfes und der höheren notwendigen Vorlauftemperaturen überproportional. Eine Erhöhung der Speicherkapazität hat, analog zur Beladedauer, eine Verlängerung der Entladedauer um annähernd den gleichen Faktor zur Folge. Im Kühlbetrieb sind, im Vergleich zu den Beladedauern, größere Zeitspannen bei der Entladung realisierbar. Dies ist den, im Vergleich zur Kühlleistung der WP, geringeren Kühllasten der Gebäude geschuldet. Abbildung 4.21 veranschaulicht die Speicher-Entladedauern in unterschiedlichen Speicherdimensionierungen für die vier Typ-Gebäude.



**Abbildung 4.21:** Maximale Entladedauer des thermischen Speichers mit Starttemperatur bei der Abschalttemperatur des Hysteresreglers in Abh. der Außentemperatur und Speichergröße bezogen auf die klassische Auslegung für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150

Die Betrachtung der Entladedauern, ausgehend von einer Starttemperatur entsprechend der Betriebsgrenzen der WP ( $65\text{ °C}$  bzw.  $7\text{ °C}$ ), verdeutlicht die Auswirkungen einer speicher-temperaturbedingten Kapazitätserhöhung. Dies führt zu einer Erhöhung der maximalen Speicherdauer um den Faktor zehn im Heizbetrieb und den Faktor sechs im Kühlbetrieb. Die relative Erhöhung der Speicherdauer ist aufgrund der gleichartigen Dimensionierung des WP-Speichersystems für alle vier Gebäude gleich. Mit sinkender Außentemperatur sinkt die maximal mögliche Entladedauer aufgrund der größeren Heizlast des Gebäudes. Der Abfall der Speicherdauer in Abhängigkeit sinkender Außentemperaturen erfolgt bei Gebäuden mit größerem HWB aufgrund des schnelleren Anstiegs der notwendigen Vorlauftemperatur des Heizkreises schneller als bei Gebäuden mit geringem HWB. Im Bereich zwischen  $15\text{ °C}$  und  $20\text{ °C}$  ist die maximal mögliche Entladedauer sehr hoch und liegt selbst bei der klassischen Auslegung bei über zwei Tagen (siehe Abbildung 4.22). Die Variation der Speicherdimensionierung hat analog zu den vorherigen Betrachtungen eine Erhöhung der Speicherdauern um den selbigen Faktor zur Folge. Durch die Erweiterung des Temperaturbandes sind auch im Bereich hoher Lasten des Kühlbetriebes sehr viel größere Speicherdauern realisierbar.

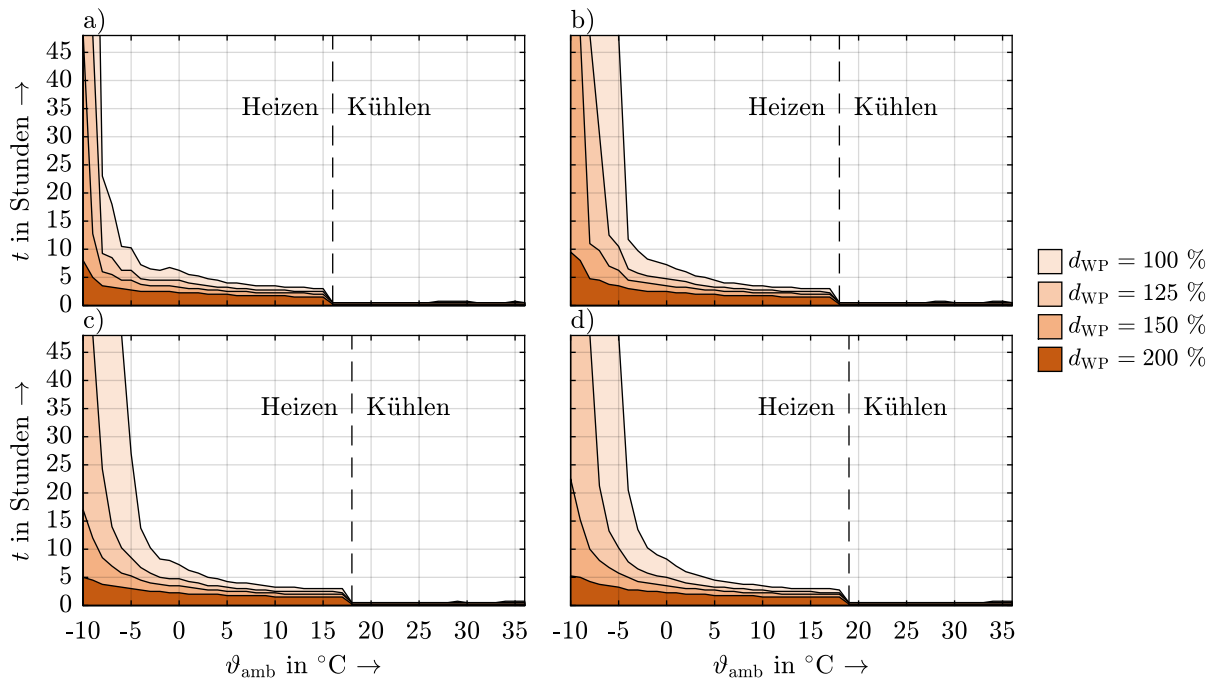


**Abbildung 4.22:** Maximale Entladedauer des thermischen Speichers mit Starttemperatur  $65\text{ °C}$  in Abh. der Außentemperatur und Speichergröße bezogen auf die klassische Auslegung für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150

#### 4.5.2 Einfluss der Dimensionierung der Wärmepumpe

Wie bereits Eingangsbereich beschrieben hat die Dimensionierung der WP lediglich einen Einfluss auf die Zuschaltdauer (negative Flexibilität). Die folgende Betrachtung basiert hierzu auf einer Speicherdimensionierung von  $100\%$ . Die Auswirkungen einer gleichzeitigen Erhöhung der Speicherdimensionierung sind aus den vorherigen Ergebnissen ableitbar.

Wie Abbildung 4.23 verdeutlicht, führt eine höhere Dimensionierung der WP zu einer Verringerung der Beladedauer des Speichers. Dies hat jedoch einen erhöhten Leistungsbezug zur Folge. Aufgrund des nichtlinearen Betriebsverhaltens der WP führt eine Verdoppelung der Leistung nicht über den gesamten Temperaturbereich zu einer Halbierung der Beladedauer. Dies gilt lediglich in Näherung in den Bereichen ohne bzw. mit sehr geringer bedarfsseitiger Last. Besonders im Bereich niedriger Außentemperaturen fällt die Verringerung der Beladedauer weitaus stärker aus. Dieser Effekt verstärkt sich mit sinkender Außentemperatur. Bei hohen Dimensionierungsfaktoren fällt die thermische Last des Gebäudes in Bezug auf den Leistungsüberschuss der WP im Vergleich zur thermischen Last weniger ins Gewicht, was zu annähernd konstanten Beladedauern über den gesamten Temperaturbereich in der jeweiligen Betriebsart (Heizen bzw. Kühlen) führt.



**Abbildung 4.23:** Beladedauer des thermischen Speichers in Abh. der Außentemperatur und WP-Leistung bezogen auf die klassische Auslegung für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150

## 4.6 Einfluss des vorangegangenen Flexibilitätsabrufs

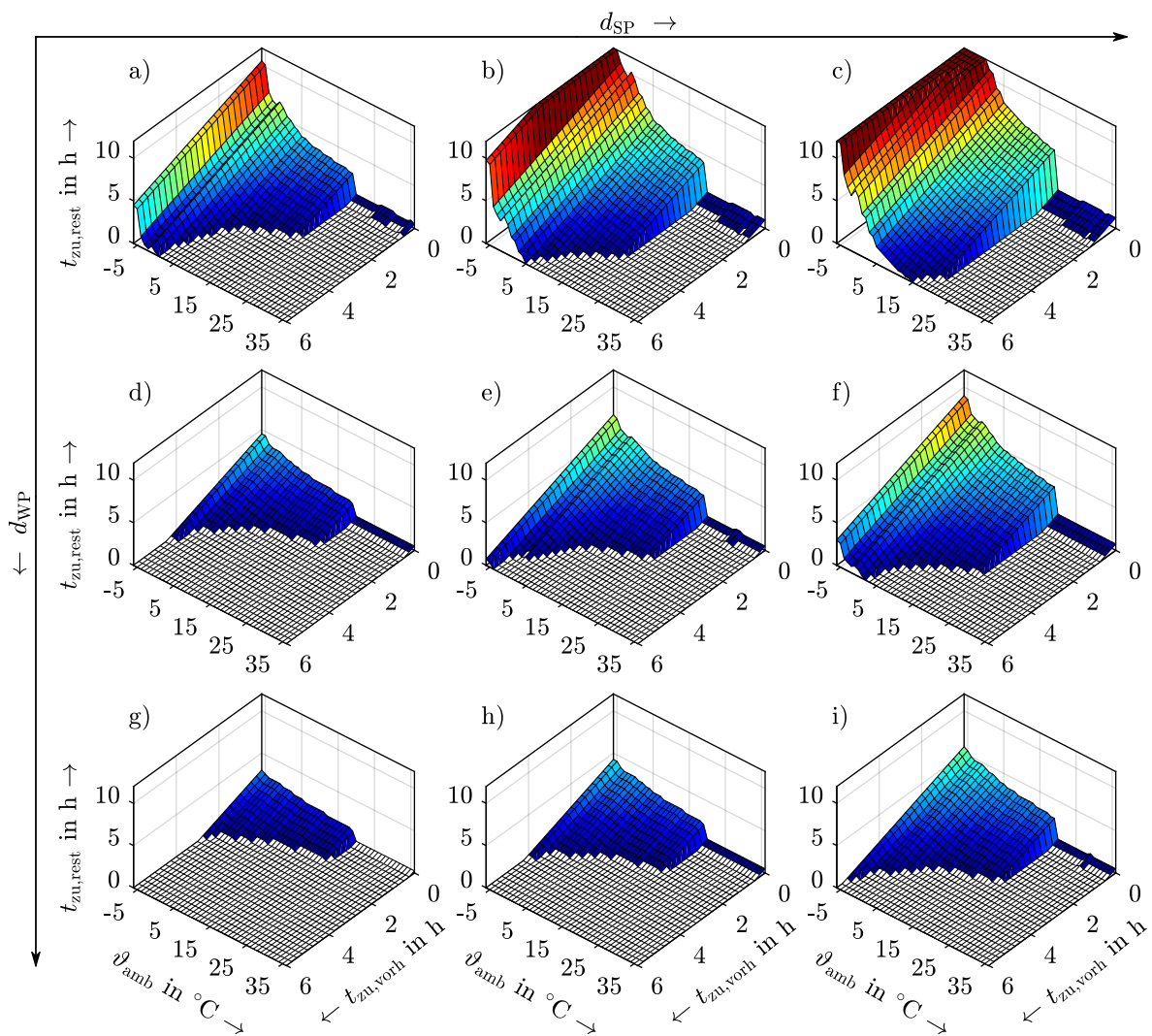
Basierend auf den bisherigen Untersuchungen wird im Folgenden der Einfluss der zeitlichen Komponente auf den Flexibilitätsabruf betrachtet, mit dem Ziel der Beschreibung des WP-Speichersystem-Verhaltens nach vorangegangenem Flexibilitätsabruf. Dazu werden folgende drei Verhalten, in Abhängigkeit der Dimensionierung der Wärmepumpe, der Dimensionierung des Speichers, der Außentemperatur und der Dauer des bisherigen Abrufes betrachtet:

- die verbleibende Zuschaltdauer nach vorherigem negativem Flexibilitätsabruf,
- die maximal zuschaltbare Leistung nach vorherigem negativem Flexibilitätsabruf und
- die maximale Abschaltdauer nach vorherigem negativem Flexibilitätsabruf

Die entsprechenden Größen bestimmen sich aus dem Verhalten des WP-Speichersystems in direktem Anschluss an einen negativen Flexibilitätsabruf der Dauer  $t_{zul,vorh}$ . Auf eine Betrachtung des Verhaltens nach vorherigem positivem Flexibilitätsabruf wurde verzichtet, da die bisherigen Untersuchungen sowie die hiesigen Betrachtungen ausreichend Aufschluss über das darauffolgende Verhalten bieten.

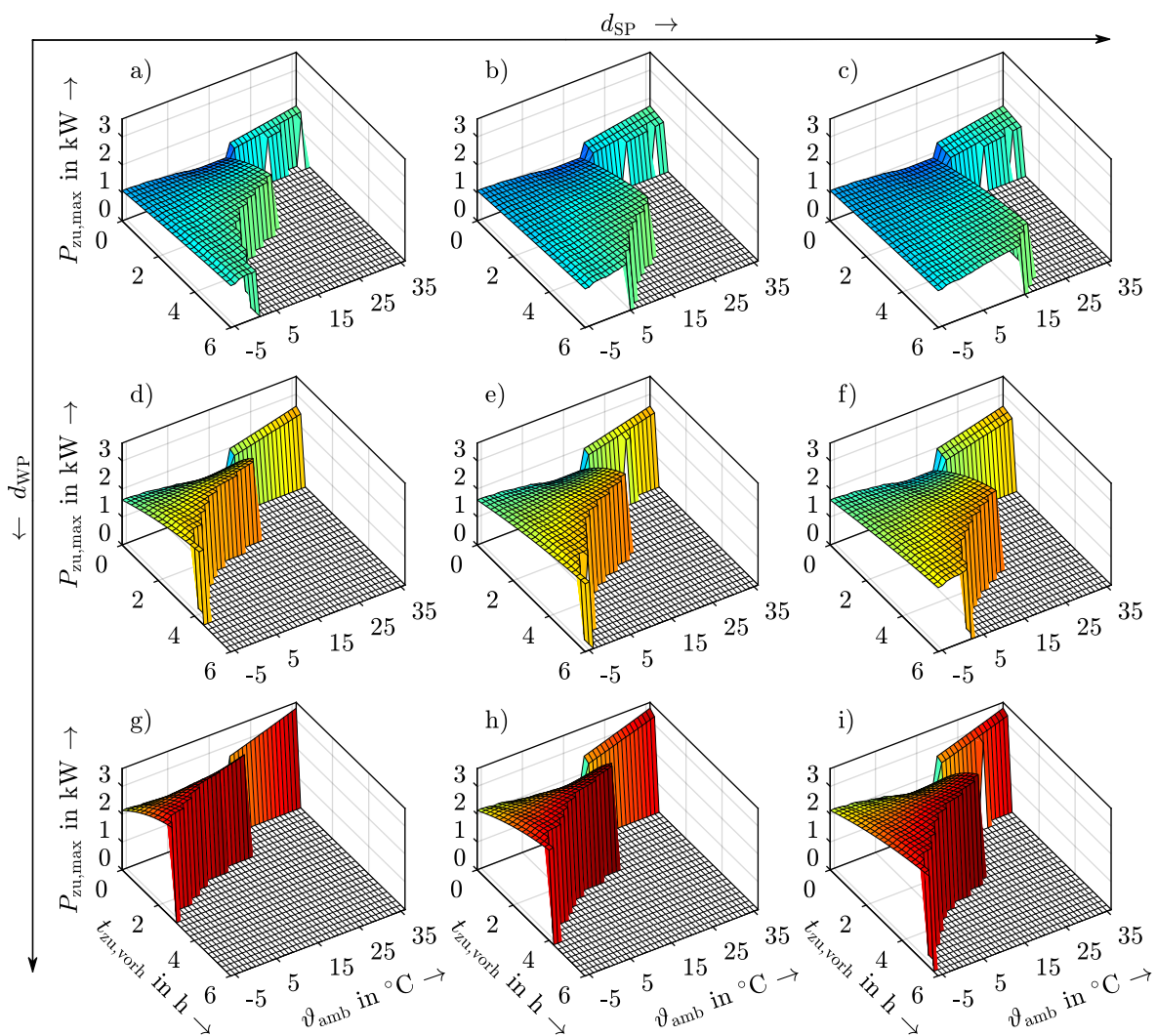


Bezogen auf die verbleibende Zuschaltdauern hat der bisherige Abruf negativer Flexibilität einen linearen Einfluss. Diese verringert sich um genau den Zeitraum des bereits stattgefundenen Abrufs. Ein ebenfalls linearer Einfluss ist für die Dimensionierung des Speichers erkennbar. Die Änderung der verbleibenden Dauer in Abhängigkeit der WP-Dimensionierung ist analog zu Abschnitt 4.5.2 außentemperaturabhängig. Grundsätzlich zeigt sich, dass die längsten Abrufzeiten mit einer großen Dimensionierung des Speichers sowie kleiner Dimensionierung der WP einher gehen. Abbildung 4.24 veranschaulicht diese Zusammenhänge für das EFH-30.



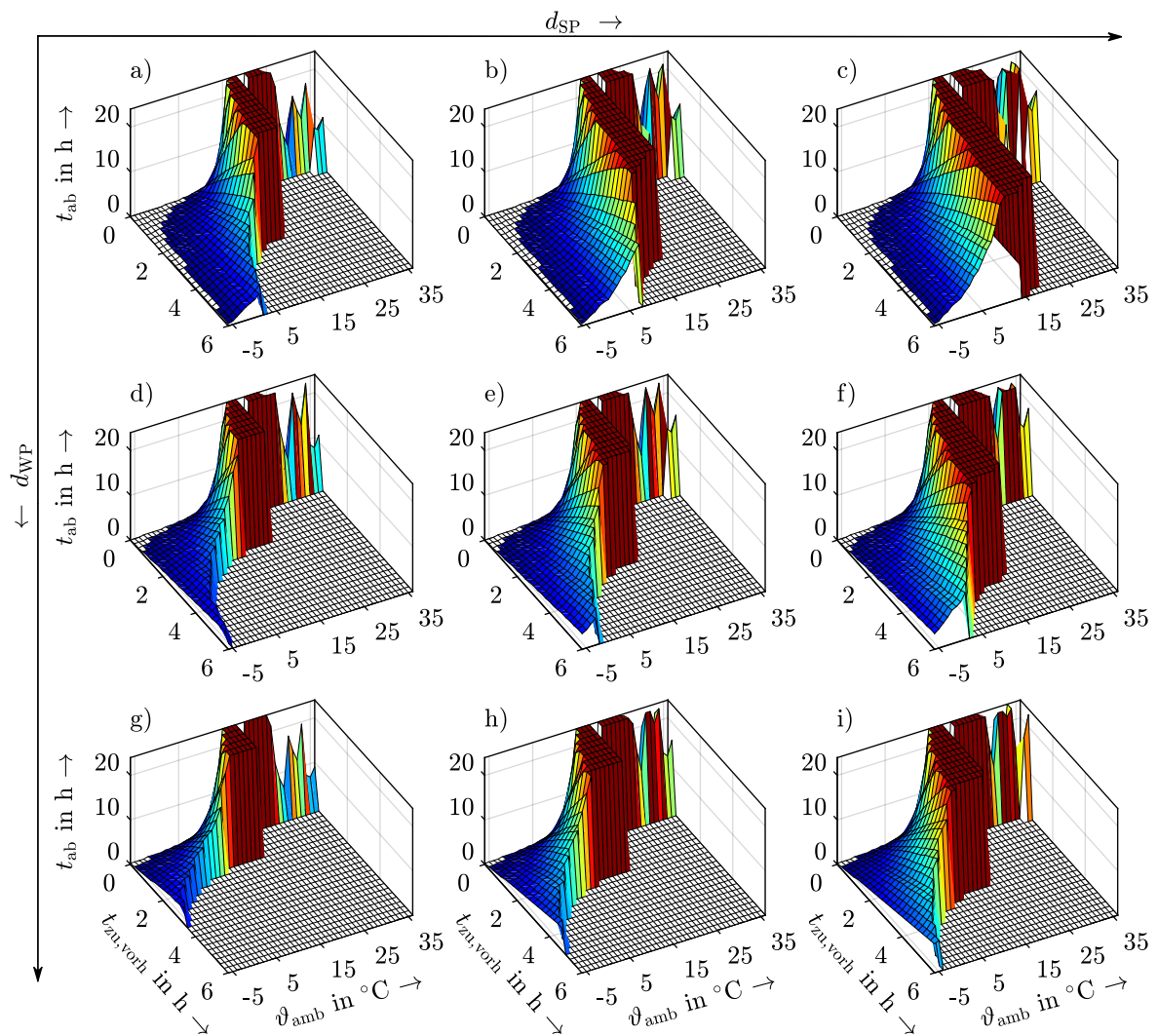
**Abbildung 4.24:** Verbleibende Zuschaltdauer nach vorherigem negativem Flexibilitätsabruf für die Dimensionierungen  $[d_{SP}; d_{WP}] =$  a) [100 %; 100 %], b) [150 %; 100 %], c) [200 %; 100 %], d) [100 %; 150 %], e) [150 %; 150 %], f) [200 %; 150 %], g) [100 %; 200 %], h) [150 %; 200 %], i) [200 %; 200 %] im Gebäude EFH-30

In Bezug auf die zuschaltbare Leistung nach vorangegangenem negativem Flexibilitätsabruf zeigt sich ein nichtlinearer Anstieg der Leistung der WP in Abhängigkeit der bisherigen Abrufdauer (siehe Abbildung 4.25). Hintergrund des nichtlinearen Anstiegs ist die steigende Speichertemperatur. Bei großen WP-Leistungen fällt dieser Effekt aufgrund der großen thermischen Leistungsbereitstellung stärker ins Gewicht. Eine Erhöhung der Speicherkapazität schwächt diesen ab und führt zu einer verlängerten Abrufdauer der Flexibilität. Ebenfalls ist der Effekt bei niedrigen Außentemperaturen, aufgrund der ohnehin höheren Vorlauftemperaturen, sowie des größeren HWB geringer.



**Abbildung 4.25:** Maximal Zuschaltbare Leistung nach vorherigem negativem Flexibilitätsabruf für die Dimensionierungen  $[d_{SP}; d_{WP}] =$  a) [100 %; 100 %], b) [150 %; 100 %], c) [200 %; 100 %], d) [100 %; 150 %], e) [150 %; 150 %], f) [200 %; 150 %], g) [100 %; 200 %], h) [150 %; 200 %], i) [200 %; 200 %] im Gebäude EFH-30

Die Betrachtung der maximalen Abschaltdauer nach vorherigem negativem Flexibilitätsabruf zeigt, dass bei geringen Außentemperaturen, ausgehend von der oben beschriebenen Starttemperatur, eine gewisse Beladedauer notwendig ist, um positive Flexibilität abrufen zu können (siehe Abbildung 4.26). Der Zuwachs der Abschaltdauer sinkt mit Verlängerung des Abrufs negativer Flexibilität durch den Anstieg der Speichertemperatur und somit geringerer thermischer Leistungsabgabe der WP. Ab dem Erreichen der Betriebsgrenze der WP ist ein weiterer Einsatz nicht möglich. Der Anstieg der Abrufdauer positiver Flexibilität fällt aufgrund des größeren Leistungsüberschusses bei höheren Außentemperaturen größer aus als bei niedrigen Außentemperaturen.



**Abbildung 4.26:** Maximale Abschaltdauer nach vorherigem negativem Flexibilitätsabruf für die Dimensionierungen  $[d_{SP}; d_{WP}] =$  a) [100 %; 100 %], b) [150 %; 100 %], c) [200 %; 100 %], d) [100 %; 150 %], e) [150 %; 150 %], f) [200 %; 150 %], g) [100 %; 200 %], h) [150 %; 200 %], i) [200 %; 200 %] im Gebäude EFH-150

## 4.7 Bewertung des generellen Flexibilitätspotentials

Die Untersuchungen zum Flexibilitätspotential von WP-Speichersystemen haben die starke Abhängigkeit des zu einem Zeitpunkt vorhandenen Potentials von den betrachteten Einflussfaktoren aufgezeigt. Besonders die Außentemperatur in Kombination mit der zeitlichen Komponente, wie Jahreszeit und Tageszeit, haben einen enormen Einfluss auf den Abruf der WP als Flexibilität. Das größte Flexibilitätspotential ist im Bereich von mäßig kühlen Außentemperaturen im Bereich zwischen 0 °C und 15 °C im Heizbetrieb vorhanden. Aufgrund des Überschusses der thermischen Leistungsbereitstellung bei gleichzeitigem thermischem Leistungsbedarf des Gebäudes sind hier Zu- und Abschaltzeiten im Bereich mehrerer Stunden realisierbar.

Im Bezug auf die Außentemperatur, unter gleichzeitiger Berücksichtigung der Tageszeit, zeigt sich das Potential der Lastverschiebung hin zu höheren Außentemperaturen und somit auch höheren solaren Strahlungswerten auf. Die nur sehr geringe positive Korrelation des Heizwärmebedarfes mit der Windgeschwindigkeit weist alleine noch nicht auf ein Potential zur Bilanzierung von Windstrom hin. Der Kühlbedarf, der in den Abendstunden gelegen ist, macht eine mögliche Lastverschiebung in die Mittagsstunden mit durchschnittlich höheren Strahlungswerten und somit höheren PV-Einspeisewerten sichtbar.

Die Untersuchungen zum WW-Bedarf weisen, bis auf die Tageszeit, keine gravierenden Korrelationen auf, bieten aber dennoch ein Potential der zeitlichen Verschiebung der Energiebereitstellung. Der starke Einfluss des Nutzerverhaltens und die somit sehr stochastische geprägte Nachfrage gestalten eine zuverlässige Prognose allerdings schwierig. Die Kenntnis des Nutzerverhaltens und der Eigenerzeugungssituation beeinflussen entscheidend den optimalen Flexibilitätseinsatz [178]. Dennoch bieten die täglichen Ladezyklen zur thermischen Desinfektion die Möglichkeit der Lastverschiebung hin zu PV-Einspeisespitzen.

Mittels Speichern ist somit eine Verlagerung des Erzeugungszeitraumes für Wärme- sowie Kälte in nicht unerheblichem Maße gegeben. Hierbei führen größere Speicherdimensionierungen sowohl zu einer Verlängerung der Flexibilitatsabrufdauer sowie einem geringeren elektrischen Leistungsanstieg bei längerem negativen Flexibilitätsabruf. Die Steigerung des Speichervolumens geht jedoch mit höheren Verlusten sowie höheren Investitionskosten einher. Eine Steigerung der Dimensionierung der Leistung der WP macht zwar eine Energiebereitstellung innerhalb kürzerer Zeit möglich, führt jedoch zu kürzeren Abrufdauern negativer Flexibilität, höheren Spitzenleistungen sowie einem schnelleren Anstieg des elektrischen Leistungsbezuges in Abhängigkeit der Abrufdauer.

## 4.8 Auswahl der Dimensionierung für die Zellbetrachtung

Die Auswahl der Dimensionierung des WP-Speichersystems ist grundsätzlich unter verschiedenen Gesichtspunkten in einem multidimensionalen Entscheidungsraum zu bewerten. Hierzu zählen Einflussfaktoren wie die Leistungsanforderung und die Abrufdauer der Flexibilität, zusätzliche Kosten einer Überdimensionierung, Anreize der Flexibilitätsbereitstellung und -vergütung, zeitliche Zyklen der Flexibilitätsanreize sowie persönliche Entscheidungsvariablen des Investors. Aufgrund der hohen Unsicherheit bei der Quantifizierung der Entscheidungsvariablen erfolgt die Auswahl der Dimensionierung im Folgenden anhand qualitativer Gesichtspunkte.

Eine anreizbasierte Lastverschiebung, wie beispielsweise die preisbasierte Lastverschiebung, birgt generell die Gefahr neuer Lastspitzen. Diese können höher ausfallen als solche, die vermieden werden sollten bzw. im Standardbetrieb der Fall wären [64], [167]. Eine solche Lasterhöhung, nach vorheriger Abschaltung, wird auch als „*rebound effekt*“ bezeichnet [73]. Zur Vermeidung sehr hoher Leistungsspitzen sind tendenziell kleine WP-Dimensionierungen zu wählen. Eine Überdimensionierung des Speichers in Bezug auf die Standardauslegung führt zwar zu größeren Be- und Entladezeiten, jedoch auch zu höheren Investitionskosten und Verlusten.

Bei Betrachtung der zeitlichen Komponente, treiben grundsätzlich zwei Erkenntnisse die Wahl der Speicherdauer. Zum einen die ein-zyklischen Phänomene je Tag, wie die Außentemperatur und die solare Strahlung, zum anderen die zwei-zyklischen, wie die elektrische Haushaltslast und der Börsenstrompreis. Hierbei liegt das Nachmittagstief der zwei-zyklischen Phänomene im hohen Bereich der ein-zyklischen. Eine Dimensionierung des thermischen Speichers auf sechs Stunden, zur Gewährleistung zweier Be- und Entladezyklen pro Tag, scheint daher angemessen. Diese Speicherdauer ist mittels der klassischen Dimensionierung des Speichers für Heizwärme im relevanten Temperaturbereich durchaus realisierbar. Auf eine Überdimensionierung der WP wird zur Vermeidung von zu hohen Leistungsspitzen ebenfalls verzichtet. Zudem lässt die Folgebetrachtung, unter Annahme einer klassischen Dimensionierung, Rückschlüsse auf den Einsatz von WP im Bestand, ohne zusätzliche Umbaumaßnahmen, mit Ausnahme der Steuerung, zu. Auf eine Überdimensionierung des WW-Speichers wird ebenfalls verzichtet. Wie bisherige Analysen gezeigt haben, gestaltet sich eine Erwirtschaftung von Gewinnen, rein basierend auf stromtariflichen Preisstufen ohnehin schwierig (vgl. [75], [142], [143]). Eine Refinanzierung zusätzlicher Investitionskosten im privaten EFH-Bereich erscheint daher, auch aus Sicht des Investitionskalküls privater Investoren als eher unwahrscheinlich.



---

## 5 Bilanzierungsfähigkeit und Flexibilitätsabruf von Wärmepumpen auf Haushaltsebene

### 5.1 Untersuchungsgegenstand

Im Gegensatz zu den Betrachtungen im vorherigen Kapitel, welches WP-Speichersysteme ohne Kontext weiterer Zellkomponenten oder diverser Betriebsweisen betrachtet, untersucht dieses Kapitel den Einsatz von WP als Flexibilität anhand konkreter, fest definierter Energiezellen. Die verschiedenen Zellkonfigurationen ergeben sich aus den vier in Abschnitt 3.1 definierten Grundtypen sowie deren Abwandlungen, den vier in Abschnitt 3.2.2.4 beschriebenen Wohngebäuden und drei der in Abschnitt 3.2.4 entworfenen Betriebsweisen. Dabei dient die wärmegeführte Betriebsweise als Referenz zur Bewertung der strompreisorientierten und der netzdienlichen Betriebsweise. Die beiden letzteren stellen jeweils unterschiedliche Anwendungszwecke der Flexibilität der WP dar. Die Dimensionierung des WP-Speichersystems entspricht der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Auswahl.

Die sich aus den Kombinationen ergebenden Zellkonfigurationen werden bezüglich ihrer Bilanzierungsfähigkeit, dem Flexibilitätsabruf der WP selbst und den Auswirkungen des Flexibilitätsabrufs untersucht. Dabei stellt der Netzanschlusspunkt an das elektrische Netz die Bilanzgrenze dar. Dies gilt sowohl für die energetischen, als auch für die Leistungs- und Kostenbetrachtungen. Die Untersuchung der Bilanzierungsfähigkeit dient der Bewertung der Zellen im Rahmen des Zellularen Ansatzes.

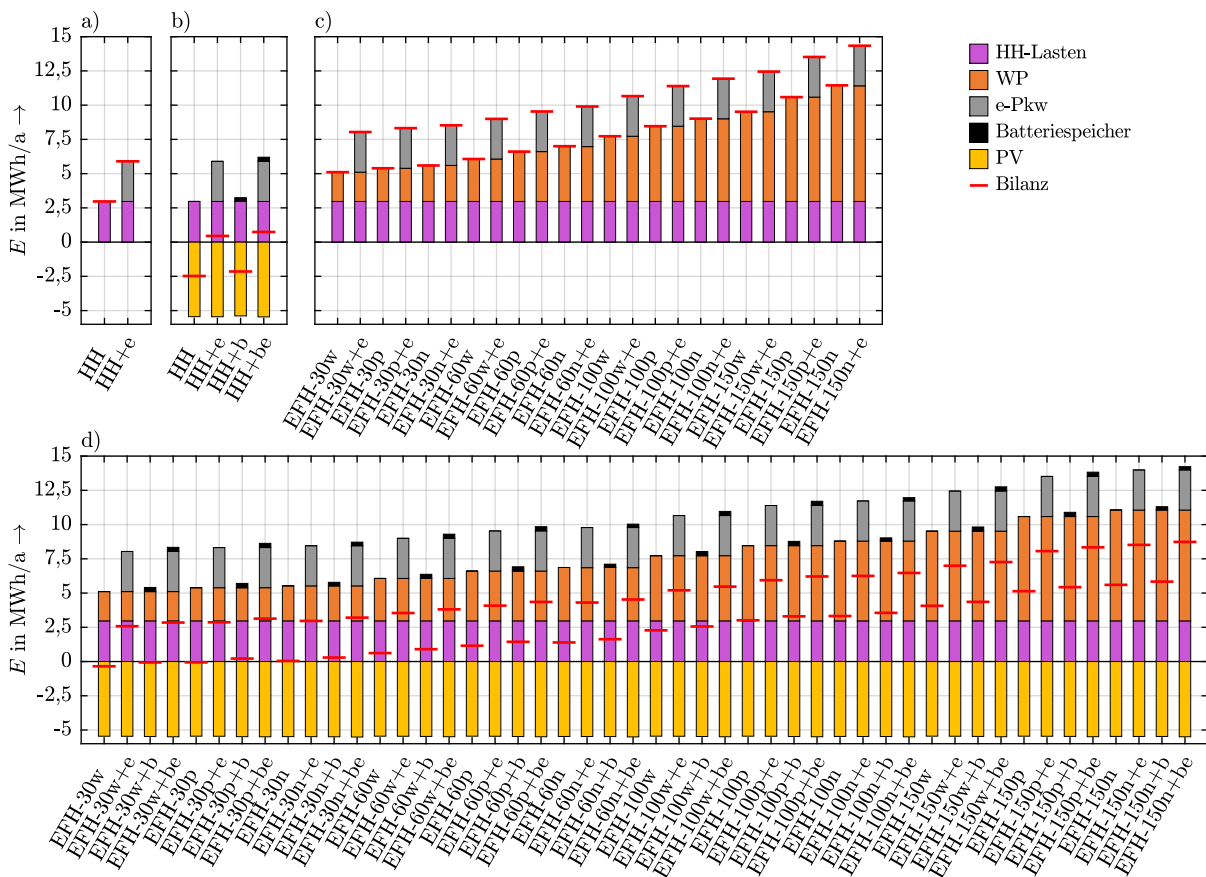
Bei der Analyse des Flexibilitätsabrufes werden, unter anderem, die in Abschnitt 4.3.1 beschriebenen Flexibilitätscharakteristika (durchschnittliche Leistung, Dauer) aufgegriffen und auf den konkreten Flexibilitätseinsatz der WP innerhalb der untersuchten Energiezellen angewendet. Zudem wird der Flexibilitätsabruf anhand weiterer Kriterien, wie beispielsweise der Residuallast im Gesamtkontext der Energiezelle betrachtet. Die Analyse der Auswirkungen des Flexibilitätseinsatzes erfolgt anhand der Veränderung der Gesamteffizienz der WP, der Auswirkungen auf Energiebereitstellung und -bezug, sowie der Veränderung der thermischen und elektrischen Verluste als auch der Kosten des Energiebezuges. Eine Übersicht der Ausprägungen der Parametervariationen der Zellen beinhaltet Abschnitt 14.4.



## 5.2 Analyse der Bilanzierungsfähigkeit

### 5.2.1 Energiebedarf, Energiebereitstellung und Energiebilanz

Der elektrische Energiebedarf  $E$  der HH-Lasten ist unabhängig von der Zellkonfiguration und beläuft sich auf 2968 kWh/a. Beim Vorhandensein eines e-PKW beträgt dessen elektrischer Energiebedarf 2930 kWh/a. Für die WP fällt je nach Betriebsweise und Wohngebäude ein elektrischer Bedarf zwischen 2139 kWh/a für das EFH-30 in wärmegeführter Betriebsweise und 8477 kWh/a für das EFH-150 in netzdienlicher Betriebsweise an. Mit steigendem HWB steigt auch der elektrische Energiebedarf. Beim Vergleich der drei Betriebsweisen weist die wärmegeführte die niedrigsten und die netzdienliche die höchsten Werte auf. Dies verdeutlicht die Gegenüberstellung der vier Zelltypen für unterschiedliche Zellkonfigurationen und WP-Steuerungen in Abbildung 5.1.



**Abbildung 5.1:** Energiebedarfe, Energiebereitstellungen und Energiebilanzen der vier Zelltypen  
 a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen

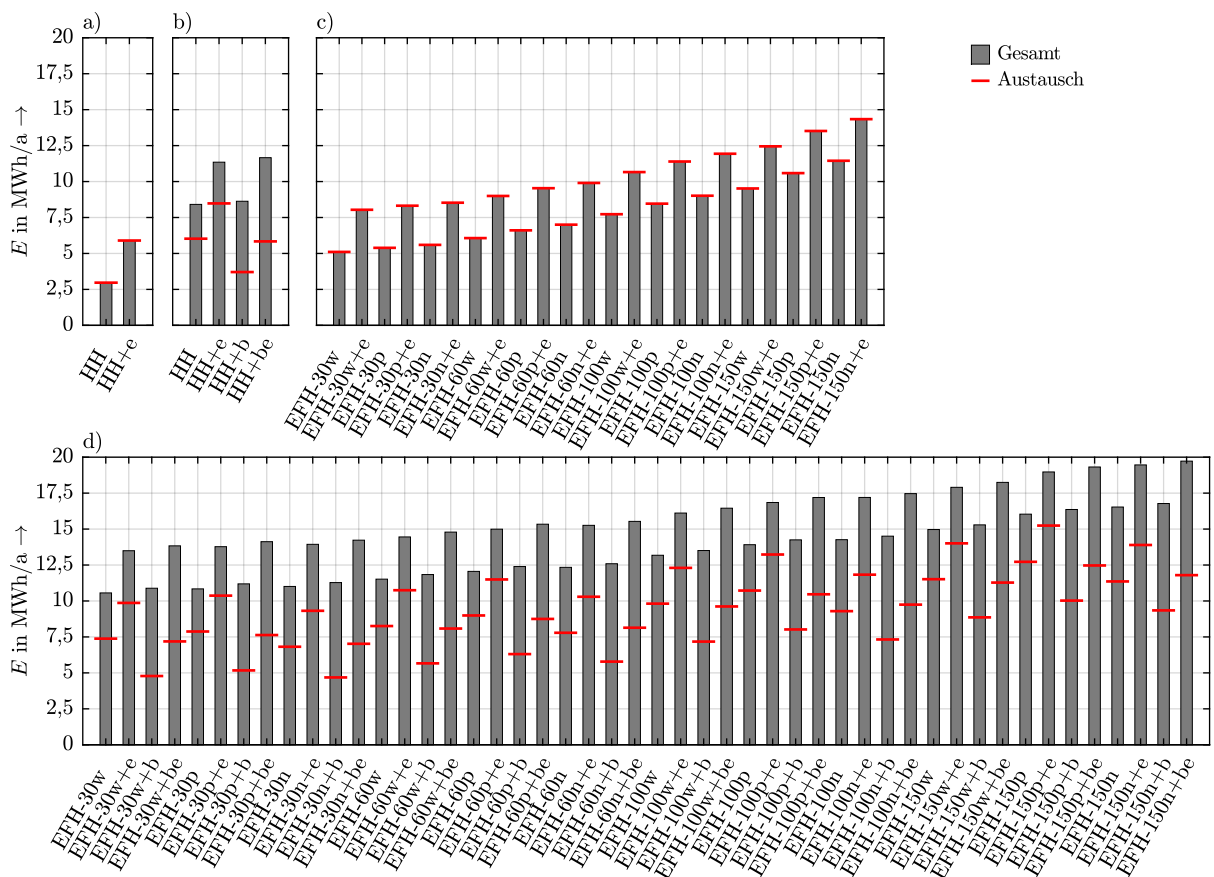
Die Verluste des Batteriespeichers schwanken je nach Zellkonfiguration zwischen 238 kWh/a und 313 kWh/a, je nach Art und zeitlichem Verhalten der vorhandenen Lasten. Aufgrund



der Leistungsbegrenzung der Rückspeiseleistung am Netzanschlusspunkt in Kombination mit der netzdienlichen Fahrweise des Batteriespeichersystems beträgt die erzeugte Energiemenge der PV-Anlage zwischen 5 388 kWh/a und 5 511 kWh/a. Bei Gegenüberstellung der erzeugten und verbrauchten Energiemengen, weisen lediglich Zellen der Typen I und III mit EFH-30 ohne e-PkW eine negative bis ausgeglichene Energiebilanz auf. Alle weiteren Konfigurationen des Typ III zeigen einen Bedarfsüberschuss. Gleiches gilt, aufgrund des Fehlens einer PV-Anlage, für die Typen 0 und II.

### 5.2.2 Gesamtenergie, ausgetauschte Energie und Eigenverbrauch

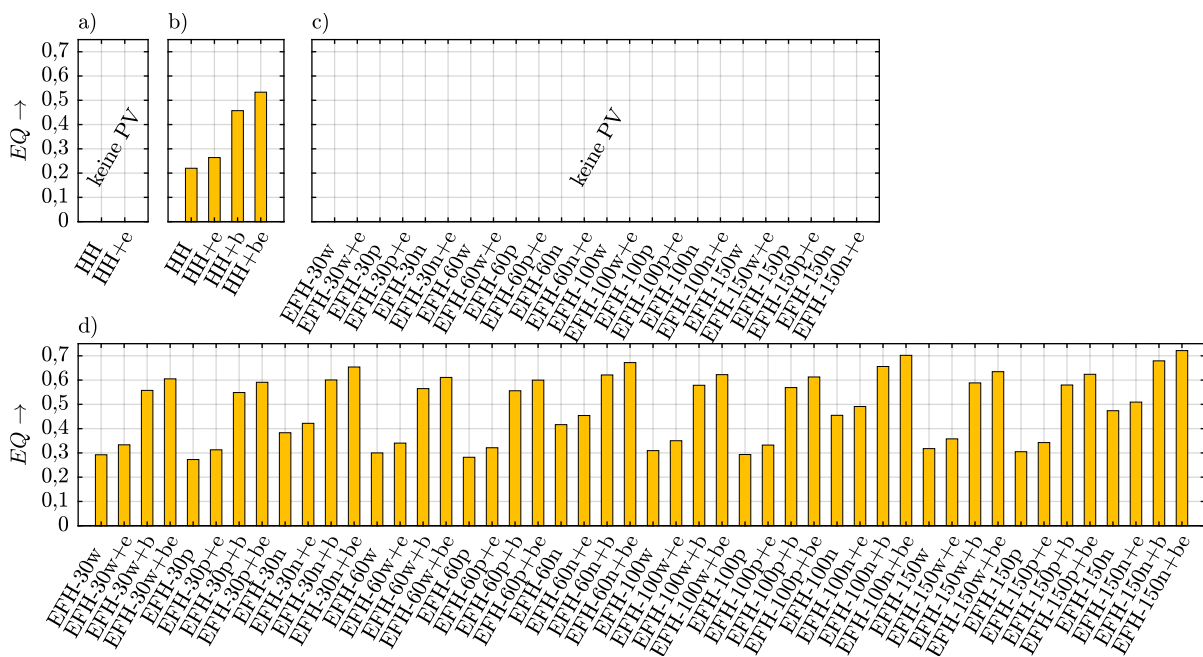
Die in der bisherigen Betrachtung untersuchte Energiebilanz stellt lediglich eine Gegenüberstellung der jährlichen Energiemengen, ohne Berücksichtigung des zeitlichen Auftretens der Lasten und Einspeisungen, dar. Eine Berücksichtigung der zeitlichen Komponente zeigt der Vergleich zwischen der *Gesamtenergie* und der *ausgetauschten Energie* in Abbildung 5.2.



**Abbildung 5.2:** Gesamtenergie und ausgetauschte Energie der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen

Die Gesamtenergie ist die Summe der Beträge der Energiemengen der Lasten und der Einspeisungen. Sie beschreibt somit die gesamte in der Zelle verbrauchte sowie erzeugte Energie. Die ausgetauschte Energie stellt jene Energiemenge dar, die tatsächlich mit der übergeordneten Zellebene ausgetauscht wird. Je größer die Differenz zwischen Gesamtenergie und ausgetauschter Energie, desto höher ist die zeitliche Korrelation zwischen Erzeugung und Verbrauch beziehungsweise der zeitliche Ausgleich zwischen Lasten und Erzeugung durch Speicher. Bei Betrachtung von Typ I zeigt sich, dass der Einfluss des e-PkW auf die Differenz zwischen Gesamtenergie und ausgetauschter Energie sehr gering ist. Grund hierfür ist die geringe Korrelation der e-PkW-Ladezeiten mit der PV-Einspeisung. Die Auswirkungen des Batteriespeichers hingegen fallen weitaus stärker aus. Typ II weist aufgrund des Fehlens einer PV-Anlage keine Differenzen auf. Der Einsatz der WP bei Typ III zeigt, gleich dem e-PkW, nur eine geringe Veränderung der Differenzen im wärmegeführten und preisgeführten Betrieb. Die netzdienliche Betriebsweise führt zu einer erhöhten Differenz trotz gestiegenem Gesamtenergiebedarf. Dies gilt für alle vier Gebäude.

Zur Verdeutlichung der Ausnutzung der durch die PV-Anlage erzeugten Energiemenge dient weiterhin die Eigenverbrauchsquote  $EQ$  in Abbildung 5.3. Bei dieser ist ein analoger Trend zur Differenz zwischen Gesamtenergie und ausgetauschter Energie erkennbar. So führen sowohl zusätzliche Lasten als auch die Nutzung des Batteriespeichers zu einer Erhöhung der Eigenverbrauchsquote.



**Abbildung 5.3:** Eigenverbrauchsquoten der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen

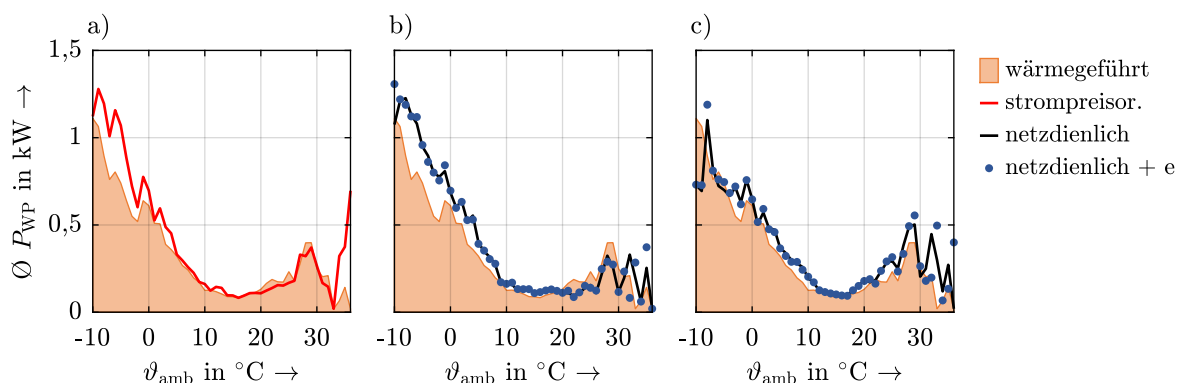
Der Einfluss der WP spiegelt sich, neben dem generell steigenden Energiebedarf bei sinkendem Dämmstandard, über die Betriebsweisen wider. Sowohl die wärmegeführte als auch preisorientierte Betriebsweise führen zu annähernd gleichen Ergebnissen. Die netzdienliche Betriebsweise erreicht durchaus höhere Eigenverbrauchsquoten, besonders beim EFH-150. Grund hierfür sind der generell höhere HWB des Gebäudes, der erhöhte Energiebedarf aufgrund der Betriebsweise sowie die Orientierung der Einsatzplanung an der Residuallast der HH-Energiezelle. Die im Vergleich zu den beiden weiteren Betriebsweisen niedrigere Eigenverbrauchsquote der strompreisorientierten Betriebsweise zeigt, dass sich die PV-Einspeisung in den derzeitigen Börsenstrompreisen noch nicht ausreichend widerspiegelt und somit niedrige Preise und PV-Einspeisung noch nicht stark genug korreliert sind.

## 5.3 Analyse des Flexibilitätsabrufs

### 5.3.1 Durchschnittliche Wärmepumpen-Lastprofile

#### 5.3.1.1 Temperaturabhängige Lastverteilung

Durchschnittliche WP-Lastprofile repräsentieren die durchschnittliche Leistung einer Wärmepumpe in Abhängigkeit eines bestimmten Einflussfaktors. Im Folgenden wird zunächst auf die Verteilung der Last in Abhängigkeit der Außentemperatur eingegangen und die einem Flexibilitätsabruf entsprechenden Steuerungsarten in Beziehung zur wärmegeführten Betriebsweise gesetzt. Abbildung 5.4 verdeutlicht dies für das EFH-30.

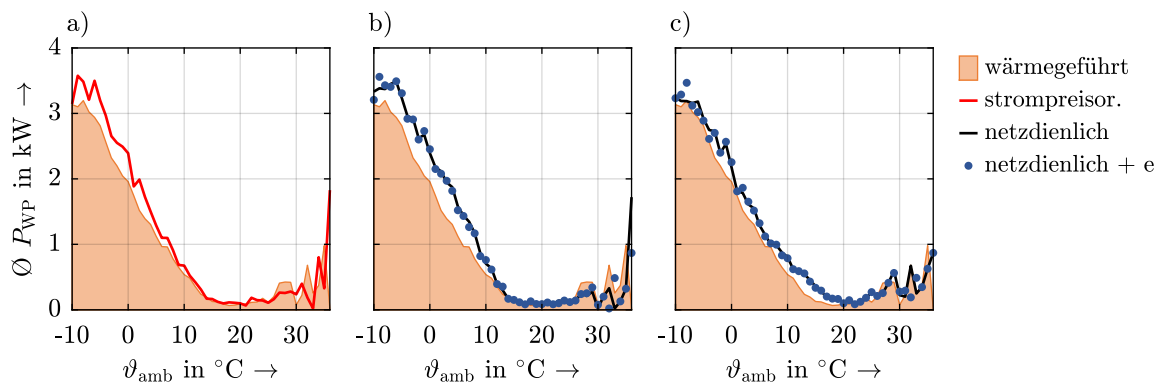


**Abbildung 5.4:** Durchschnittliche elektrische Leistung der WP je Außentemperatur für verschiedene Betriebsweisen der Zelltypen a),b) Typ II und c) Typ III des EFH-30

Die Betrachtung der wärmegeführten Betriebsweise als Referenz zeigt zunächst einen Tiefpunkt der Leistung bei 15 °C. Oberhalb und unterhalb dieser Außentemperatur steigt die durchschnittliche elektrische Leistung aufgrund der steigenden Bedarfe für Heizen und

Kühlen. Im Bereich zwischen 10 °C und 20 °C beträgt der Heizwärmebedarf des Gebäudes zwar annähernd null, dennoch ist hier ein Leistungsbezug der Wärmepumpe erkennbar. Dies ist durch zwei Gegebenheiten begründet. Zum einen, durch den annähernd temperaturunabhängigen WW-Bedarf, zum anderen, durch die dynamische Außentemperaturänderung im Zeitverlauf sowie die thermische Trägheit des Gebäudes. Somit erfolgt der Einsatz der WP auch im wärmegeführten Betrieb nicht zwangsläufig bei den Außentemperaturen, die einen bestimmten Heizwärmebedarf bedingen.

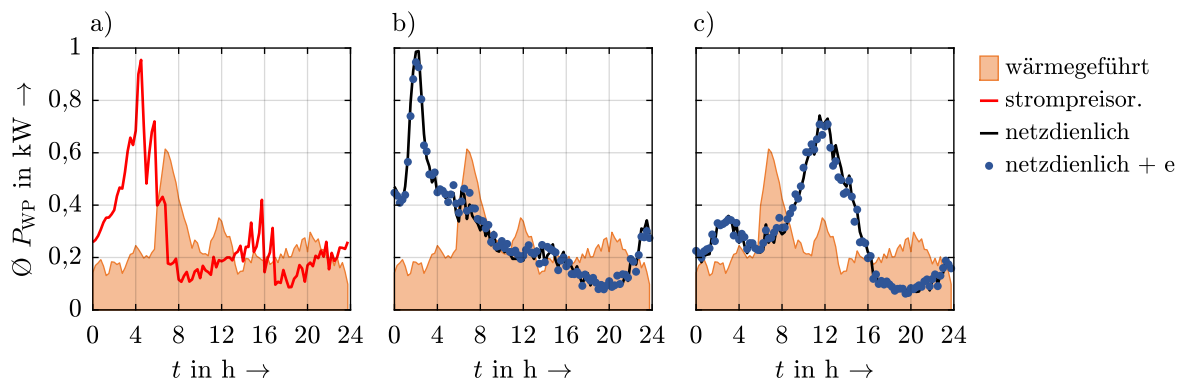
Im Vergleich zur wärmegeführten Betriebsweise weist die strompreisorientierte Betriebsweise höhere Leistungen in den Bereichen kleiner 5 °C und größer 33 °C auf. Die entsprechenden Temperaturen treten vornehmlich in den frühen Morgenstunden und am Nachmittag auf. Diese Zeiten korrelieren mit Zeiten günstiger Preise des gewählten Tarifes für Heizstrom. Aufgrund des höheren Energiebedarfes der preisgeführten Betriebsweise liegt die elektrische Leistung nur in wenigen Bereichen leicht unterhalb der wärmegeführten. Ein annähernd gleicher Trend ist bei der netzdienlichen Betriebsweise des Typ II erkennbar. Aufgrund der niedrigen Lasten in der Nacht und in den Morgenstunden, die mit tendenziell niedrigeren Außentemperaturen korrelieren, kommt es in diesem Bereich zu einer Erhöhung der durchschnittlichen Leistung je Außentemperatur. Im Temperaturbereich zwischen 20 °C und 31 °C fällt die Leistung der netzdienlichen Fahrweise geringer aus. Für Typ III verschiebt sich die Leistungssteigerung aufgrund der PV-Einspeisung zur Mittagszeit hin zu höheren Außentemperaturen. Die Berücksichtigung eines in der Zelle vorhandenen e-Pkw hat keinen nennenswerten Einfluss auf das Lastprofil. Die Untersuchung der Auswirkungen der nicht wärmegeführten Betriebsweisen auf die durchschnittliche Leistung je Außentemperatur für das EFH-150 zeigt Abbildung 5.5. Die Lastprofile zeigen die gleichen Trends wie beim EFH-30. Gleiches gilt auch für EFH-60 und EFH-100.



**Abbildung 5.5:** Durchschnittliche elektrische Leistung der WP je Außentemperatur für verschiedene Betriebsweisen der Zelltypen a), b) Typ II und c) Typ III des EFH-150

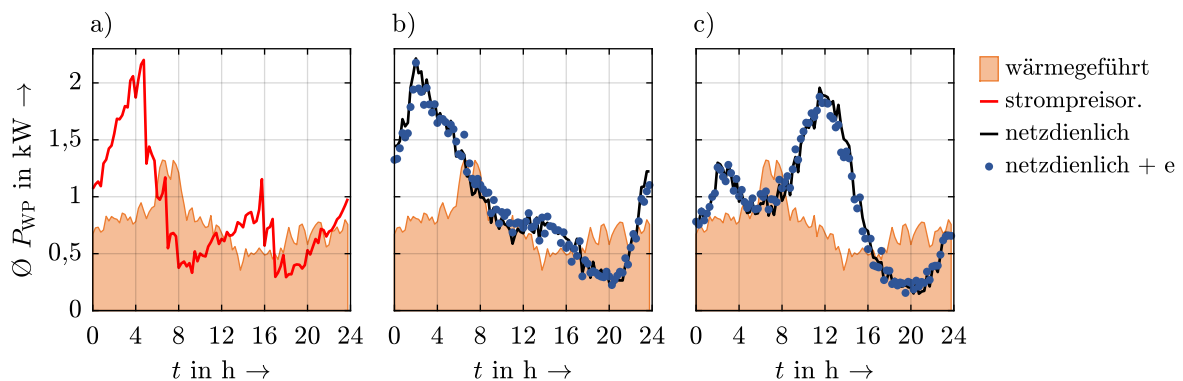
### 5.3.1.2 Zeitabhängige Lastverteilung

Bei der Betrachtung der durchschnittlichen elektrischen Leistung der WP in Abhängigkeit der Tageszeit sind weitaus größere betriebsbedingte Änderungen erkennbar. Besonders in den Morgen- und Abendstunden fallen diese am größten aus. Alle nicht wärmegeführten Betriebsweisen führen zu einer Leistungssteigerung in den Morgenstunden vor 6 Uhr und einer Leistungssenkung der überwiegend WW-bedarfsbedingten Leistungsspitze zwischen 6 Uhr und 9 Uhr. Dies verdeutlicht Abbildung 5.6 für das EFH-30.



**Abbildung 5.6:** Durchschnittliche elektrische Leistung der WP je Tageszeit für verschiedene Betriebsweisen der Zelltypen a), b) Typ II und c) Typ III des EFH-30

Die strompreisorientierte Betriebsweise führt zu einer leichten Lasterhöhung in der Nachmittagszeit zwischen 13 Uhr und 17 Uhr, in der durchschnittlich günstige Preisstufen des Tarifes für Wärmestrom vorkommen. Bei der netzdienlichen Betriebsweise des Typ II konzentriert sich die Last der WP in den frühen Morgenstunden mit grundsätzlich niedriger Residuallast des HH. Bei Berücksichtigung der PV liegt die Leistungsspitze der WP in der Mittagszeit.

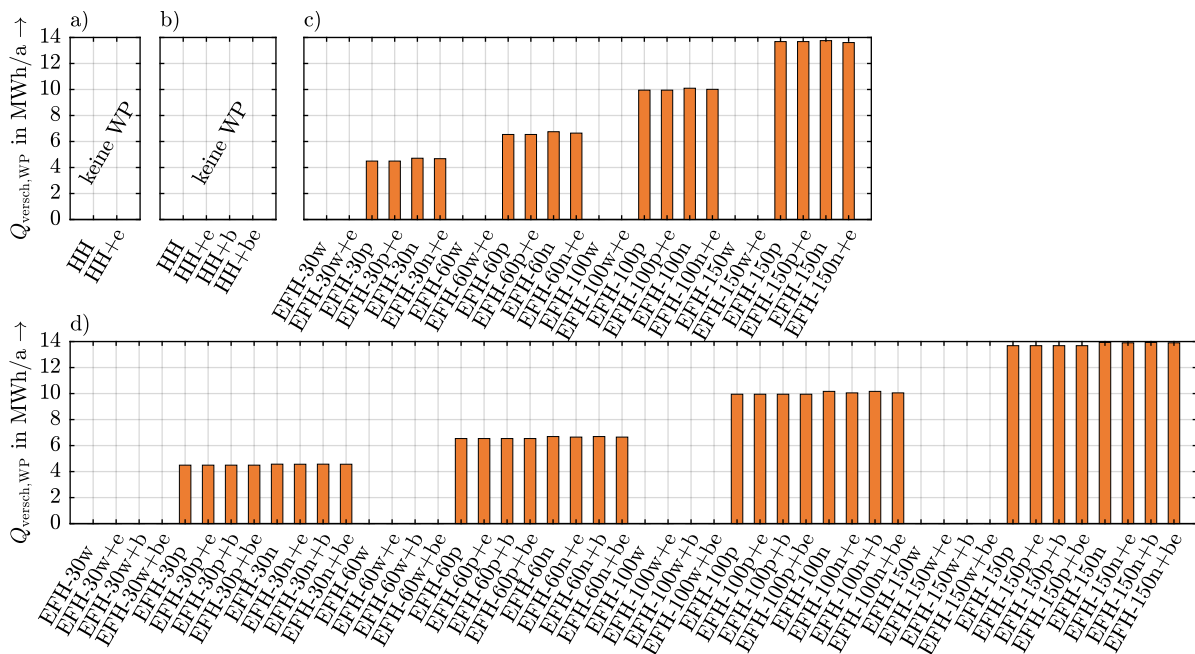


**Abbildung 5.7:** Durchschnittliche elektrische Leistung der WP je Tageszeit für verschiedene Betriebsweisen der Zelltypen a), b) Typ II und c) Typ III des EFH-150

EFH-150 weist die gleichen Trends wie EFH-30 auf. Lediglich der Einfluss der Leistungsspitze, bedingt durch den WW-Bedarf in den Morgenstunden fällt hier, aufgrund des höheren Bedarfes für Heizwärme, weniger ins Gewicht (siehe Abbildung 5.7). EFH-60 und EFH-100 zeigen analoge betriebsweisenbedingte Leistungsänderungen. Grundsätzlich liegen die Leistungsspitzen der durchschnittlichen Lastprofile der WP in der strompreisorientierten sowie der netzdienlichen Betriebsweise über der des wärmegeführten Betriebes. Der Einfluss der Elektromobilität ist hier ebenfalls vernachlässigbar gering.

### 5.3.2 Verschobene Energiemengen

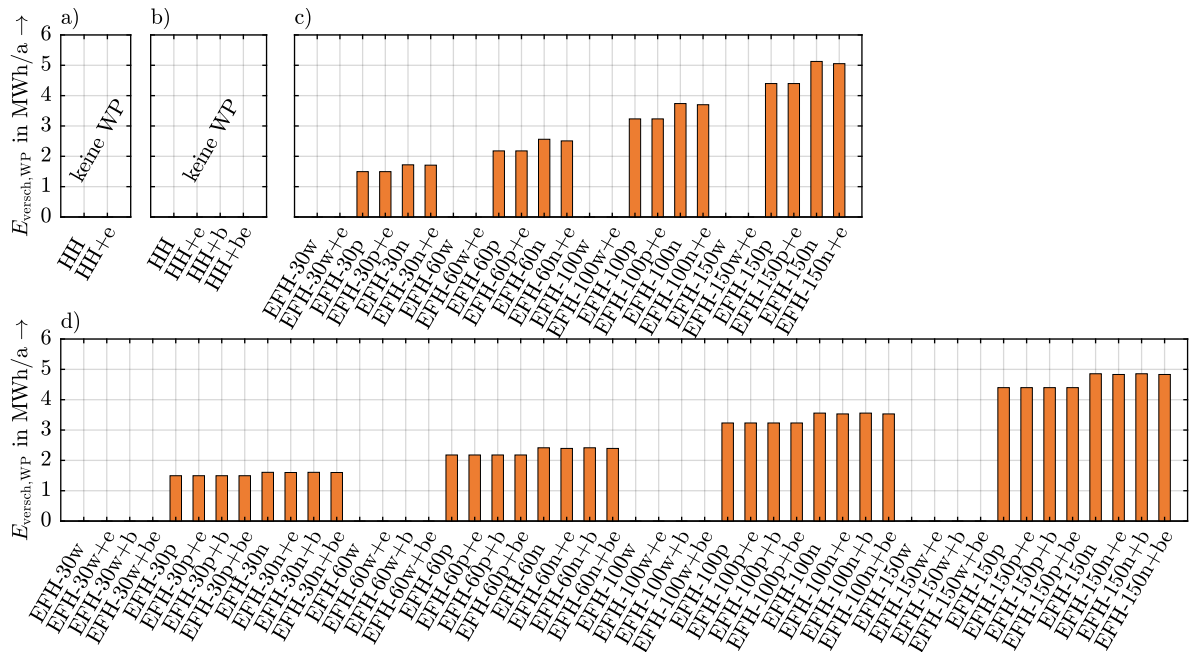
Durch den Vergleich der thermischen Leistungserzeugung der WP in strompreisorientierter beziehungsweise netzdienlicher Betriebsweise mit dem wärmegeführten Betrieb, lässt sich, unter Berücksichtigung des zeitlichen Auftretens der jeweiligen Erzeugung, die durch eine bestimmte Betriebsweise realisierte verschobene Energiemenge bestimmen. Diese beschreibt folglich diejenige Energiemenge, welche zu anderen Zeiten als im wärmegeführten Betrieb erzeugt wurde. Die Werte der thermischen verschobenen Energiemengen  $Q_{\text{versch,WP}}$  beziehen sich auf die wärmegeführte Betriebsweise des jeweiligen Gebäudes. Aus Abbildung 5.8 ist klar der HWB als maßgeblicher Faktor der verschobenen Energiemenge erkennbar.



**Abbildung 5.8:** Verschobene thermische Energie der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen

Einflussfaktoren auf die verschobene Energiegröße sind neben den Einsatzzeiten auch die thermischen Verluste der Speicher sowie die thermische Leistungsabgabe der WP. Die zeitliche Verschiebung des Einsatzes der WP hat keinen Einfluss auf die HWB der Gebäude sowie den WW-Bedarf. Die Unterschiede zwischen der preisorientierten und netzdienlichen Betriebsweise sind trotz unterschiedlicher Einsatzzeiten als gering identifizierbar. Der Einfluss der Elektromobilität ist als vernachlässigbar gering einzustufen.

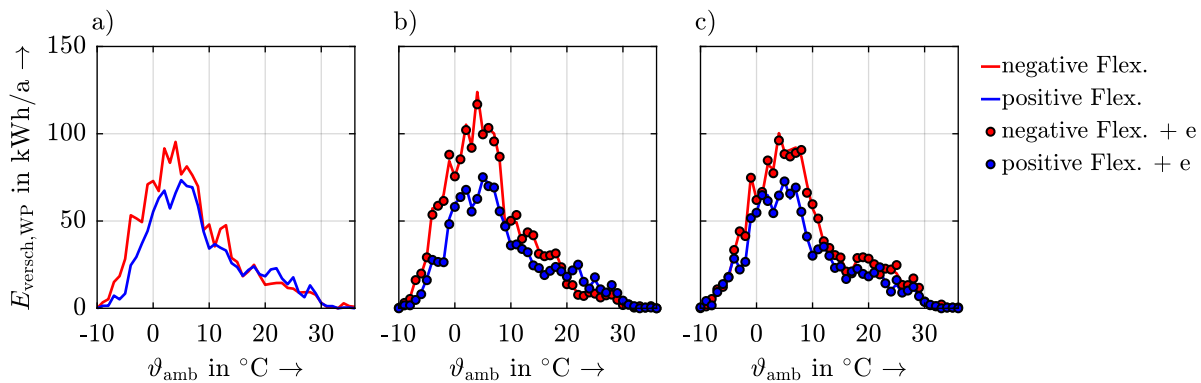
Betrachtet man die verschobene elektrische Energie  $E_{\text{versch,WP}}$ , spielt nicht nur die Änderung der thermischen Verluste, sondern auch der sich ändernde COP eine entscheidende Rolle. So liegen die verschobenen elektrischen Energiemengen der netzdienlichen Betriebsweise über denen der strompreisorientierten Betriebsweise (siehe Abbildung 5.9). Grund hierfür ist vor allem der schlechtere SCOP auf den in Abschnitt 5.4.1 genauer eingegangen wird.



**Abbildung 5.9:** Verschobene elektrische Energie der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen

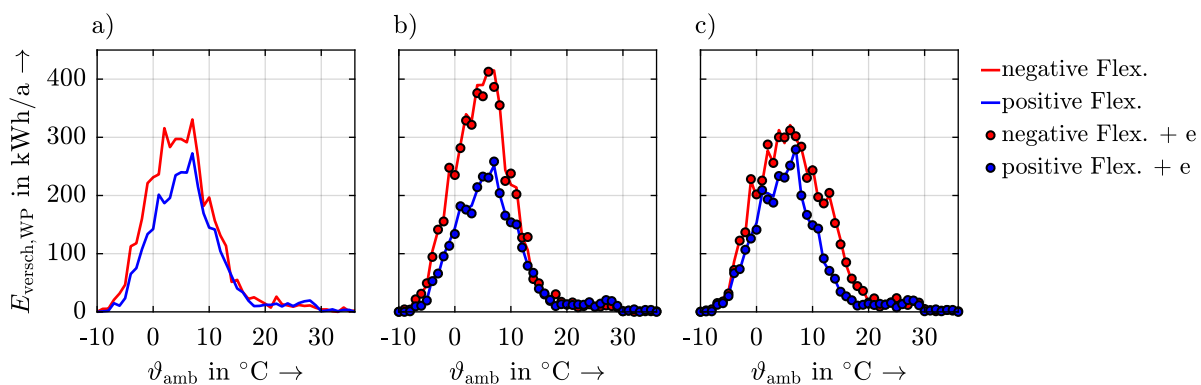
Zur weiteren Analyse der verschobenen elektrischen Energie wird diese in Abhängigkeit der Außentemperatur sowie der Tageszeit untersucht. Dabei wird zwischen dem Abruf negativer und positiver Flexibilität unterschieden. Die Betrachtung in Abhängigkeit der Außentemperatur zeigt für das EFH-30 den größten Anteil der Abrufe im Bereich zwischen 0 °C und 10 °C (siehe Abbildung 5.10). Grundsätzlich fallen die negativen verschobenen Energiemengen größer aus als die positiven. Dies ist auf den erhöhten elektrischen Leistungsbedarf zur Wärmebereitstellung aufgrund der Wirkungsgradverluste zurückzuführen.





**Abbildung 5.10:** Verschobene elektrische Energie je Außentemperatur für verschiedene Betriebsweisen der Zelltypen a) Typ II strompreisorientiert, b) Typ II netzdienlich und c) Typ III netzdienlich des EFH-30

Die Ergebnisse der Potentialbetrachtung aus Kapitel 4 spiegeln sich auch im realen Einsatz der Flexibilität wieder. So ist der größte Teil des Flexibilitätsabrufes in dem Temperaturbereich angesiedelt, in dem zum einen ein Leistungsüberschuss der WP und zum anderen ein Bedarf an Wärme besteht. So ist der tatsächliche Abruf an Flexibilität aufgrund des geringen Heizwärmebedarfes bei hohen Außentemperaturen und des geringen bis nicht vorhandenen Leistungsüberschusses der WP bei niedrigen Temperaturen sehr gering. Dies zeigt weiter die Betrachtung der verschobenen elektrischen Energie des EFH-150 in Abbildung 5.11, welche die gleichen Trends wie beim EFH-30 aufweist.



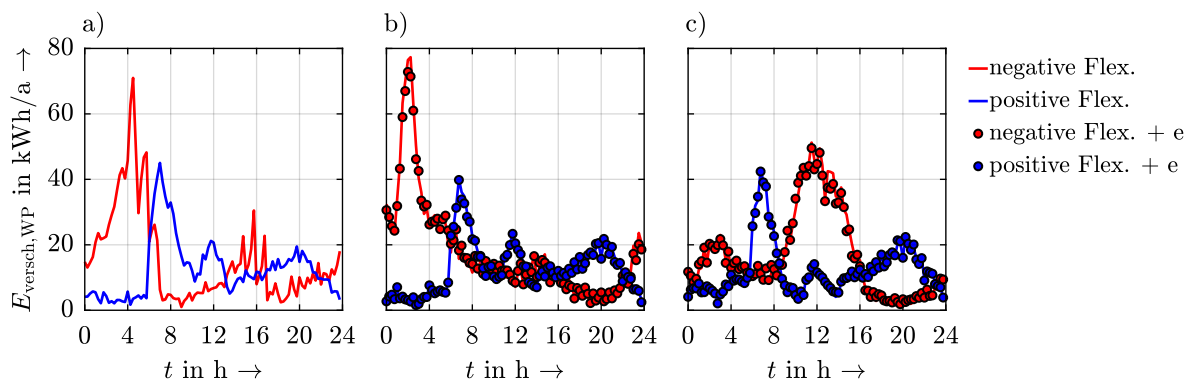
**Abbildung 5.11:** Verschobene elektrische Energie je Außentemperatur für verschiedene Betriebsweisen der Zelltypen a) Typ II strompreisorientiert, b) Typ II netzdienlich und c) Typ III netzdienlich des EFH-150

Lediglich die Differenz zwischen positivem und negativem Flexibilitätsabruf fällt hier größer aus. EFH-60 und EFH-100 verhalten sich analog zu den beiden dargestellten Gebäuden. Auch hier hat die Elektromobilität lediglich einen vernachlässigbaren Einfluss. Typ II und Typ III weisen keine gravierenden Unterschiede in Bezug auf die außentemperaturabhängige



Verteilung positiver Flexibilität auf. Lediglich in Bezug auf die Höhe und Verteilung der Verschiebung mittels negativer Flexibilität bestehen erkennbare Unterschiede.

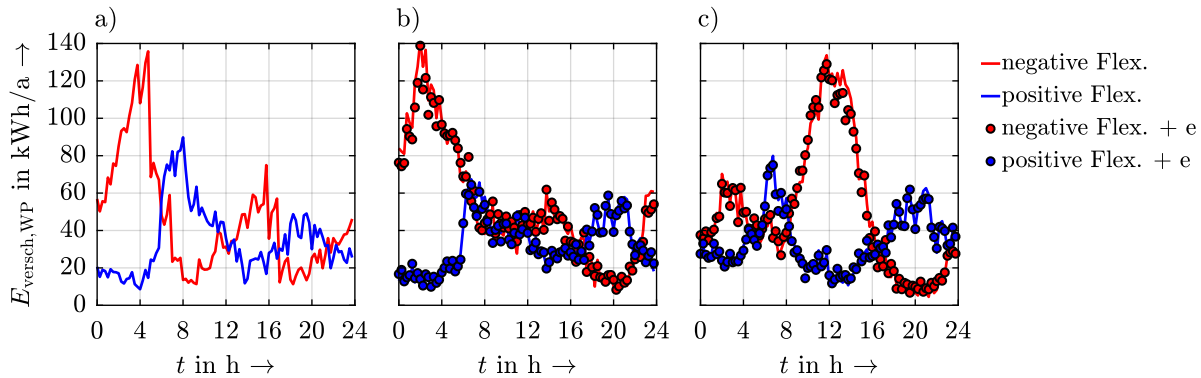
Im Gegensatz zur Betrachtung der verschobenen elektrischen Energie in Abhängigkeit der Außentemperatur zeigt die Betrachtung in Abhängigkeit der Tageszeit weitaus größere Unterschiede zwischen den Betriebsweisen. Der größte Abruf negativer Flexibilität liegt bei der strompreisorientierten sowie der netzdienlichen Betriebsweise des Typ II zwischen 1 Uhr und 6 Uhr im Bereich günstiger Preise und niedriger Residuallast. Im Bereich der thermischen Lastspitze ab 6 Uhr findet ein vermehrter Abruf positiver Flexibilität statt. Die beiden Betriebsweisen in Abbildung 5.12 a) und b) zeigen sehr ähnliche Verläufe auf. Dies lässt darauf schließen, dass im Jahresmittel der Tagesresiduallastgang eines Haushaltes dem des Gesamtmarktes ähnelt, der sich über die Verteilung der Preisstufen widerspiegelt. Dennoch führt die netzdienliche Betriebsweise bei Typ II zu einem vermehrten Abruf negativer Flexibilität in einem kürzeren Zeitraum in den frühen Morgenstunden, sowie einem verringerten Abruf negativer Flexibilität in den Nachmittagsstunden.



**Abbildung 5.12:** Verschobene elektrische Energie je Tageszeit für verschiedene Betriebsweisen der Zelltypen a) Typ II strompreisorientiert, b) Typ II netzdienlich und c) Typ III netzdienlich des EFH-30

Bei Typ III findet durch die PV-bedingte negative Residuallast in den Mittagsstunden eine Verschiebung der negativen Flexibilitätsabrufe in den Zeitraum zwischen 8 Uhr und 16 Uhr statt. Der Verlauf des Abrufs positiver Flexibilität bleibt annähernd unberührt. Auch bei der zeitlichen Betrachtung ist kein nennenswerter Einfluss der Elektromobilität erkennbar.

Qualitativ zeigen alle weiteren Gebäude ähnliche Verläufe auf. Dies verdeutlicht beispielhaft die Darstellung der verschobenen elektrischen Energie für das EFH-150 in Abbildung 5.13.

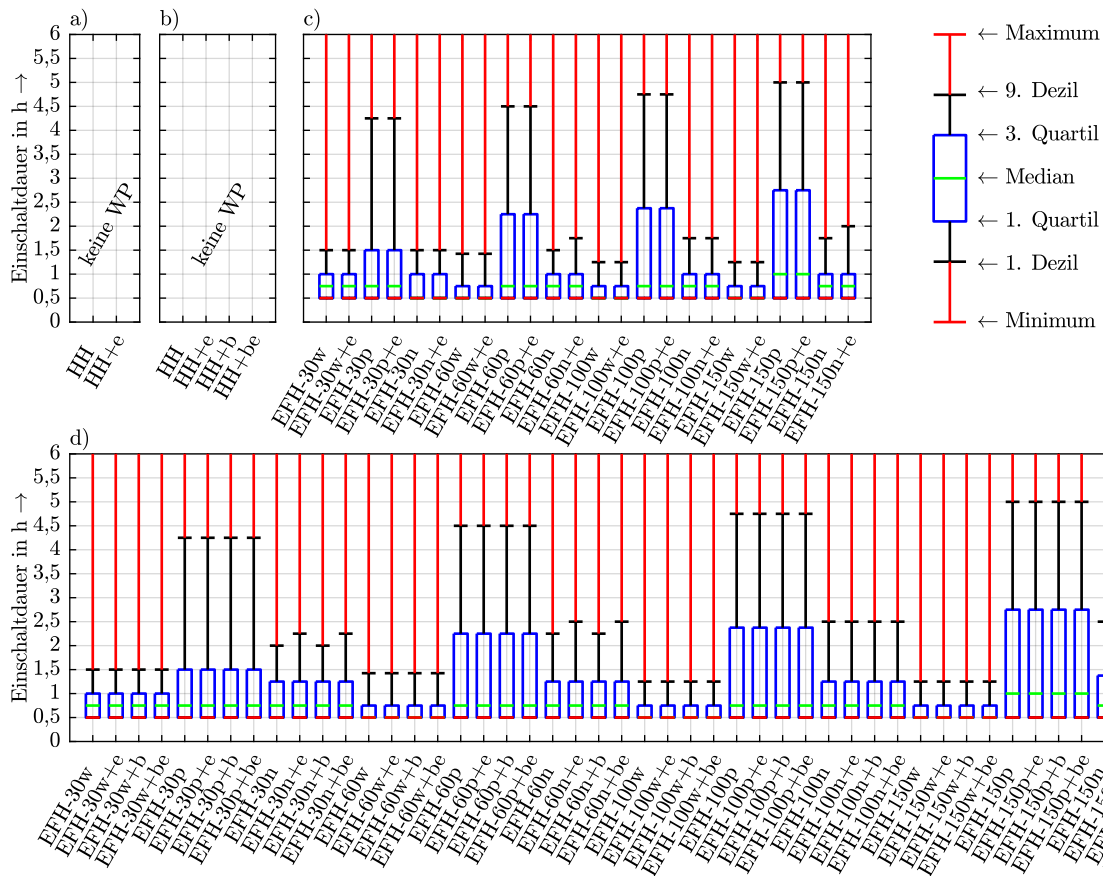


**Abbildung 5.13:** Verschobene elektrische Energie je Tageszeit für verschiedene Betriebsweisen der Zelltypen a) Typ II strompreisorientiert, b) Typ II netzdienlich und c) Typ III netzdienlich des EFH-150

### 5.3.3 Abrufdauern der Wärmepumpe als Flexibilität

Die Abrufdauern der WP als Flexibilität lassen sich mittels der Einschalt- und Ausschalt-dauern des WP-Einsatzes beschreiben. Die Einschalt-dauern geben Aufschluss über das Verhalten des Abrufs von negativer Flexibilität. Der Vergleich zur jeweils wärmegeführten Betriebsweise zeigt, ob sich die Dauern der Nutzung durch den Flexibilitätsabruf ändern. Abbildung 5.14<sup>25</sup> verdeutlicht die Verteilung der Einschalt-dauern der WP. Es zeigt sich, dass mit Ausnahme der preisorientierten Betriebsweise die Einschalt-dauern ohne PV zu 90 % unter zwei Stunden und mit PV unter 2,5 Stunden liegen. Die netzdienliche Betriebsweise der WP führt tendenziell zu höheren Einschalt-dauern als die wärmegeführte. Je größer der jährliche Heizwärmebedarf des Gebäudes ist, desto höher fällt diese Steigerung aus. Wie im vorherigen Abschnitt gezeigt, liegt der größte Anteil negativer Flexibilitätsabrufe im Bereich zwischen 0 °C und 10 °C. Für diesen Temperaturbereich geht aus der Potentialbetrachtung in Abschnitt 4.5 eine maximale Beladedauer von kleiner gleich 4 Stunden hervor. Dies spiegelt sich auch in den Ergebnissen der HH-Zellbetrachtung wider, bei denen der überwiegende Teil der Abrufdauern im Bereich kleiner 5 Stunden liegt. Dies gilt aufgrund der festgelegten Dimensionierung für alle Betriebsweisen.

<sup>25</sup>Auf die Darstellung der Maximalwerte der Einschalt-dauern wurde aufgrund der Übersichtlichkeit bewusst verzichtet. Diese betragen bis zu 23 Stunden. Zudem wurden Ein- und Ausschalt-dauern, die nur einer Zeiteinheit entsprechen, zur besseren Darstellung der steuerungsbedingten Veränderungen nicht berücksichtigt.

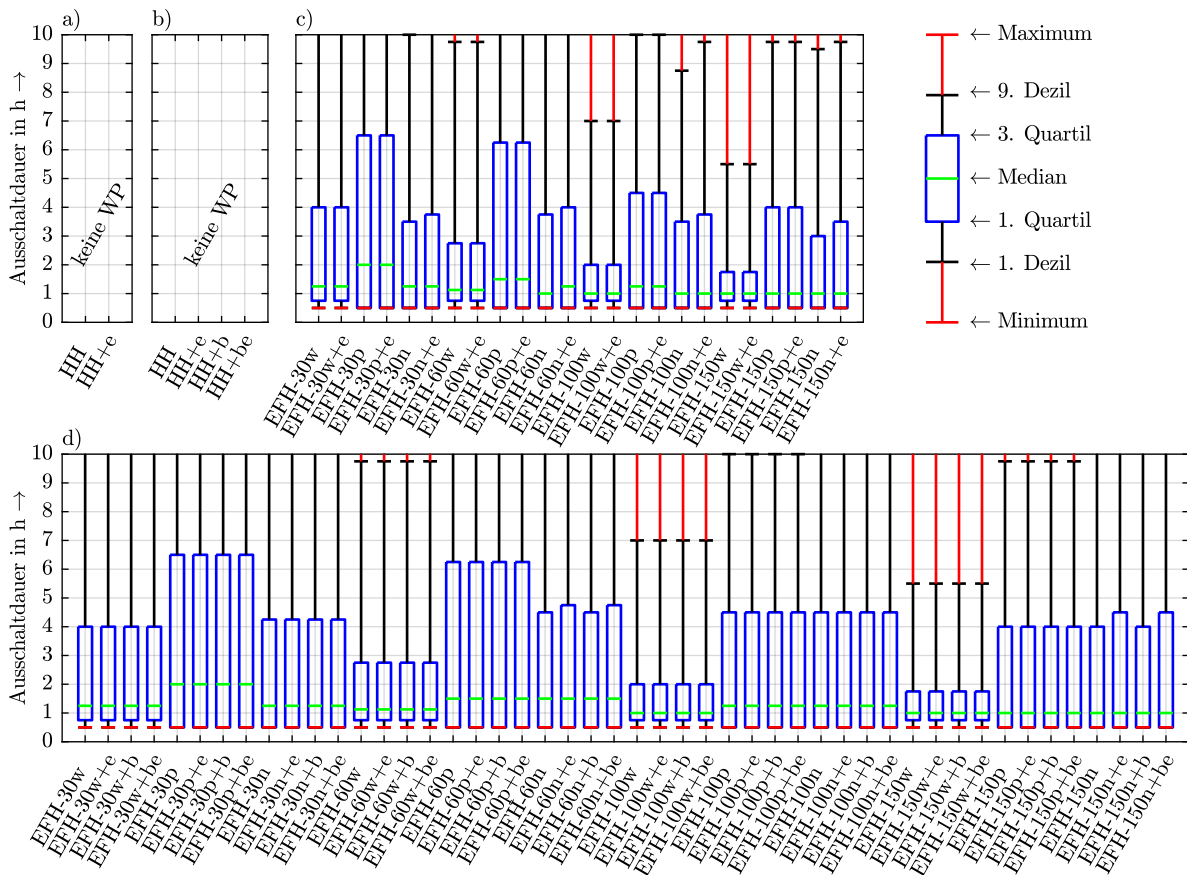


**Abbildung 5.14:** Verteilung der Einschaltzeiten der WP der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen

Die Ausschaltzeiten geben Aufschluss über den Abruf positiver Flexibilität. Deren Verteilung spiegelt die Dimensionierung des Speichers wider, welche auf etwa sechs Stunden festgelegt wurde. Im Bereich zwischen 0 °C und 10 °C liegt das Minimum der maximalen Ausschaltzeit bei sechs Stunden und das Maximum theoretisch bei 48 Stunden (siehe Abschnitt 4.5). Die in Abbildung 5.15 dargestellten Verteilungen der Ausschaltzeiten<sup>26</sup> zeigen, dass die maximal möglichen temperaturabhängigen Ausschaltzeiten durchaus ausgenutzt werden. Grundsätzlich sinken die realisierten Ausschaltzeiten mit dem Heizwärmebedarf. Die strompreisorientierte Betriebsweise zeichnet sich durch tendenziell höhere Ausschaltzeiten im Vergleich zu den beiden weiteren Betriebsweisen aus. Die der wärmegeführten Betriebsweise sind steuerungsbedingt grundsätzlich am niedrigsten, da ein Abschalten bei Erreichen der oberen Hysteresegrenze erfolgt. Dies fällt bei Gebäuden mit höherem HWB stärker ins Gewicht. Die Auswirkungen der PV-bedingten Änderung der Ausschaltzeiten in der netzdienlichen Betriebsweise sind ebenfalls als Steigerung

<sup>26</sup>Auf die Darstellung der Maximalwerte der Ausschaltzeiten wurde aufgrund der Übersichtlichkeit bewusst verzichtet. Diese betragen bis zu 38,25 Stunden.

identifizierbar. Der Einfluss der Elektromobilität ist sehr gering. Im Bereich der kurzen Ausschalt Dauern weist die wärmegeführte Betriebsweise den geringsten relativen Anteil auf. Dies ist auf die Hysterese-bedingten Schaltzyklen zurückzuführen. In den beiden weiteren Betriebsweisen ist ein Ausschalten vor Erreichen der oberen Hysterese-grenze möglich. Die Schaltzyklen sind somit zu Zeiten ohne Flexibilitätsbedarf kürzer. Die sehr volatile Haushaltslast führt in der netzdienlichen Fahrweise zu einem erhöhten relativen Anteil an kurzen Speicher dauern.

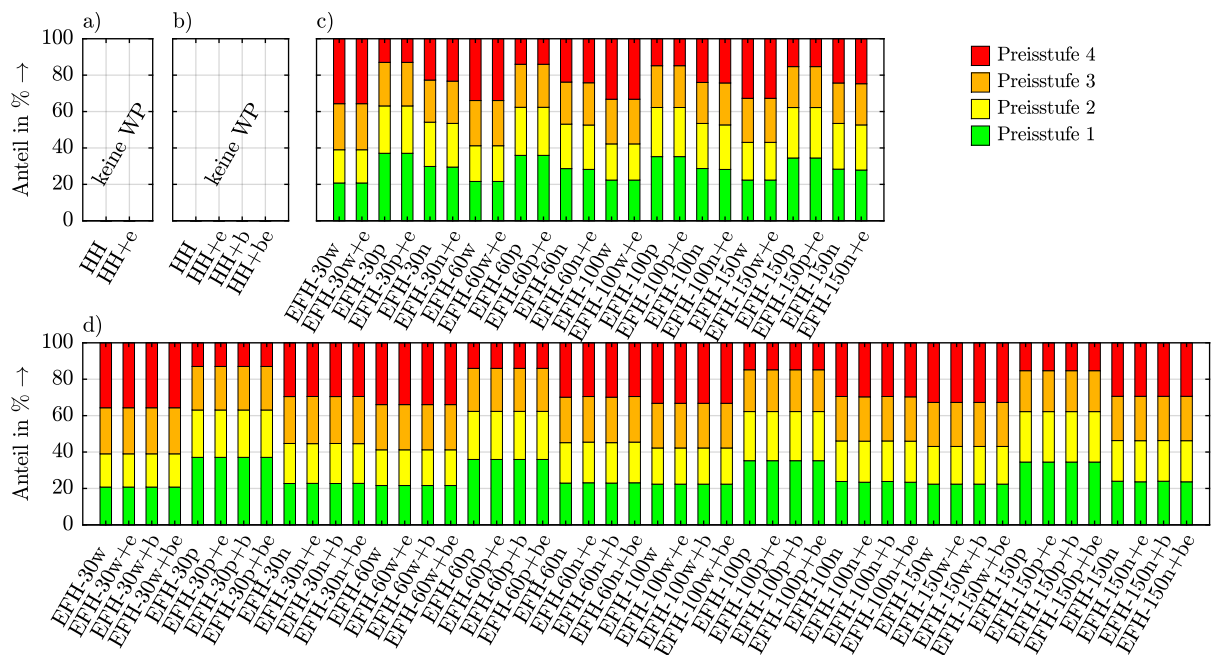


**Abbildung 5.15:** Verteilung der Ausschalt dauern der WP der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen

### 5.3.4 Ausnutzung von Preisstufen

Zur Untersuchung der Korrelation zwischen den Tarifstufen des verwendeten Heizstromtarifes und dem Einsatz der WP werden im Folgenden die Anteile der Preisstufen an den Betriebszeiten für die untersuchten Gebäude sowie Betriebsarten betrachtet. Abbildung 5.16 verdeutlicht dies grafisch. Es zeigt sich, dass die strompreisorientierte Betriebsweise die

günstigen Preisstufen am besten ausnutzt. Grundsätzlich tritt jede der Preisstufe zu 25 % der Zeit des Jahres auf (siehe Abschnitt 3.6). Durch die Einsatzplanung der WP orientiert am Tarif, liegt der Anteil der teuersten Preisstufe jedoch bei maximal 15,3 %. Der Anteil der beiden günstigsten Preisstufen liegt, über alle Gebäude hinweg, oberhalb 62 %. Die netzdienliche Betriebsweise weist bei Typ II eine höhere Ausnutzung günstiger Preisstufen auf als dies bei Typ III der Fall ist. Dies ist auf die Änderung des Residuallastgangs durch die PV zurückzuführen. Somit liegen Einsatzzeiten ohne PV bevorzugt in den frühen Morgenstunden bei niedrigen Preisstufen. Bei Typ III verschieben sich die Einsatzzeiten in den Bereich zwischen 8 Uhr und 16 Uhr zu denen auch die Preisstufen 3 und 4 vermehrt auftreten. Dies hat einen sinkenden Anteil der Preisstufe 1 zugunsten des Anteils von Preisstufe 4 zur Folge. Die Betrachtung der Anteile der Preisstufen lässt jedoch alleine noch keine eindeutige Aussage über die Gesamtkosten zu. Auf diese wird in Abschnitt 5.4.4 genauer eingegangen.



**Abbildung 5.16:** Anteil der Preisstufen des Heizstromtarifes am WP-Einsatz der vier Zelltypen  
a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen

### 5.3.5 Leistungsverteilung der Residuallast der Haushaltszelle

Die Verteilung der Leistungswerte der Residuallast  $P_{\text{res}}$  gibt Aufschluss darüber, in welcher Höhe Leistungsspitzen und in welcher Häufigkeit die unterschiedlichen Leistungswerte bei Bezug bzw. Einspeisung auftreten. Negative Residuallasten treten lediglich bei den beiden

Typen I und III auf, bei denen eine PV-Anlage vorhanden ist (siehe Abbildung 5.17). Grundsätzlich führt der Einsatz der WP unabhängig von der Betriebsweise zu keiner Reduktion der maximalen Rückspeisung, da die größten Wärmebedarfe im Winter bei geringer solarer Strahlung auftreten. Die Wärmebedarfe im Sommer reichen, selbst bei netzdienlicher Fahrweise der WP, nicht aus, um alle Rückspeisespitzen zu reduzieren. Lediglich der Batteriespeicher ist in der Lage die Rückspeiseleistungen konsequent zu verringern. Die Senkung des Maximalwertes ist dabei nicht alleine dem Speicher selbst, sondern zudem der Begrenzung der Rückspeiseleistung auf 50 % statt 70 % der Modul-Peakleistung geschuldet. Auf die daraus folgende abgeregelte Energiemenge wird in Abschnitt 5.4.3 genauer eingegangen. In Bezug auf den Leistungsbezug führen WP über alle Betriebsweisen hinweg sowohl zu einer Erhöhung der durchschnittlichen Last als auch der Spitzenlast. Mittels der netzdienlichen Betriebsweise können die Bezugsspitzen jedoch auf ein Niveau gemindert werden, das unter dem einer Zelle ohne WP jedoch mit Elektromobilität liegt. Die höchsten Bezugswerte treten tendenziell bei der preisgeführten Betriebsweise auf.

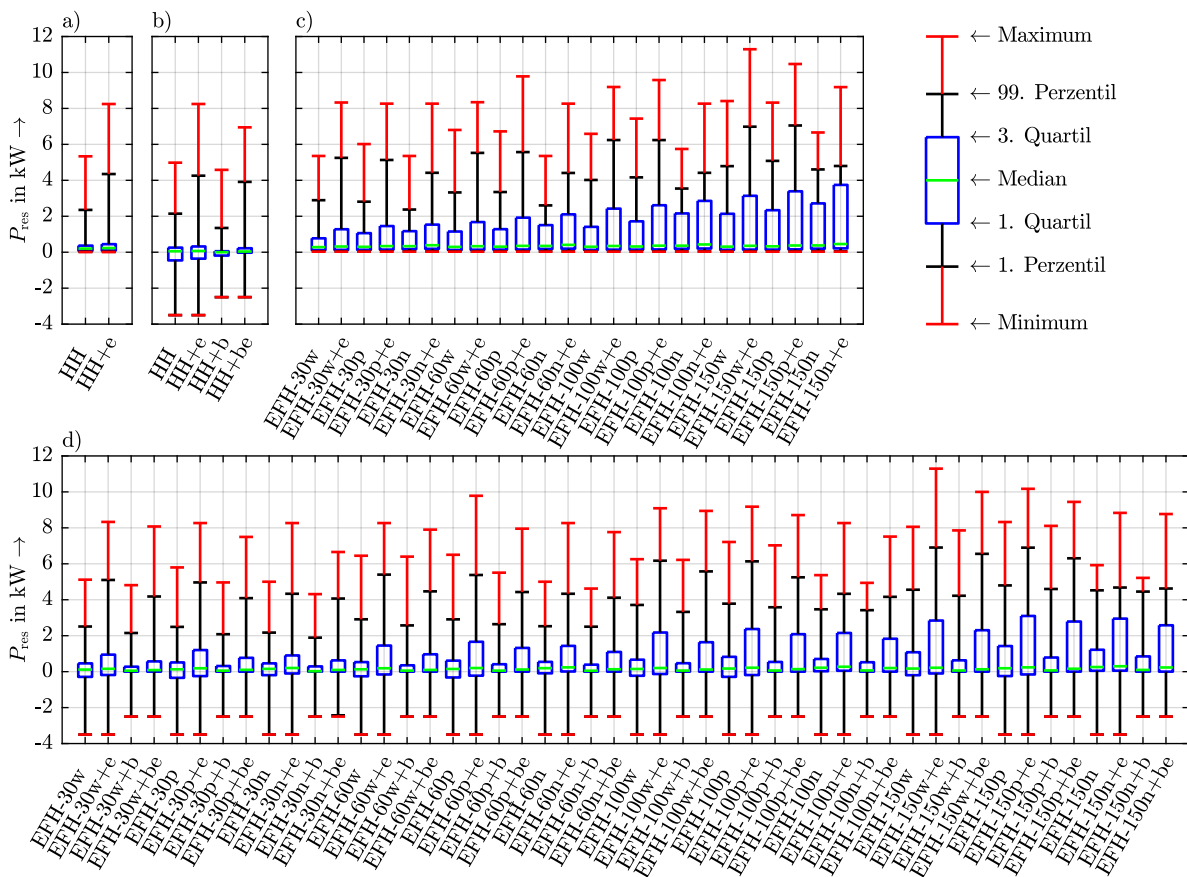


Abbildung 5.17: Leistungsverteilung der Residuallast der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen

## 5.4 Auswirkungen des Flexibilitätsabrufs

### 5.4.1 Effizienz der Wärmepumpe

Der Einsatz der WP als Flexibilität, der mittels der jeweiligen Betriebsweise zu unterschiedlichen Einsatzzeiten und -zyklen führt, hat neben der Veränderung des Residuallastverhaltens der Zelle auch Auswirkungen auf die einzelnen Zellkomponenten. An erster Stelle ist hier die WP selbst anzuführen. So haben das thermische Lastverhalten, Temperatursollwerte sowie die Betriebsweisen Einfluss auf die Effizienz (siehe Abbildung 5.18). Über alle betrachteten Zelltypen und -konfigurationen hinweg weist die netzdienliche Betriebsweise grundsätzlich die schlechtesten Ergebnisse auf. Beide nicht wärmegeführten Betriebsweisen führen zu einem Effizienzverlust. Der Effizienzverlust der netzdienlichen Fahrweise für die Bereitstellung von Wärme fällt bei Typ III im Vergleich zu Typ II geringer aus, bei der Bereitstellung von Kälte (SEER) jedoch höher. Generelle Gründe für die Effizienzverluste sind die vom optimalen Betriebspunkt abweichenden Temperaturen der nicht wärmegeführten Betriebsweisen. Hinzu kommt die zeitliche Verlagerung der Einsatzzeiten, welche mit kühleren Temperaturen in den frühen Morgenstunden und wärmeren Temperaturen in der Mittagszeit korrelieren. Dies hat besonders starke Auswirkungen auf die Effizienz der Bereitstellung von HW  $SCOP_H$ . Bei Gebäuden mit geringem HWB wirkt sich die geringere Effizienz der WW-Bereitung  $SCOP_{WW}$  stärker auf die Gesamteffizienz  $SCOP_{ges}$  aus.

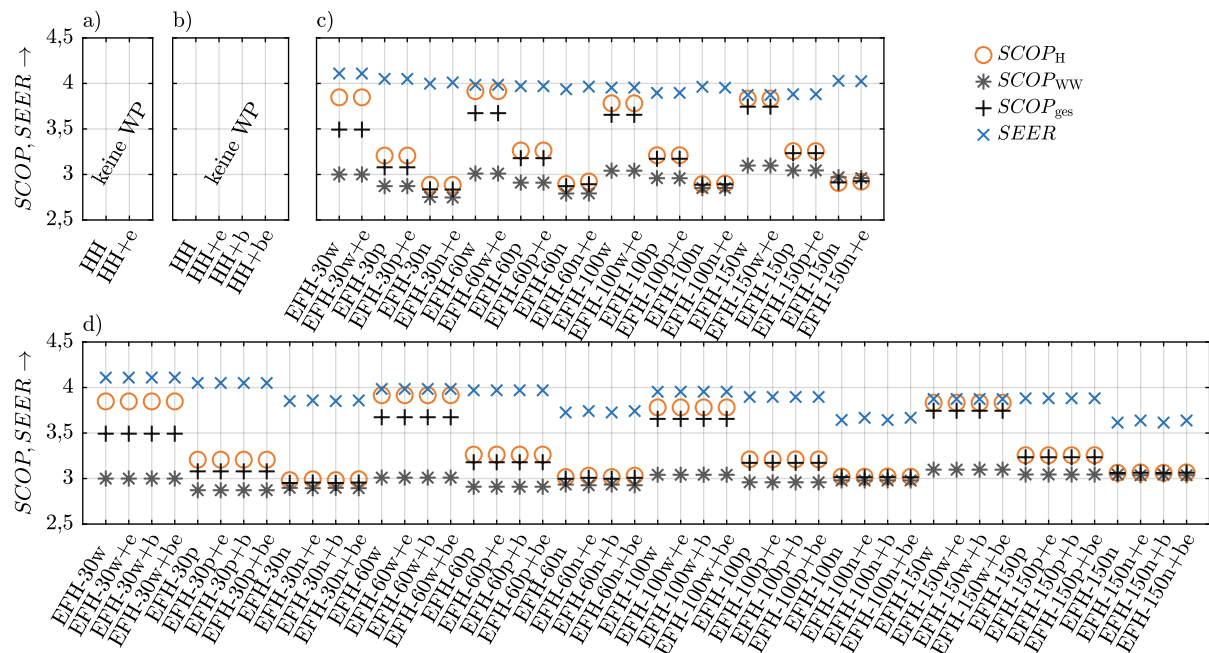


Abbildung 5.18:  $SCOP$  und  $SEER$  der WP der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen



### 5.4.2 Thermische und elektrische Verluste

Aufgrund der betriebsweisebedingten Speicherzyklen und der somit unterschiedlichen Speichertemperaturen fallen auch die Verluste der thermischen Speicher unterschiedlich aus. Die größten Auswirkungen hat dies auf die Verluste des Heizspeichers im Heizbetrieb  $Q_{\text{Verl,H}}$ , wie in Abbildung 5.19 dargestellt. Im Vergleich zur wärmegeführten Betriebsweise zeigt die preisorientierte Betriebsweise eine geringe Senkung der Verluste des WW-Speichers  $Q_{\text{Verl,WW}}$ , sowie eine Steigerung der heizungsbedingten Verluste. Dies gilt sowohl für den Typ II als auch Typ III. Die heizungsbedingten Verluste entsprechen im preisorientierten Betrieb etwa dem 1,5-fachen und im netzdienlichen Betrieb etwa dem doppelten der wärmegeführten Betriebsweise. Die netzdienliche Betriebsweise führt zudem zu einer Steigerung der Verluste des WW-Speichers. Bei Typ III sind die Verluste des Heizspeichers im Heizbetrieb größer als bei Typ II. Dies ist auf die längeren Speicherzyklen und die damit verbundenen höheren Speichertemperaturen zurückzuführen. Die Änderungen der Verluste im Kühlbetrieb  $Q_{\text{Verl,K}}$  sind, aufgrund der ohnehin geringen Ausprägung, vernachlässigbar. Der Einfluss des HWB und die daraus folgende Speicherdimensionierung ist als direkter Einflussfaktor auf die Höhe der Verluste klar erkennbar. Die Verluste des WW-Speichers sind über alle Gebäude hinweg annähernd gleich und unterscheiden sich hauptsächlich durch die Betriebsweise.

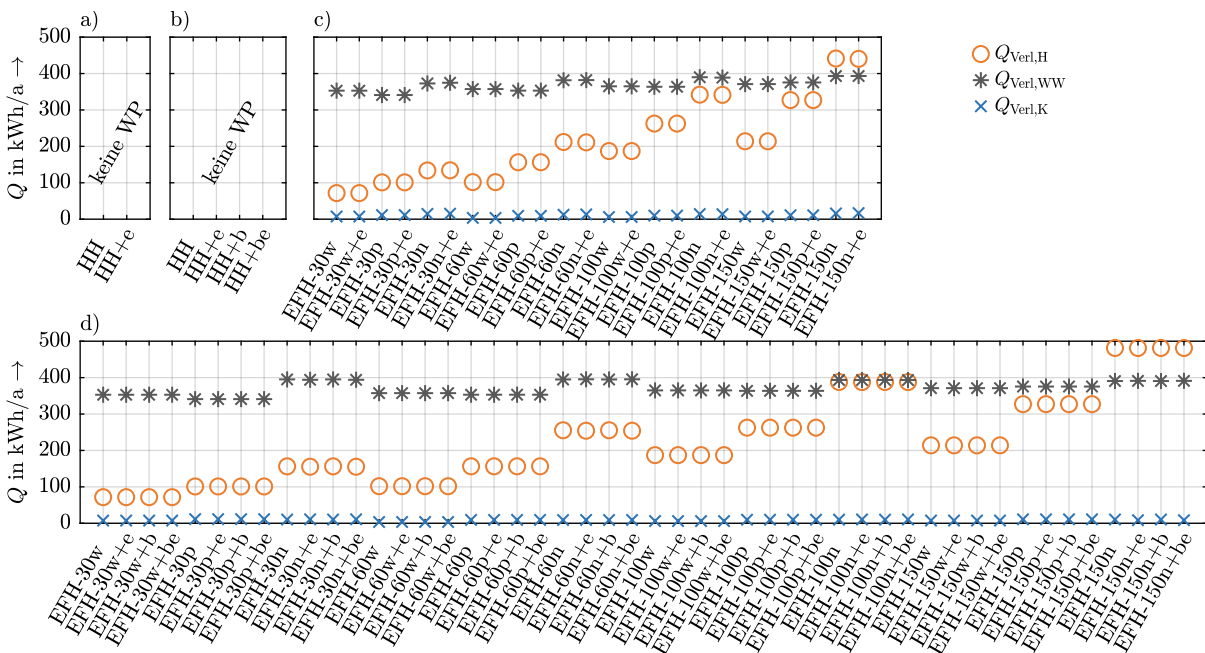
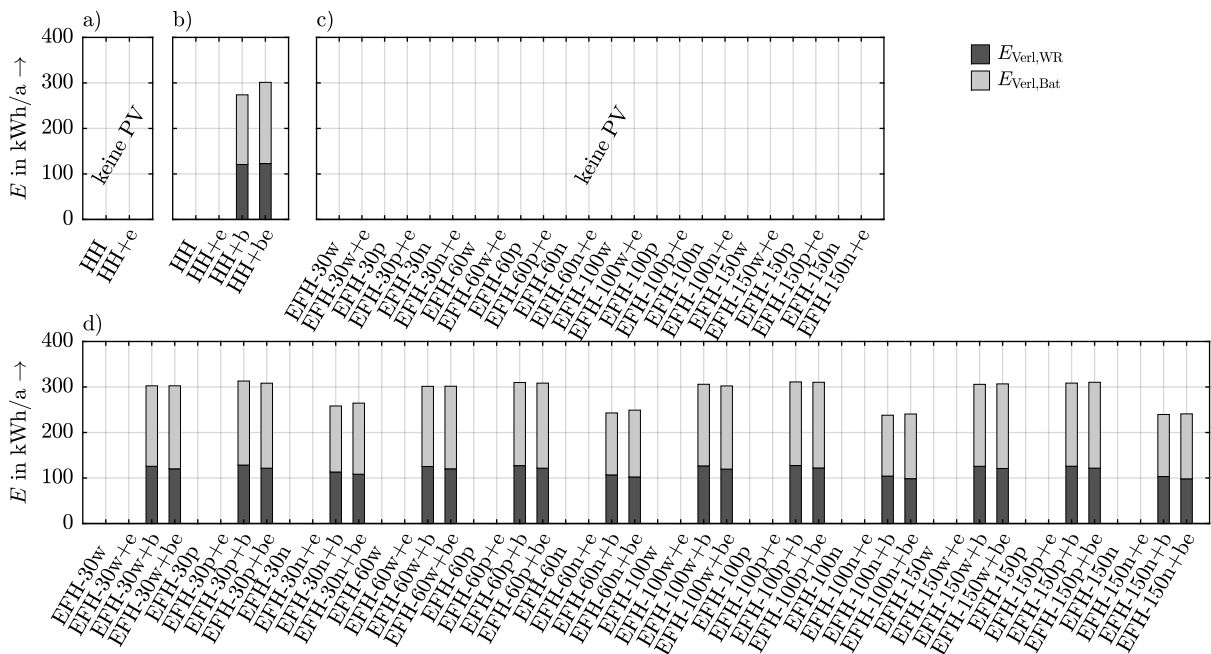


Abbildung 5.19: Verluste der thermischen Speicher der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen



Neben dem Einfluss der Betriebsweise der WP auf die thermischen Verluste erfolgt auch eine indirekte Beeinflussung der Verluste des Batteriespeichersystems über den geänderten Residuallastgang. Die Änderung der Verluste des Batteriewechselrichters  $E_{\text{Verl,WR}}$  fällt geringer aus als die Änderung der Verluste des Batteriespeichers  $E_{\text{Verl,Bat}}$ . Die netzdienliche Betriebsweise weist über alle Gebäude hinweg die geringsten Verluste auf. Dies verdeutlicht Abbildung 5.20. Mit steigendem HWB sinken die Verluste aufgrund des höheren elektrischen Bedarfes der WP, wenn auch nur gering. Führt die Elektromobilität bei Typ I noch zu einer Steigerung der Batterieverluste, so ist eine solche aufgrund der ohnehin gestiegenen Last bei Typ III nicht vorhanden. Die Verluste liegen hier auf dem Niveau von Typ I mit Elektromobilität.



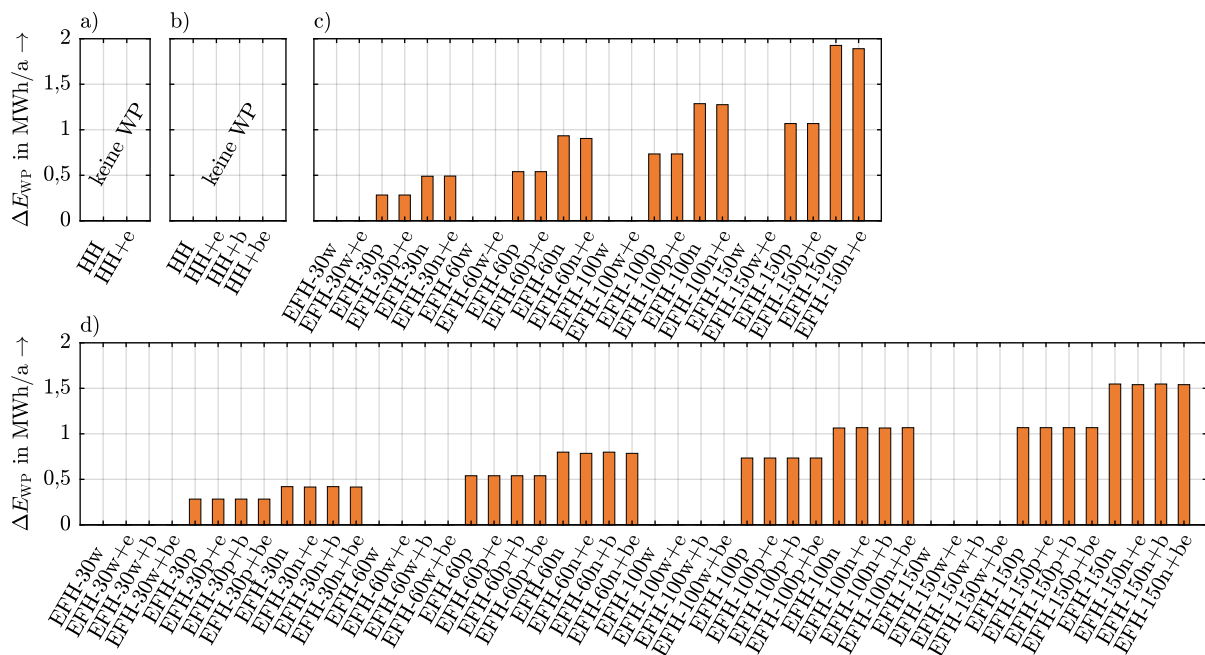
**Abbildung 5.20:** Verluste des Batteriespeichersystems der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen

### 5.4.3 Veränderung der Energiebedarfe und Energiebereitstellung

Wie aus den bisherigen Untersuchungen bereits zu folgern, führen die unterschiedlichen Betriebsweisen sowohl direkt als auch indirekt zu Änderungen des Energiebezuges sowie der -bereitstellung. Direkt wird hierbei der elektrische Energiebezug der WP beeinflusst. Indirekt beeinflusst der Einsatz der WP auch die abgeregelte Energiemenge der PV-Anlage<sup>27</sup> sowie die Verluste des Batteriespeichersystems mittels des geänderten Residuallastgangs.

<sup>27</sup>Siehe Leistungsbegrenzung der Rückspeisung in Abschnitte 3.3 und 3.4.

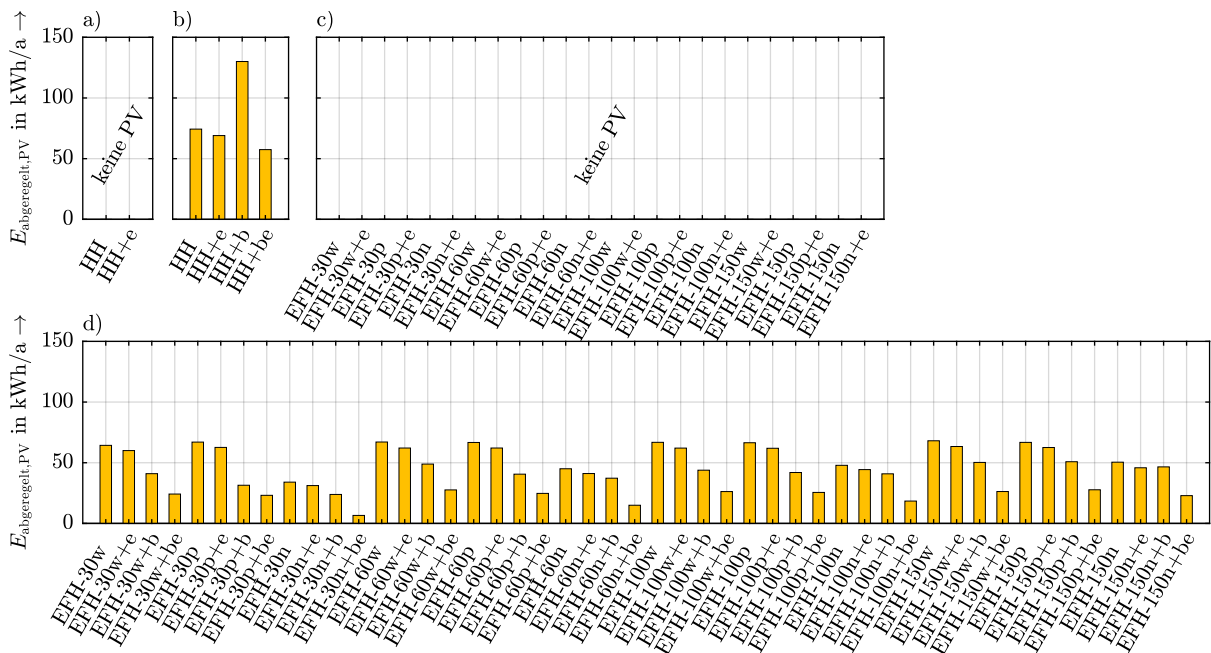
Abbildung 5.21 zeigt die Änderung des Bezugs an elektrischer Energie der WP  $\Delta E_{WP}$  für die unterschiedlichen Zellkonfigurationen bezogen auf die jeweils wärmegeführte Betriebsweise. Der Energiebezug der nicht-wärmegeführten Betriebsweisen liegt über denen des klassischen Betriebs. Die strompreisorientierte Betriebsweise weist, wie zu erwarten, keine Unterschiede zwischen den Typen II und III auf. Die Steigerung des Energiebedarfes fällt in der netzdienlichen Fahrweise bei Typ III geringer aus als bei Typ II. Die Änderung des Energiebedarfes basiert grundsätzlich auf zwei Gegebenheiten. Zum einen auf der Änderung der Verluste der thermischen Speicher und zum anderen auf der Änderung des SCOP sowie der SEER. Trotz der gestiegenen thermischen Verluste der netzdienlichen Fahrweise des Typ III im Vergleich zu Typ II fällt der zusätzliche Bedarf geringer aus. Somit kommt der Änderung des SCOP die entscheidende beeinflussende Rolle für den sich ändernden Energiebezug der WP zu. Die Elektromobilität hat lediglich einen sehr geringen Einfluss auf den Energiebezug der netzdienlichen Betriebsweise.



**Abbildung 5.21:** Veränderung des elektrischen Energiebedarfes der WP der vier Zelltypen  
 a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen

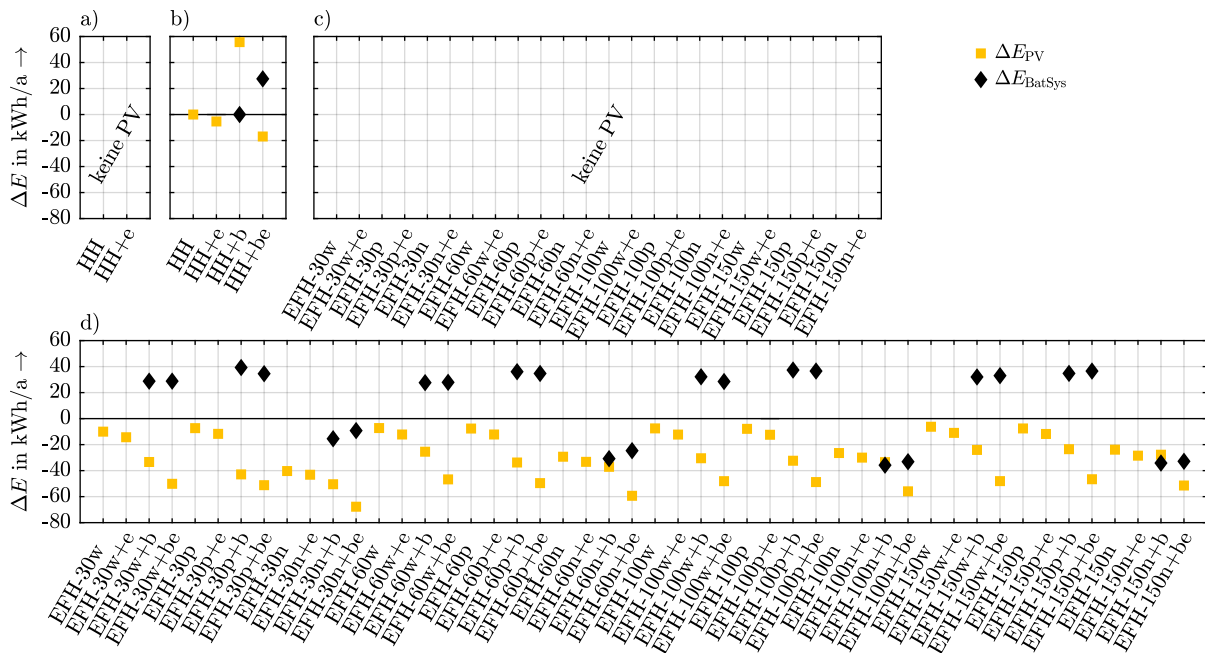
Zur Betrachtung des indirekten Einflusses des WP-Einsatzes wird zunächst auf die abgeregelte Energiemenge der PV-Anlage  $E_{abgeregelt,PV}$  eingegangen. Bei der Betrachtung des Typ I liegt diese Energiemenge, unter Verwendung eines Batteriespeichers höher, als ohne. Dies ist der gesunkenen maximalen Rückspeiseleistung am Netzanschlusspunkt geschuldet. Verfügt die Energiezelle über Elektromobilität, so sinkt die abgeregelte Energiemenge.

Dies gilt ebenfalls für Typ III. Durch die WP in diesem Zelltyp liegen die Werte auch ohne Elektromobilität und mit Batteriespeicher unter denen des Typ I ohne Batteriespeicher. Die netzdienliche Betriebsweise führt über alle Konfigurationen hinweg zu den vergleichsweise geringsten Abregelungen. Dies verdeutlicht Abbildung 5.22.



**Abbildung 5.22:** Abgeregelte Energie der PV der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen

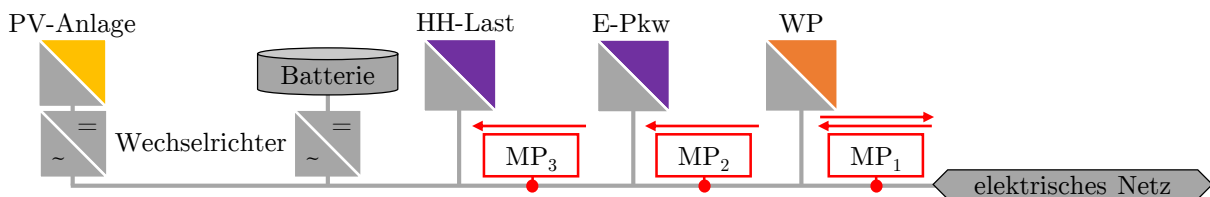
Zur Verdeutlichung der Änderungen der durch die PV bereitgestellten Energie  $\Delta E_{PV}$  sowie der Änderung der Verluste des Batteriespeichersystems  $\Delta E_{BatSys}$  werden die jeweiligen Energiemengen in Bezug zu Referenzwerten aus Typ I gesetzt. Diese haben somit in Abbildung 5.23 den Wert null. Für Typ III zeigt sich ein gegenläufiger Trend in Bezug auf die von der PV bereitgestellte Energie und die Verluste des Batteriespeichersystems in der wärmegeführten sowie strompreisorientierten Betriebsweise. Die Zugewinne übersteigen im Durchschnitt jedoch leicht die zusätzlichen Verluste. Lediglich die netzdienliche Betriebsweise hat sowohl gesunkene Verluste als auch eine gestiegene Energiebereitstellung zur Folge. Grund hierfür sind die Betriebszeiten der WP in den Mittagsstunden bei PV-Einspeisung sowie geringere Betriebszeiten des Batteriespeichersystems. Der Einfluss des HWB ist als eher gering identifizierbar.



**Abbildung 5.23:** Veränderung der Energiebereitstellung der PV und des Bedarfs des Batteriespeichersystems der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen

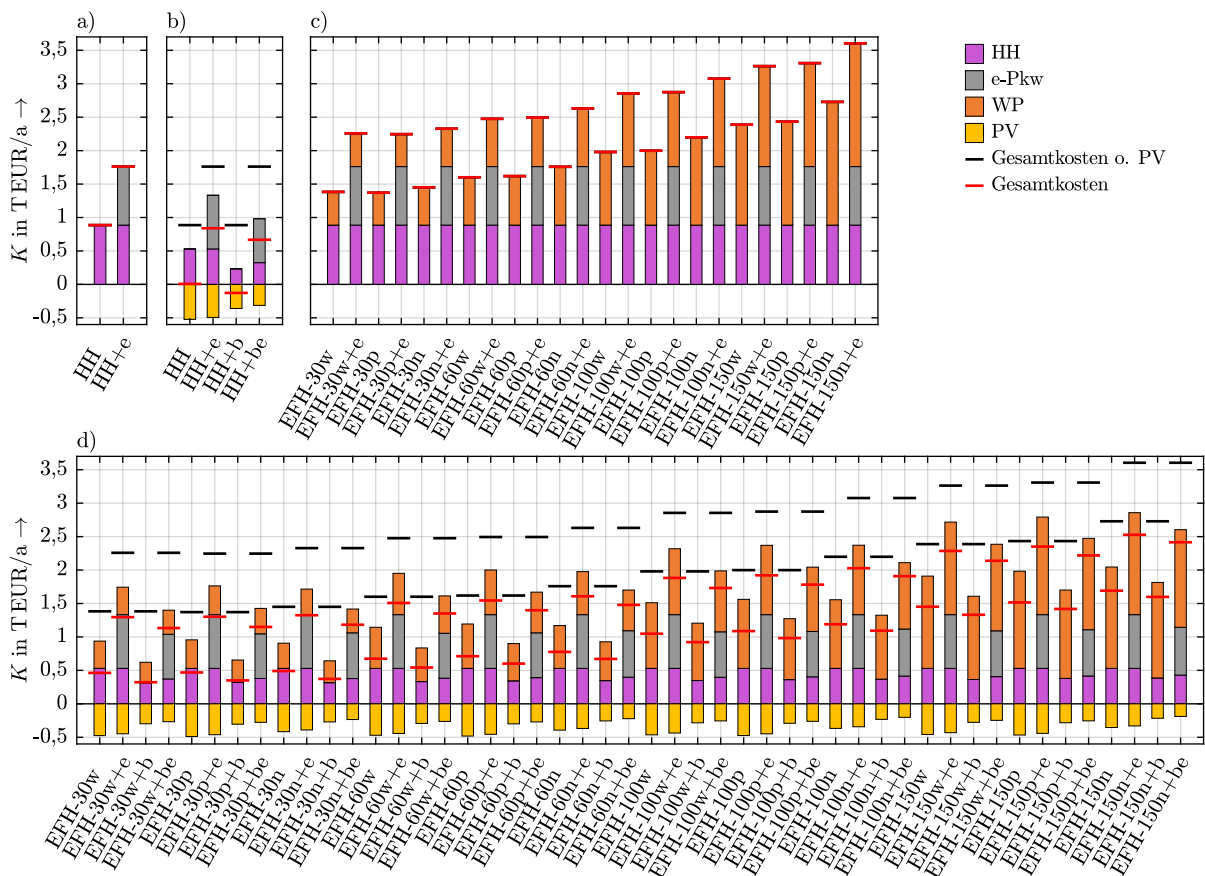
### 5.4.4 Kostenbetrachtung

Zur Berechnung der Energiekosten  $K$  der einzelnen Zellen ist zunächst ein Messkonzept notwendig. Dies dient der Berechnung der von den jeweiligen Verbrauchern aus dem elektrischen Netz bezogenen Energiemenge sowie der durch die PV am Netzanschlusspunkt eingespeisten Energiemenge. Eine Bestimmung der von jeder einzelnen Last bezogenen Energiemenge nach Abzug des Eigenverbrauchs ist aufgrund der unterschiedlichen Lasttarife notwendig (vgl. Abschnitt 3.6). Das verwendete Messkonzept wurde in Anlehnung an die derzeit übliche Anordnung von Messstellen bzw. Messpunkte (MP) bei Eigenverbrauch in Kombination mit steuerbaren Lasten entworfen [179]. Abbildung 5.24 veranschaulicht dieses. Bei  $MP_2$  und  $MP_3$  handelt es sich um reine Bezugszähler mit Rücklaufsperrre.  $MP_1$  ist als Bezugs- und Einspeisezähler ausgeführt.



**Abbildung 5.24:** Messkonzept zur Abrechnung der Stromkosten und Einspeisevergütung

Die folgende Kostenbetrachtung berücksichtigt lediglich Energiebezugskosten und Einspeiseerlöse. Aufgrund der Annahme, dass vom Bestand der HH-Zelle ausgegangen wird und keine zusätzliche Investitionen getätigt werden, wird auf eine Betrachtung von Investitionskosten bzw. Abschreibungen sowie weiterer variabler Kosten verzichtet. Einspeiseerlöse der PV sind als negative Kosten aufgeführt. Die Betrachtung der Energiekosten ergibt lediglich bei Typ I mit Batteriespeicher negative Gesamtkosten in Höhe von  $-127 \text{ €/a}$ . Dies entspricht einer PV-bedingten Kostenreduktion von 118 % im Vergleich zur sonst gleichen Zellausstattung jedoch ohne PV. Alle weiteren Zellkonfigurationen ergeben positive Gesamtkosten. Die Erlöse durch PV liegen zwischen  $523 \text{ €/a}$ , bei Typ I mit Grundausstattung und  $188 \text{ €/a}$  bei Typ III der Konfiguration „EFH-150n+be“. Im Gegensatz dazu liegen die höchsten Kosten im Wert von  $3604 \text{ €/a}$  bei Typ II der Konfiguration „EFH-150n+e“ (siehe Abbildung 5.25).



**Abbildung 5.25:** Energiekosten und Einspeiseerlöse der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen

Da die Strombezugskosten betragsmäßig über denen der Einspeisevergütung liegen, fällt die Kostenreduktion durch Eigenverbrauch grundsätzlich stärker aus als die Minderung

der Einspeiserlöse. Somit können die Gesamtkosten je nach Zellkonfiguration mittels Eigenverbrauch erheblich reduziert werden. Die größte relative Kostenreduktion weist bei Typ III die Konfiguration „EFH-30w+b“ mit 77 % und die größte absolute Reduktion die Konfiguration „EFH-150n+be“ mit 1189 €/a auf. Grundsätzlich zeigt die wärmegeführte Betriebsweise immer die niedrigsten Kosten. Die preisorientierte sowie die netzdienliche sind beide mit höheren Kosten verbunden, wobei die netzdienliche die höchsten Kosten aufweist. Dies bedeutet, dass die Preisspreizung des gewählten mehrstufigen Wärmestromtarifes nicht ausreicht um die Kosten des Mehrbedarfes aufgrund von Effizienzverlusten der WP zu decken. Gleiches gilt für die netzdienliche Fahrweise, die zwar den höchsten Eigenverbrauch aufweist, hier jedoch ebenfalls der Effizienzverlust stärker ins Gewicht fällt als die Einsparungen durch die Eigennutzung der PV-Energie.

---

## 6 Bilanzierungsfähigkeit und Flexibilitätsabruf von Wärmepumpen auf Niederspannungs-Zellebene

### 6.1 Untersuchungsgegenstand

Im Gegensatz zu den Betrachtungen im vorherigen Kapitel, welches die Bilanzierungsfähigkeit und den Flexibilitätsabruf von WP auf HH-Zellebene betrachtet, untersucht dieses Kapitel die Bilanzierungsfähigkeit und den Flexibilitätsabruf auf NS-Zellebene. Die untersuchten NS-Zellen bestehen aus HH-Zellen unterschiedlicher Typen. Die Durchdringungen der einzelnen Zellkomponenten (Wandler, Speicher) wurde bereits in Abschnitt 3.7.2 festgelegt.

Grundlage der Untersuchungen bilden die beiden in Abschnitt 3.5 ausgewählten NS-Netze. Diese werden jeweils für die drei Szenarien *heute*, *2030* und *2050*, die vier beschriebenen Betriebsweisen sowie die vier Typ-Gebäude untersucht. Zudem sind zwei unterschiedliche Lastverteilungen Teil der Betrachtungen. Da keine klare Dominanz der Bezugsleistungen im Vergleich zu den Einspeiseleistungen oder umgekehrt aus Abschnitt 5.3.5 hervorgeht, erfolgt die Verteilung der Gebäude auf die jeweilige Netzstruktur sowohl anhand der maximal auftretenden jährlichen Last als auch Einspeisung. Eine symmetrische (sym) Lastverteilung repräsentiert eine gleichmäßige Verteilung der last-dominierten sowie der einspeise-dominierten HH-Zellen über die Sammelschienenabgänge der Ortsnetzstationen sowie innerhalb der Abgänge. Eine unsymmetrische (usym) Lastverteilung repräsentiert eine maximal ungünstige Verteilung der Lasten und Einspeisungen innerhalb der Netzstruktur. Dies bedeutet die höchsten Lasten am Ende last-dominiertes Netzstrahlen und die höchsten Einspeisungen am Ende einspeise-dominiertes Netzstrahlen.

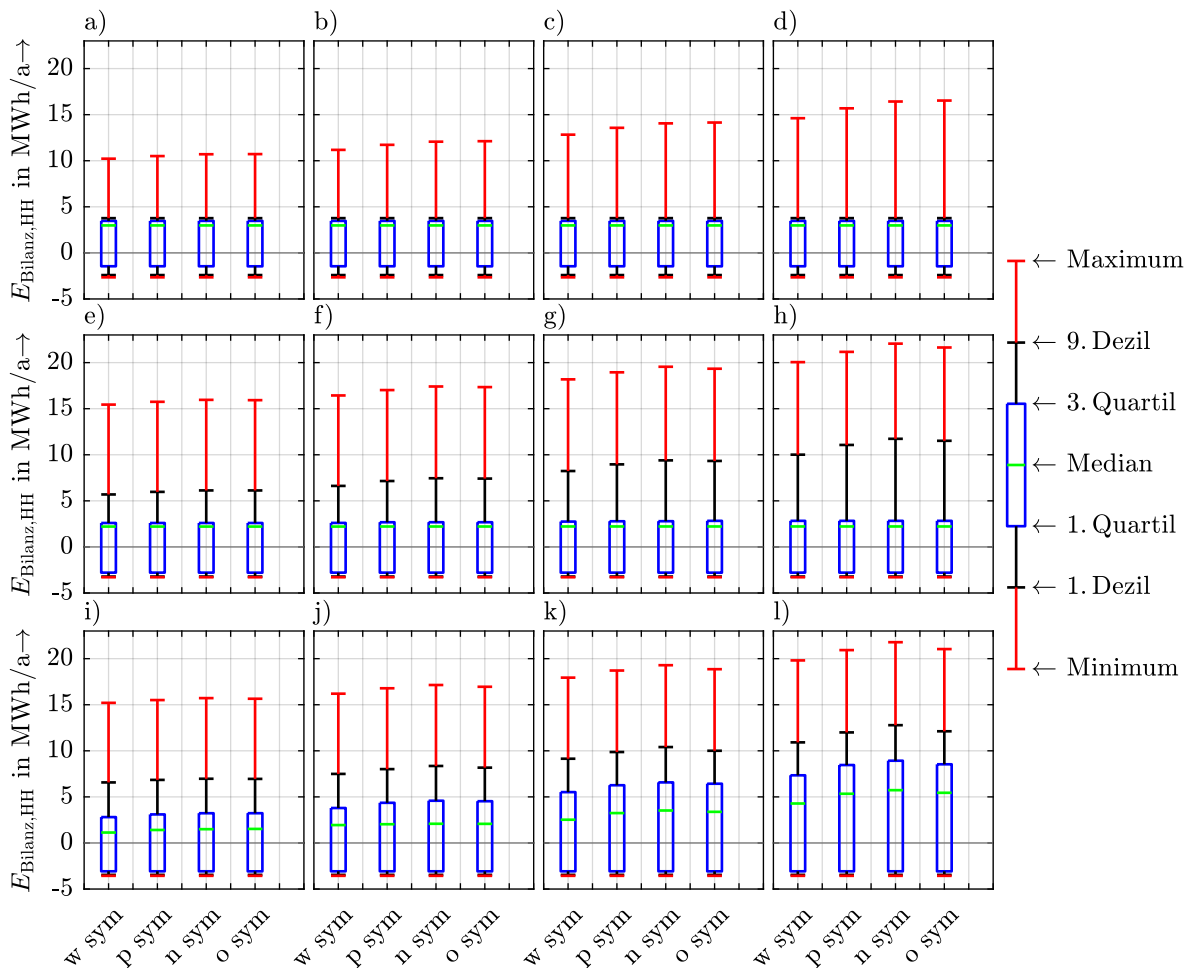
Aus den beschriebenen Variationen ergeben sich somit 192 Varianten (2 Netze x 3 Szenarien x 4 Betriebsweisen x 4 Gebäudetypen x 2 Lastverteilungen).

Die unterschiedlichen Varianten werden bezüglich der Gleichzeitigkeit des Einsatzes der WP und der Auswirkungen der Flexibilitätsabrufe auf die NS-Netze untersucht. Dabei sind sowohl die Bilanzierungsfähigkeit als auch die Netzbelastung Teil der Betrachtungen. Zudem wird auf die einzelnen HH-Zellen der NS-Zellen eingegangen. Abschließend erfolgt eine Bewertung der Treiber für einen Netzausbau. Eine Übersicht der Ausprägungen der Parametervariationen der Zellen beinhaltet Abschnitt 14.4.

## 6.2 Analyse der Haushaltszellen im Kontext der Niederspannungszelle

### 6.2.1 Energiebilanzen der Haushaltszellen

Die Energiebilanz einer HH-Zelle  $E_{\text{Bilanz,HH}}$  beschreibt die Summe der vorzeichenbehafteten Energiemengen aus Erzeugung und Verbrauch über ein Jahr. Sie gibt daher Aufschluss darüber, ob die Erzeugung oder der Verbrauch einer Zelle überwiegt. Abbildung 6.1 zeigt die Verteilung der Energiebilanzen der HH-Zellen der beiden untersuchten NS-Netze für die vier Gebäudetypen sowie die drei Szenarien. Die Bandbreite der bilanziellen Energiemengen deckt sich grundsätzlich mit den Untersuchungen des vorherigen Kapitels.



**Abbildung 6.1:** Verteilung der Energiebilanzen der HH-Zellen für a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030, f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050, k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050



Jedoch fallen die maximalen positiven Energiebilanzen, wegen unterschiedlicher Jahresfahrleistungen der e-Pkw im Vergleich zur Einzelzellbetrachtung, größer aus. Aufgrund der niedrigen Durchdringung von e-Pkw im Szenario heute sind für dieses Betrachtungsjahr noch keine e-Pkw im Netz vorhanden. Die Zunahme der Maximalwerte der Energiebilanzen mit steigendem Betrachtungsjahr ist somit auf eine höhere Durchdringung an e-Pkw zurückzuführen.

Für Gebäude mit geringem HWB ist ein Sinken der durchschnittlich auftretenden Energiebilanz mit steigendem Betrachtungsjahr erkennbar. Aufgrund der sowohl steigenden Durchdringung von WP als auch PV-Anlagen steigt die Wahrscheinlichkeit, dass ein HH über beide Wandler verfügt und dessen Energiebilanz somit niedriger ist. Bei Gebäuden mit hohem HWB zeigt sich eine Steigerung des Durchschnitts der Energiebilanzen aufgrund der hohen Energiebedarfe der WP.

Die wärmegeführte Betriebsweise liefert grundsätzlich die niedrigsten Werte. Alle weiteren Betriebsweisen führen, aufgrund der bereits im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Verschlechterung des SCOP und des daraus resultierenden höheren elektrischen Energiebedarfes zur Bereitstellung von Wärme, zu einer Steigerung der Energiebilanz der HH. Die netzdienliche Betriebsweise weist hier die höchsten Werte auf, gefolgt von der netzorientierten und der strompreisorientierten Betriebsweise.

### 6.2.2 Energieaustausch der Haushaltszellen

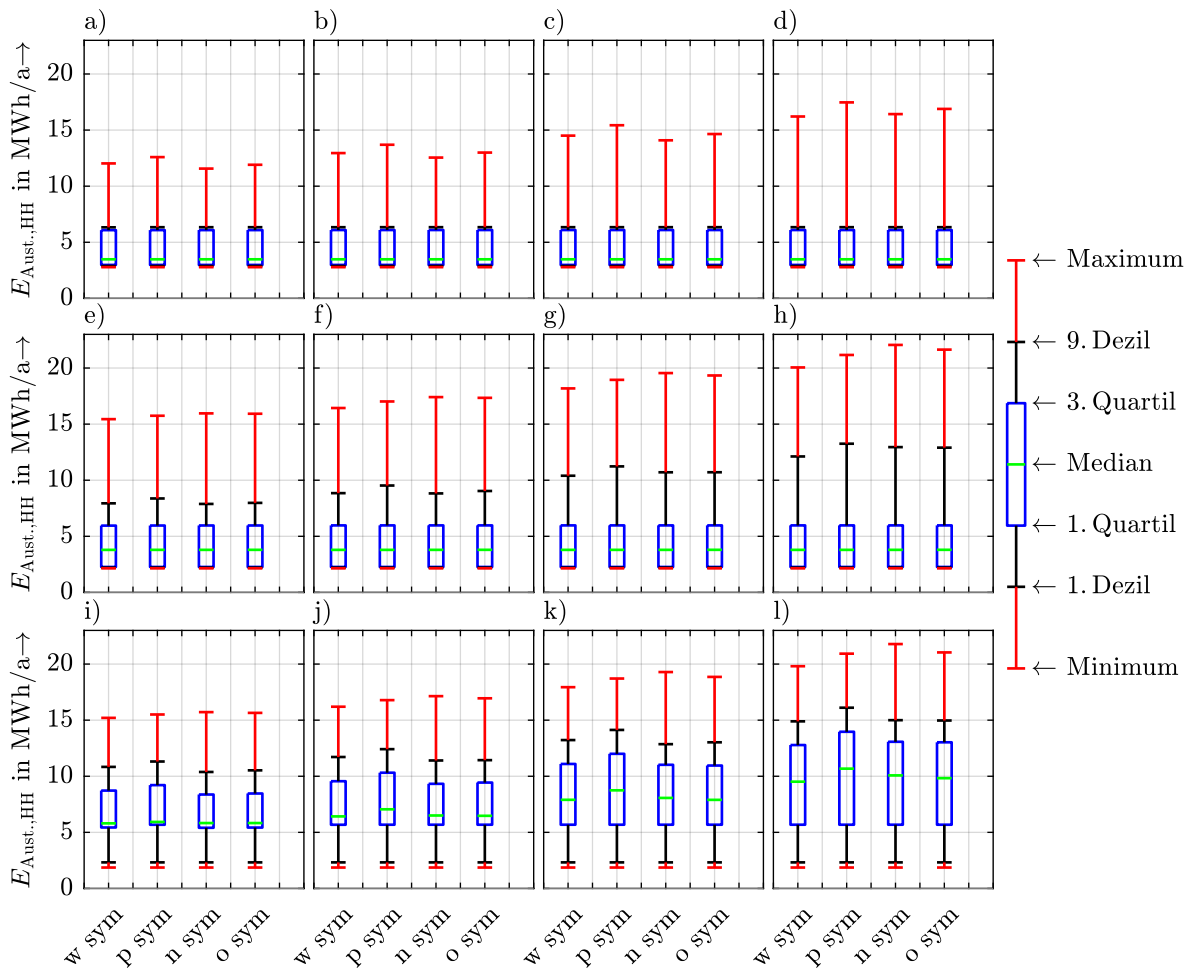
Gleich dem vorherigen Kapitel beschreibt die ausgetauschte Energie einer HH-Zelle  $E_{\text{Aust.,HH}}$  diejenige Energiemenge, die mit der übergeordneten Zellebene, respektive der NS-Zelle ausgetauscht wird. Sie entspricht somit der Summe der ausgetauschten Energiebeträge über ein Jahr. Die Verteilung der ausgetauschten Energiemengen der HH-Zellen zeigt Abbildung 6.2.

Grundsätzlich ist mit fortschreitendem Betrachtungsjahr eine Steigerung des Energieaustauschs erkennbar. Dies ist auf das Hinzukommen neuer Lasten sowie Einspeiser zurückzuführen. Höhere HWB führen ebenfalls zu einem größeren Energieaustausch. Mit fortschreitendem Betrachtungsjahr werden die Auswirkungen der unterschiedlichen Betriebsweisen, aufgrund der höheren Durchdringungen der einzelnen Wandler und der Speicher, immer deutlicher.

Bezogen auf die Betriebsweise der WP liegt der Energieaustausch der strompreisorientierten Betriebsweise im Mittel am höchsten. Der Energieaustausch der netzdienlichen

Betriebsweise liegt im Mittel leicht über der der wärmegeführten. Der Spitzenwert der netzdienlichen Betriebsweise weist die höchsten Werte auf. Im Szenario *heute* ist dieser Trend aufgrund der geringen Durchdringung an e-Pkw nicht sichtbar, weshalb der Spitzenwert der ausgetauschten Energie hier noch unter dem der wärmegeführten Betriebsweise liegt. Die Spitzenwerte sind generell auf HH-Zellen ohne PV mit e-Pkw und WP zurückzuführen.

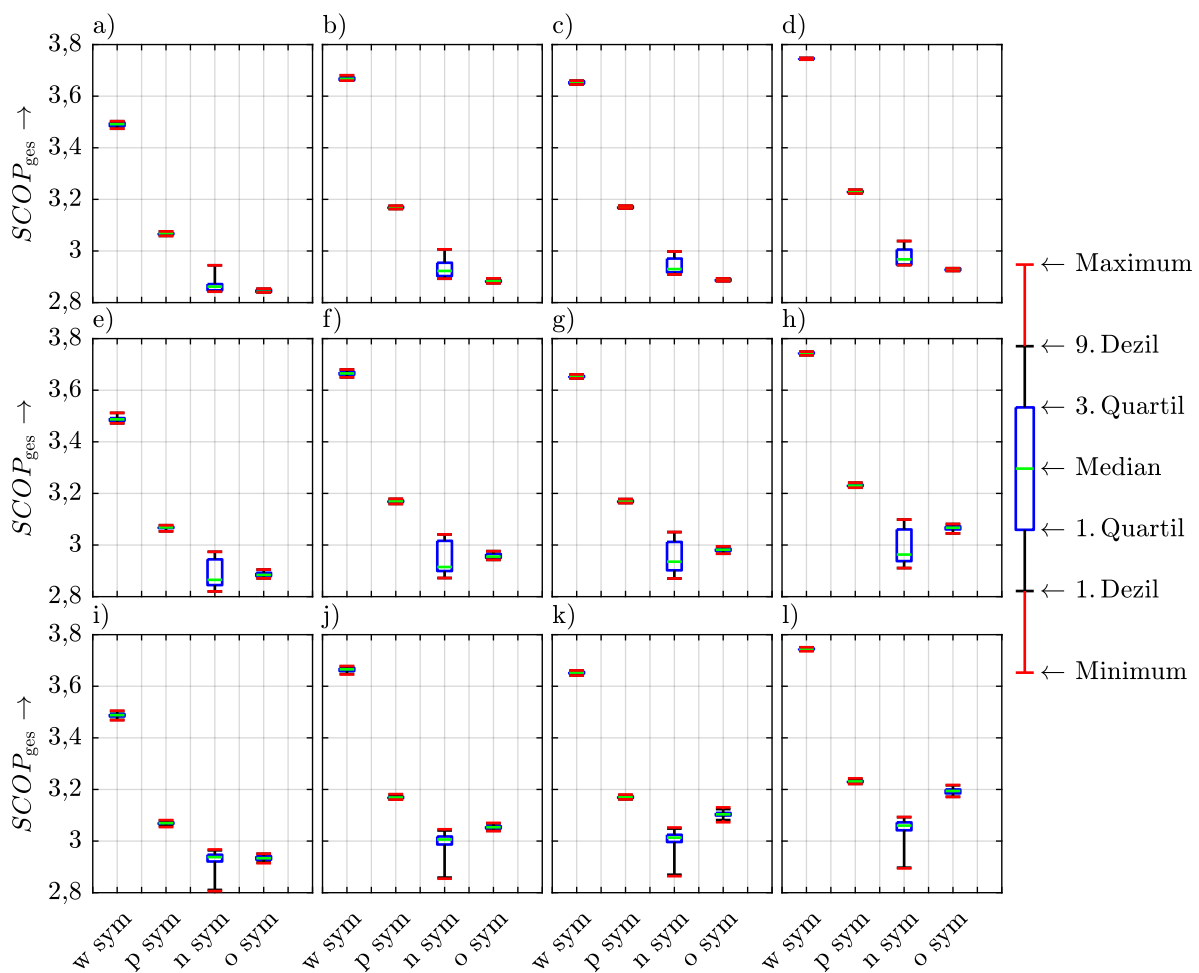
Die netzorientierte Betriebsweise führt, bezogen auf die Spitzenwerte, zu ähnlichen Ergebnissen wie die strompreisorientierte Betriebsweise. Besonders im Szenario 2030 zeigt sich jedoch der im Mittel geringe Energieaustausch der HH-Zellen, der annähernd dem der netzdienlichen Betriebsweise entspricht.



**Abbildung 6.2:** Verteilung des Energieaustauschs der HH-Zellen für a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030, f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050, k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050

### 6.2.3 Energieeffizienz der Wärmepumpen

Die Gesamteffizienz  $SCOP_{ges}$  der WP gibt Aufschluss darüber, in wie weit der Abruf von Flexibilität mittels der untersuchten Betriebsweisen die Effizienz der WP beeinflusst. Abbildung 6.3 zeigt die Verteilung der Gesamteffizienzen der WP der HH-Zellen über beide NS-Netze. Die Werte der Effizienzen entsprechen den Ergebnissen der HH-Zellbetrachtung des vorherigen Kapitels. Die Streuung der  $SCOP_{ges}$  fällt je Gebäudetyp bei der wärmegeführten, sowie strompreisorientierten Betriebsweise sehr gering aus. Diese ist lediglich auf die Variationen des HWB zurückzuführen. Aufgrund der sehr unterschiedlichen Residuallastgänge der HH fällt die Streuung der  $SCOP_{ges}$  der netzdienlichen Betriebsweise am größten aus. Unterschiedliche Flexibilitätsanfragen der NS-Zelle an die HH-Zellen führen ebenfalls zu einer Streuung der Gesamteffizienzen.



**Abbildung 6.3:** Verteilung des  $SCOP_{ges}$  der WP für a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030, f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050, k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050

Aufgrund der Berücksichtigung aller HH-Zellen in der netzorientierten Betriebsweise fällt die Diversität der Flexibilitätsnachfrage und somit die Streuung der  $SCOP_{ges}$  geringer aus. Für das Betrachtungsjahr *heute*, weist die netzorientierte Betriebsweise die schlechtesten Werte auf. Grund hierfür ist die noch geringe Durchdringung an PV-Anlagen die zu einer Lastverlagerung der WP in die Nachtstunden mit geringer Gesamtresiduallast der NS-Zelle führt. Mit steigendem Betrachtungsjahr kommt es immer mehr zu einer Lastverlagerung in die Mittagszeit und somit, aufgrund der höheren Außentemperaturen, zu einer steigenden Effizienz der WP (siehe Abschnitt 6.3). Die schlechtesten Ergebnisse liefert die netzdienliche Betriebsweise.

#### 6.2.4 Kosten der Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpe

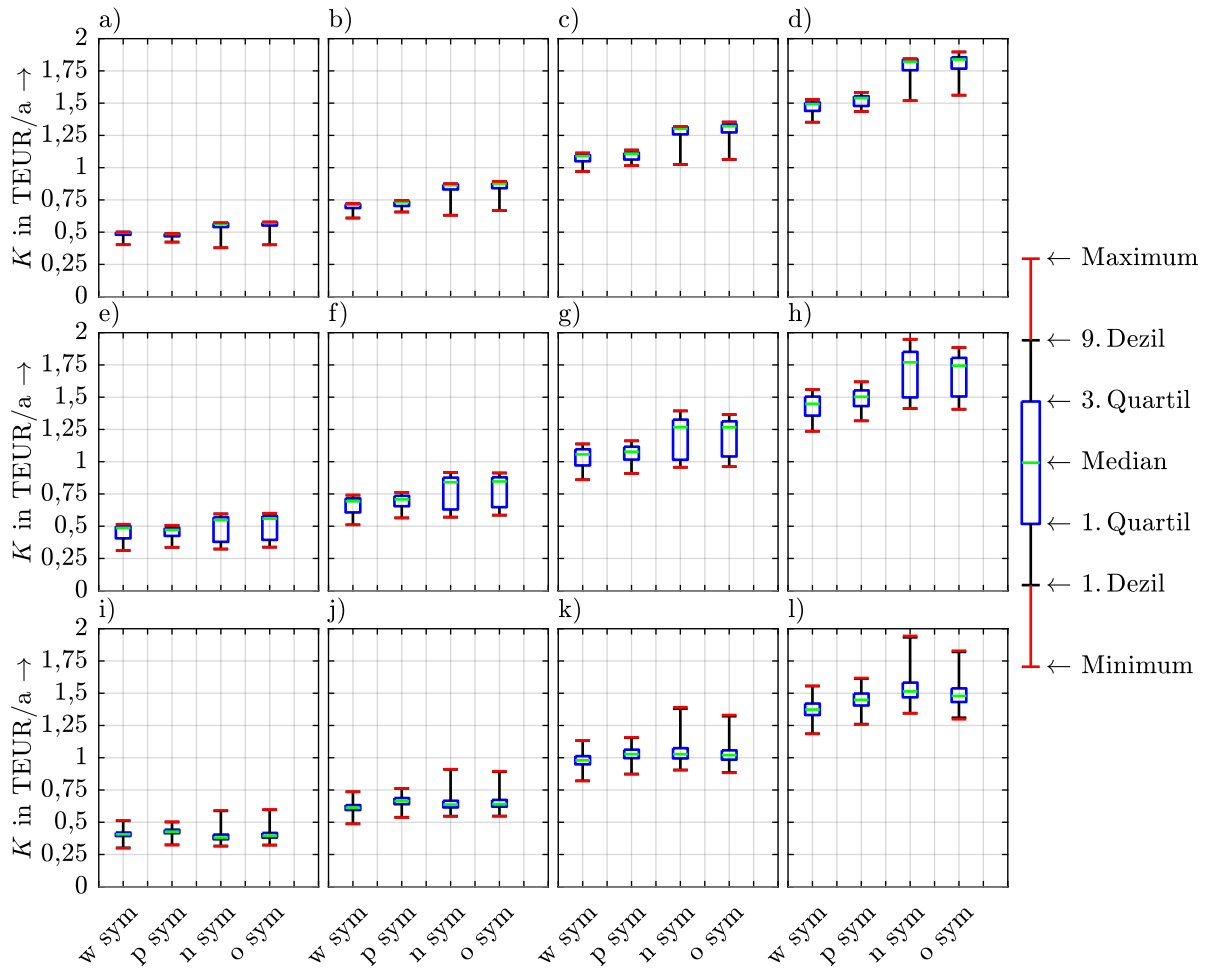
Die jährlichen Kosten  $K$  für die Wärmebereitstellung mittels WP beschreiben die reinen Strombezugskosten. Investitionskosten und sonstige variable Kosten finden auch hier, aus den im vorherigen Kapitel genannten Gründen, keine Berücksichtigung. Abbildung 6.4 zeigt die Verteilung der Strombezugskosten für die Wärmebereitstellung mittels WP.

Aufgrund der steigenden Durchdringung an PV-Anlagen sinken die Kosten über die Betrachtungsjahre im Durchschnitt. Durch die steigende Anzahl an e-Pkw über die Betrachtungsjahre ist eine Erhöhung der maximalen Kosten erkennbar. Dies ist auf das verwendete Messstellenkonzept zurückzuführen, bei dem die Eigenerzeugung zuerst für die Deckung der HH-Lasten und des Energiebedarfs der e-Pkw Anwendung findet.

Für Gebäude mit geringem HWB liegen die Kosten der netzdienlichen und der netzorientierten Betriebsweise für das Betrachtungsjahr 2050 im Mittel sogar unter den Kosten der weiteren Betriebsweisen. Mit steigendem HWB steigen die Kosten besonders für die netzdienliche und die netzorientierte Betriebsweise immer weiter an. Die netzdienliche Betriebsweise weist die höchsten Kosten auf, gefolgt von der netzorientierten und der strompreisorientierten Betriebsweise.

Die im Vergleich zur wärmegeführten Betriebsweise abweichenden Kosten der weiteren Betriebsweisen sind auf drei Ursachen zurückzuführen. Hauptursache ist der gestiegene elektrische Energiebedarf aufgrund der Effizienzverluste, bedingt durch die höheren Speichertemperaturen bei flexiblem WP-Einsatz. Hinzu kommen die gestiegenen Speicher- verluste, deren zusätzlicher Energiebedarf im Vergleich zu den Effizienzverlusten jedoch als verhältnismäßig gering zu beziffern ist. Als dritten und letzte Ursache ist die zeitliche Verteilung der Strompreise anzuführen, welche, bei Einsatzzeiten der WP zu günstigen

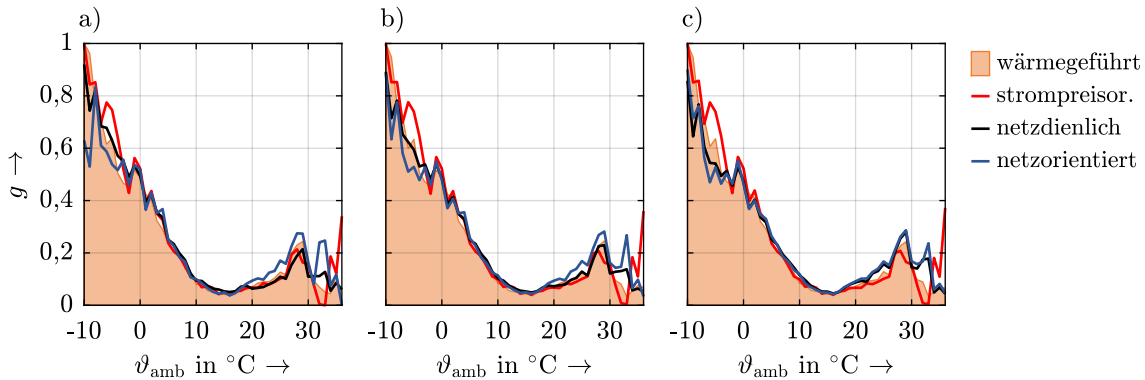
Preisen, Effizienzverluste der WP in Bezug auf die Wärmebereitstellungskosten zumindest bedingt ausgleicht.



**Abbildung 6.4:** Verteilung der Kosten für Wärmebereitstellung mittels WP für  
a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030,  
f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050,  
k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050

### 6.3 Gleichzeitigkeit des Einsatzes von Wärmepumpen

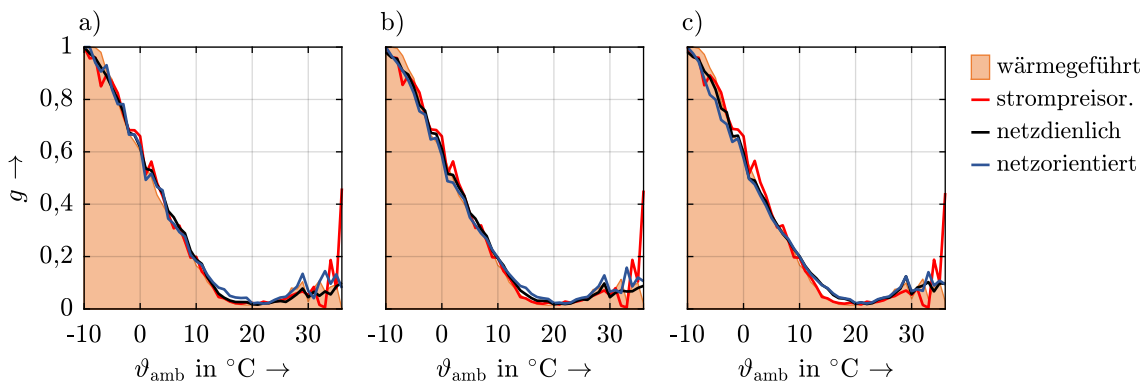
Die Ausprägungen der Gleichzeitigkeit  $g$  des Einsatzes der WP aus der NS-Zellbetrachtung decken sich mit den theoretischen Ergebnissen aus Abschnitt 4.3.2. Bei sehr kalten Außentemperaturen wird eine Gleichzeitigkeit des WP-Einsatzes von eins erreicht. Für Gebäude mit geringem HWB ist eine Senkung der maximalen Gleichzeitigkeit im Vergleich zur wärmegeführten Betriebsweise realisierbar (siehe Abbildung 6.5).



**Abbildung 6.5:** Gleichzeitigkeiten des WP-Einsatzes in Abh. der Außentemperatur für die Szenarien a) heute, b) 2030 und c) 2050 des EFH-30 für unterschiedliche Betriebsweisen

Die netzdienliche und die netzorientierte Betriebsweise führen zu einer Senkung der Gleichzeitigkeit im niedrigen Temperaturbereich und zu einer Steigerung bei hohen Außentemperaturen. Im mittleren Temperatursegment bleibt die Gleichzeitigkeit annähernd unberührt. Die strompreisorientierte Betriebsweise führt zu einer Steigerung der Gleichzeitigkeit im Bereich zwischen  $-7^{\circ}\text{C}$  und  $-2^{\circ}\text{C}$  sowie bei sehr hohen Außentemperaturen. Eine sinkende Gleichzeitigkeit ist im Bereich von  $32^{\circ}\text{C}$  bis  $33^{\circ}\text{C}$  realisiert. Die netzorientierte Betriebsweise führt zur stärksten Minderung der Gleichzeitigkeit bei niedrigen Außentemperaturen.

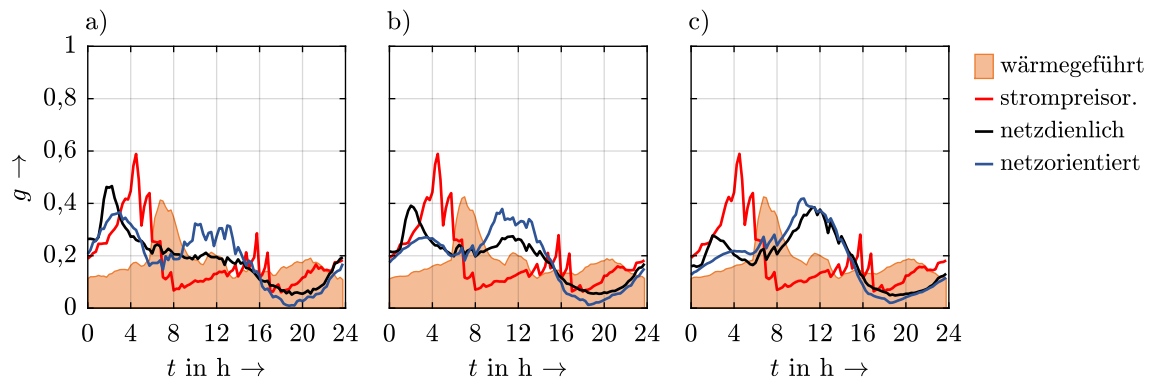
Bei Gebäuden mit größerem HWB fällt die Gleichzeitigkeit im Heizbetrieb grundsätzlich höher aus als bei Gebäuden mit niedrigem HWB (siehe Abbildung 6.6). Für den Kühlbetrieb ist ein entgegengesetzter Trend erkennbar. Die Verteilung der Gleichzeitigkeit im strompreisorientierten Betrieb entspricht annähernd dem netzdienlichen sowie dem netzorientierten Betrieb mit Ausnahme der Änderungen bei hohen Außentemperaturen.



**Abbildung 6.6:** Gleichzeitigkeiten des WP-Einsatzes in Abh. der Außentemperatur für die Szenarien a) heute, b) 2030 und c) 2050 des EFH-150 für unterschiedliche Betriebsweisen

Im Außentemperaturbereich zwischen 10 °C und 25 °C ist die Gleichzeitigkeit der WP über alle Gebäudetypen hinweg zwar sehr gering, erreicht aufgrund des ganzjährigen Bedarfes an Trinkwarmwasser jedoch nicht null. Zusammenfassend sind für diesen Temperaturbereich über alle Betriebsweisen hinweg keine gravierenden Änderungen der Gleichzeitigkeit in Bezug auf die Außentemperatur erkennbar. Die niedrigsten Maximalwerte der Gleichzeitigkeit weisen die netzdienliche und die netzorientierte Betriebsweise auf.

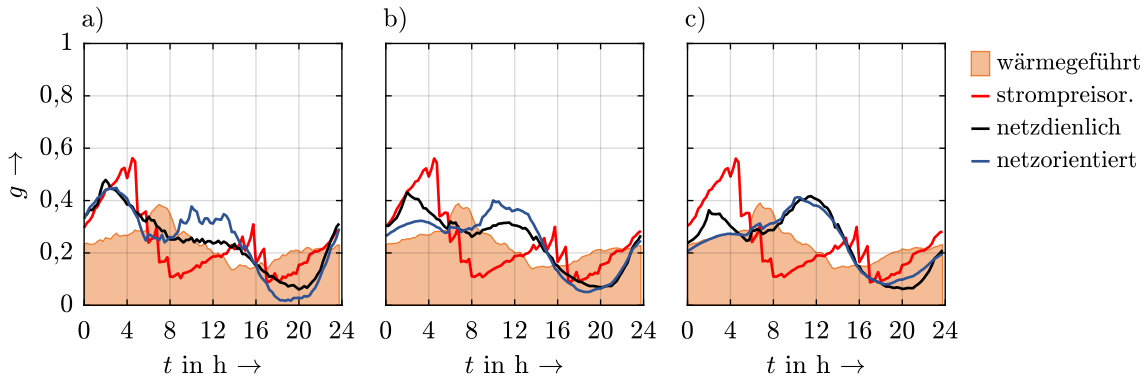
Bezogen auf die Tageszeit sind hingegen deutliche Änderungen der Gleichzeitigkeit des WP-Einsatzes die Folge der unterschiedlichen Betriebsweisen. Dies zeigt Abbildung 6.7 für das EFH-30 und die drei untersuchten Betrachtungsjahre.



**Abbildung 6.7:** Gleichzeitigkeiten des WP-Einsatzes in Abh. der Tageszeit für die Szenarien a) heute, b) 2030 und c) 2050 des EFH-30 für unterschiedliche Betriebsweisen

Die Ergebnisse der tageszeitlichen Lastverschiebungen decken sich grundsätzlich mit denen der Einzelzellbetrachtungen des vorherigen Kapitels. Aufgrund des gleichen Preissignals über die Betrachtungsjahre, zeigt die strompreisorientierte Betriebsweise keine Veränderungen auf. Die steigende Durchdringung von PV-Anlagen führt bei der netzdienlichen Betriebsweise zu einer Verlagerung des WP-Einsatzes von den sehr frühen Morgenstunden in die Mittagszeit. Ein gleicher Trend wird mittels der netzorientierten Betriebsweise realisiert.

Die netzorientierte Betriebsweise weist, aufgrund der Berücksichtigung der Residuallasten aller HH-Zellen, bereits im Szenario heute eine ausgeprägtere Konzentration der WP-Einsätze in der Mittagszeit auf. Die Gleichzeitigkeit in den sehr frühen Morgenstunden fällt für das EFH-30 bereits im Szenario heute geringer aus als bei den weiteren beiden flexibilitätsabrufenden Betriebsweisen. Für Gebäude mit höherem HWB ist dieser Trend erst mit fortgeschrittenem Betrachtungsjahr erkennbar (siehe Abbildung 6.8).



**Abbildung 6.8:** Gleichzeitigkeiten des WP-Einsatzes in Abh. der Tageszeit für die Szenarien a) heute, b) 2030 und c) 2050 des EFH-150 für unterschiedliche Betriebsweisen

## 6.4 Auswirkungen des Flexibilitätsabrufs auf Niederspannungs-Zellebene

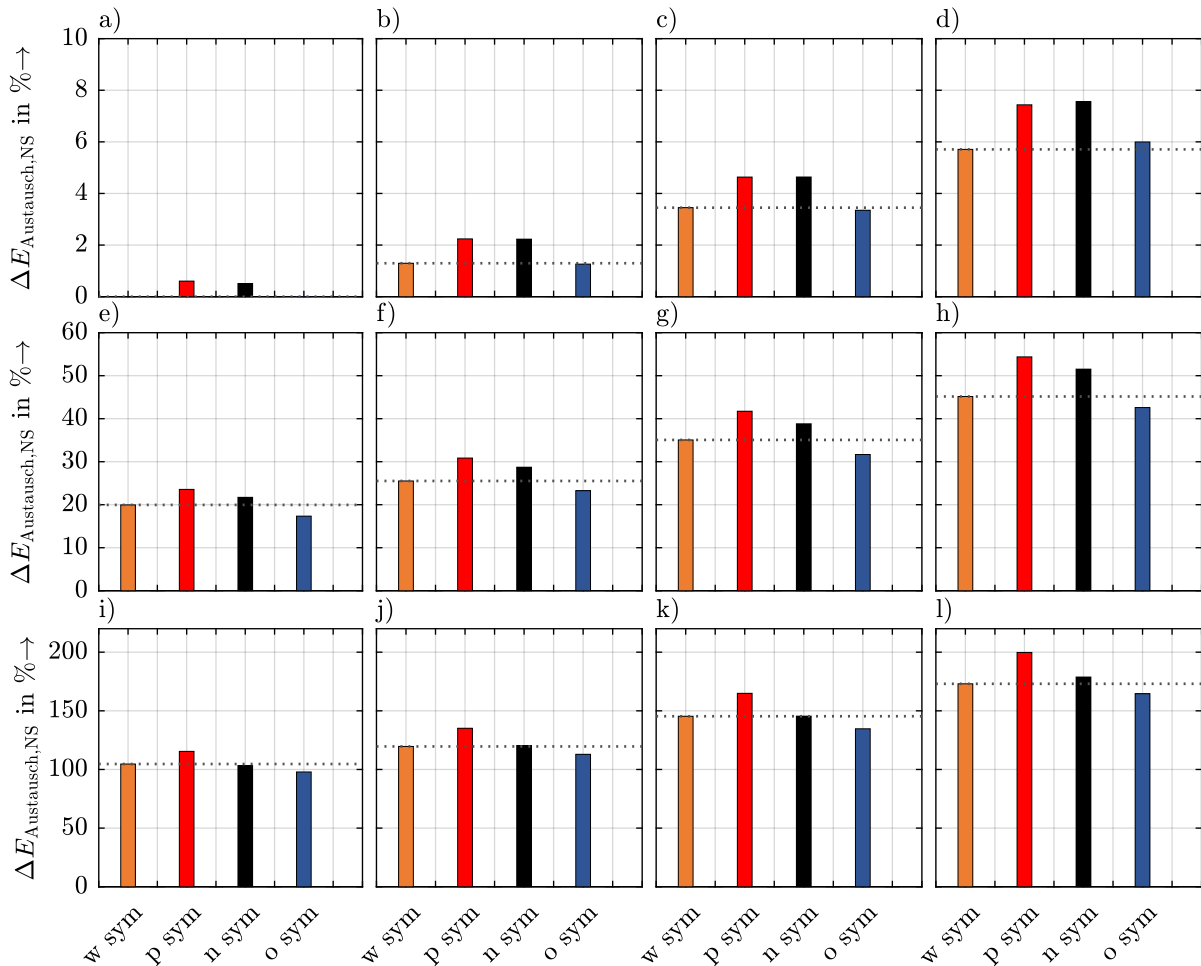
### 6.4.1 Änderung des Energieaustauschs der Niederspannungszelle

Der Energieaustausch der NS-Zelle ist analog zu dem der HH-Zellen zu verstehen. Die Änderung des Energieaustauschs mit der dem NS-Netz übergeordneten Zellebene  $\Delta E_{\text{Austausch,NS}}$  ist für die unterschiedlichen Betriebsweisen und Betrachtungsjahre jeweils bezogen auf die wärmegeführte Betriebsweise des EFH-30 des Betrachtungsjahres *heute* in Abbildung 6.9 dargestellt.

Die maßgeblichen Gründe für die Steigerung der ausgetauschten Energiemenge sind das Betrachtungsjahr und der HWB, aus den bereits in den vorherigen Abschnitten erläuterten Gründen. Für das Betrachtungsjahr heute liegen die ausgetauschten Energiemengen der strompreisorientierten sowie der netzdienlichen Betriebsweise über der der wärmegeführten. Mit fortschreitendem Betrachtungsjahr sinkt der im Vergleich zur wärmegeführten Betriebsweise höhere Energieaustausch der netzdienlichen Betriebsweise immer weiter bis auf annähernd deren Niveau. Grund hierfür ist die Lastverlagerung der WP in die Mittagszeit mit PV-Einspeisung. Da die netzorientierte Betriebsweise die gesamte Residuallast der NS-Zelle und nicht nur die des eigenen HH berücksichtigt, liegen für diese die ausgetauschten Energiemengen für fast alle Szenarien und Gebäude sogar unter der der wärmegeführten Betriebsweise. Aufgrund der neuen Lasten und Erzeugungseinheiten ist mit einem enorm Anstieg des Energieaustausches der NS-Zellen zu rechnen. Der Anstieg liegt im Vergleich zu heute für energieeffiziente Gebäude bei rund 100 %, für Gebäude mit hohem HWB sogar bei bis zu 200 %. Die Ergebnisse des Netzes S3a gleichen qualitativ



denen des Netzes S2b, welche in Abbildung 6.9 dargestellt sind. Aufgrund der höheren Anzahl an HH ergeben sich quantitativ leicht höhere Werte.

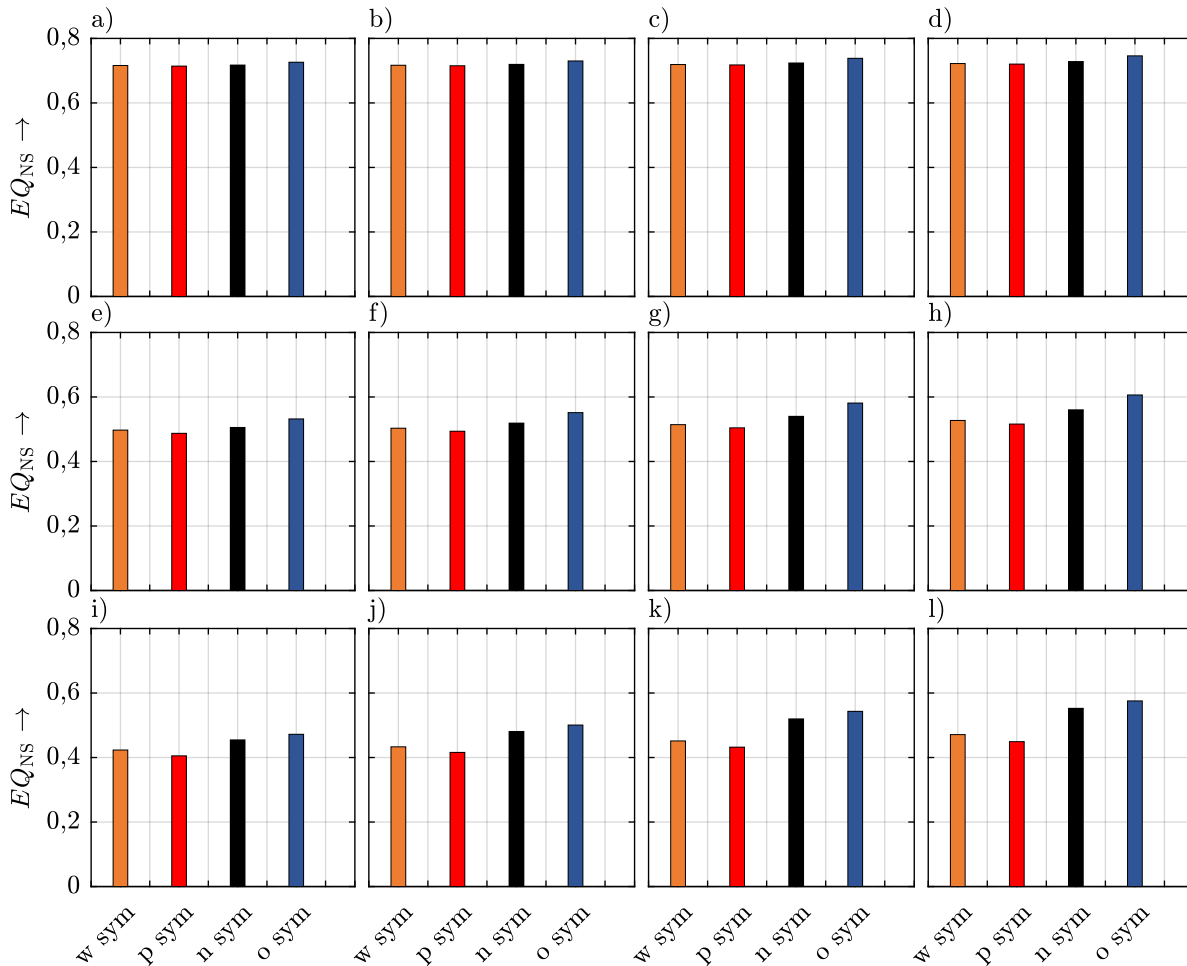


**Abbildung 6.9:** Änderung des Energieaustausches der Niederspannungszelle S2b für  
a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030,  
f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050,  
k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050

### 6.4.2 Eigenverbrauchsquote der Niederspannungszelle

Die Trends der verschiedenen Betriebsweisen auf die Einsatzzeiten sowie die ausgetauschten Energiemengen spiegeln sich auch in der Eigenverbrauchsquote der gesamten NS-Zelle  $EQ_{\text{NS}}$  wider. Sie beschreibt das Verhältnis zwischen der in der gesamten NS-Zelle verbrauchten Energie aus PV-Anlagen zur gesamten erzeugten Energie der PV-Anlagen. Hierbei weist die strompreisorientierte Betriebsweise grundsätzlich die niedrigsten Werte

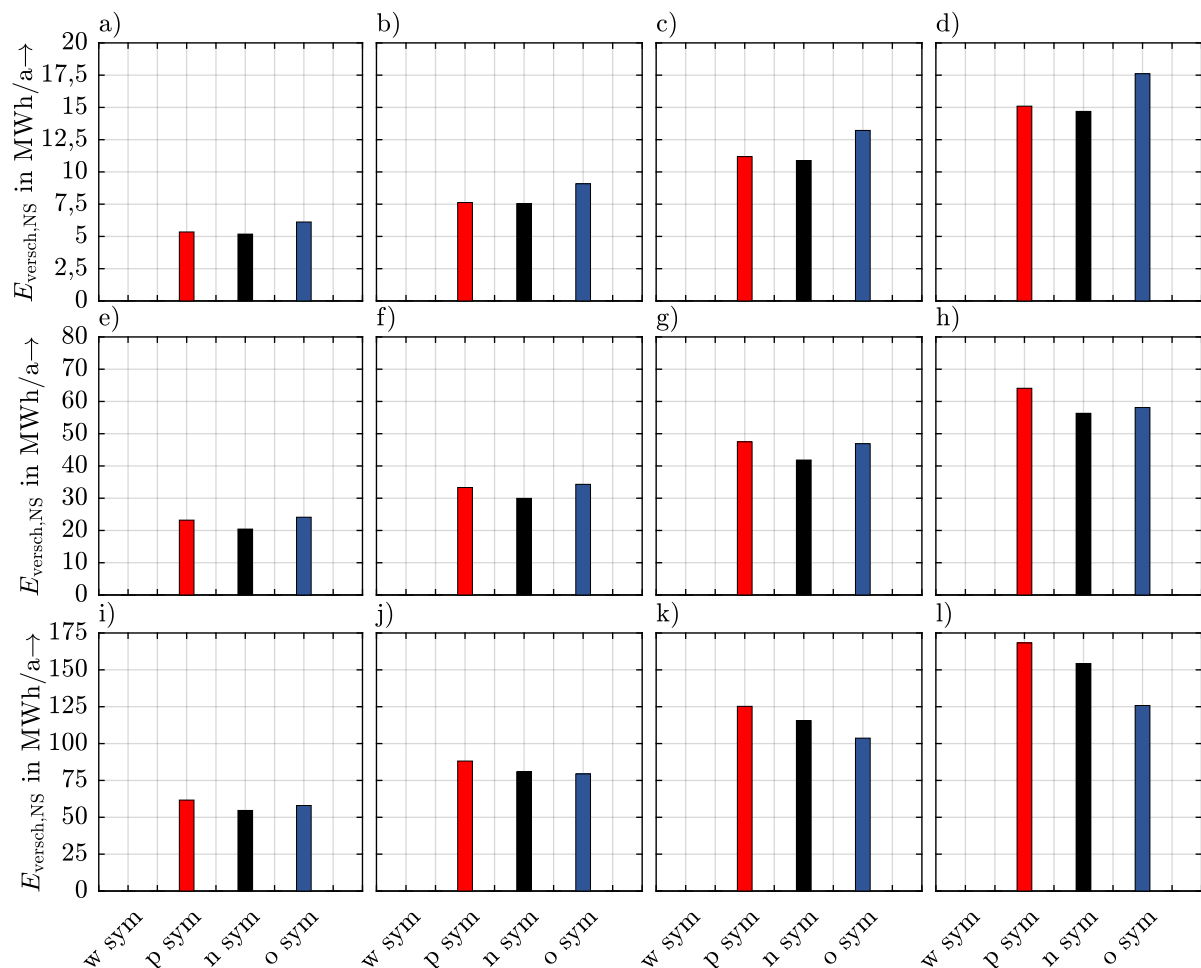
auf. Die Eigenverbrauchsquoten der netzdienlichen und der netzorientierten Betriebsweise liegen über der der wärmegeführten. Die höchste Eigenverbrauchsquote wird durch die netzorientierte Betriebsweise realisiert. Mit steigenden HWB steigt auch die  $EQ_{NS}$  aufgrund des höheren Energiebedarfs der WP. Zudem sinkt die Eigenverbrauchsquote mit fortschreitendem Betrachtungsjahr. Grund hierfür ist, dass die steigende Energiebereitstellung mittels PV-Anlagen zeitlich kaum mit dem steigenden Energiebedarf der WP korreliert. So befinden sich die größten Wärmebedarfe bei niedriger PV-Einspeisung im Winter. Die Ergebnisse des Netzes S3a gleichen sowohl qualitativ als auch quantitativ denen des Netzes S2b, welche in Abbildung 6.10 dargestellt sind.



**Abbildung 6.10:** Eigenverbrauchsquote der Niederspannungszelle S2b für a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030, f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050, k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050

### 6.4.3 Verschobene elektrische Energie durch flexiblen Wärmepumpen-Einsatz

Die verschobene elektrische Energie durch flexiblen WP-Einsatz der gesamten NS-Zelle  $E_{\text{versch,NS}}$  ist definiert durch den zeitlich unterschiedlichen Leistungsbezug der jeweiligen Betriebsweise im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb. Die verschobene Energiemenge der wärmegeführten Betriebsweise ist dementsprechend null. Abbildung 6.11 stellt die verschobenen Energiemengen für die NS-Zelle des Netzes S2b dar. Aufgrund der steigenden Durchdringung an WP mit fortschreitendem Betrachtungsjahr steigt die verschobene Energiemenge an. Gleiches gilt für den Fall eines steigenden HWB.



**Abbildung 6.11:** Verschobene elektrische Energie durch flexiblen Wärmepumpen-Einsatz der Niederspannungszelle S2b für a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030, f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050, k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050

Weist aufgrund der verhältnismäßig niedrigen PV-Durchdringung im Szenario heute die netzorientierte Betriebsweise noch die höchste verschobene Energiemenge auf, so wird diese im Szenario 2050 durch die strompreisorientierte Betriebsweise realisiert. Aufgrund der tageszeitlichen Verlagerung der WP-Einsatzzeiten in die Mittagszeit mittels der netzorientierten Betriebsweise kann, trotz einer geringeren verschobenen Energiemenge, ein ebenfalls geringerer Energieaustausch mit der übergeordneten Zellebene realisiert werden (vgl. Abschnitt 6.4.1).

Die Ergebnisse des Netzes S3a gleichen qualitativ denen des Netzes S2b. Aufgrund der höheren Anzahl an HH ergeben sich quantitativ entsprechend höhere Werte.

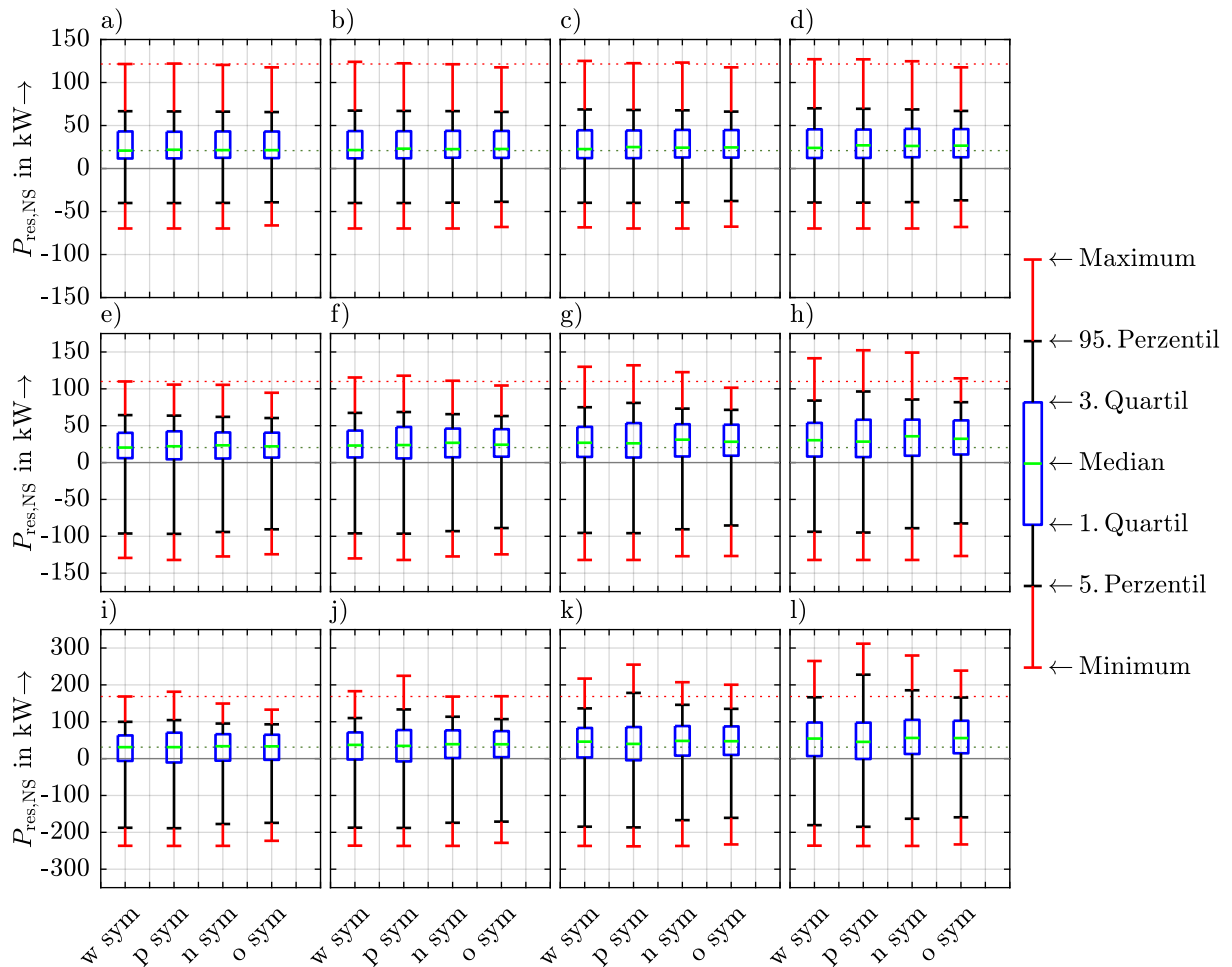
#### 6.4.4 Residuallastverteilung der Niederspannungszelle

Die Summe der Wirkleistungen aller Netzanschlusspunkte (HH-Zellen) der NS-Zelle wird im Folgenden als Residuallast der NS-Zelle  $P_{\text{res,NS}}$  bezeichnet. Die Auswirkungen der unterschiedlichen Gebäudetypen, Szenarien und Betriebsweisen auf die Verteilung der über ein Jahr auftretenden Residuallasten sind in Abbildung 6.12 für das Netz S2b dargestellt. Die Ergebnisse des Netzes S3a gleichen qualitativ denen des Netzes S2b. Aufgrund der höheren Anzahl an HH ergeben sich quantitativ entsprechend höhere Werte.

Für das Szenario heute sind die Leistungsverteilungen, aufgrund der vergleichsweise geringen Durchdringung an WP und PV-Anlagen, sehr ähnlich. Die geringsten Extremwerte weist die netzorientierte Betriebsweise auf. Dies gilt auch für alle weiteren Betrachtungsjahre. Mit steigendem Betrachtungsjahr ist sowohl eine Steigerung der Extremwerte als auch der durchschnittlichen Leistung erkennbar. Ursache hierfür ist der Zubau von WP und PV-Anlagen.

Grundsätzlich führt die strompreisorientierte Betriebsweise zu den höchsten Extremwerten. Die netzdienliche und die netzorientierte Betriebsweise weisen im Mittel die höchsten Leistungswerte auf. Für Gebäude mit geringem HWB ist eine Reduktion der Spitzenleistungen sowohl durch die netzdienliche als auch durch die netzorientierte Betriebsweise realisierbar. Beim EFH-150 führt lediglich die netzorientierte Betriebsweise zu einer leichten Reduktion der Spitzenleistungen im Vergleich zur wärmegeführten Betriebsweise.

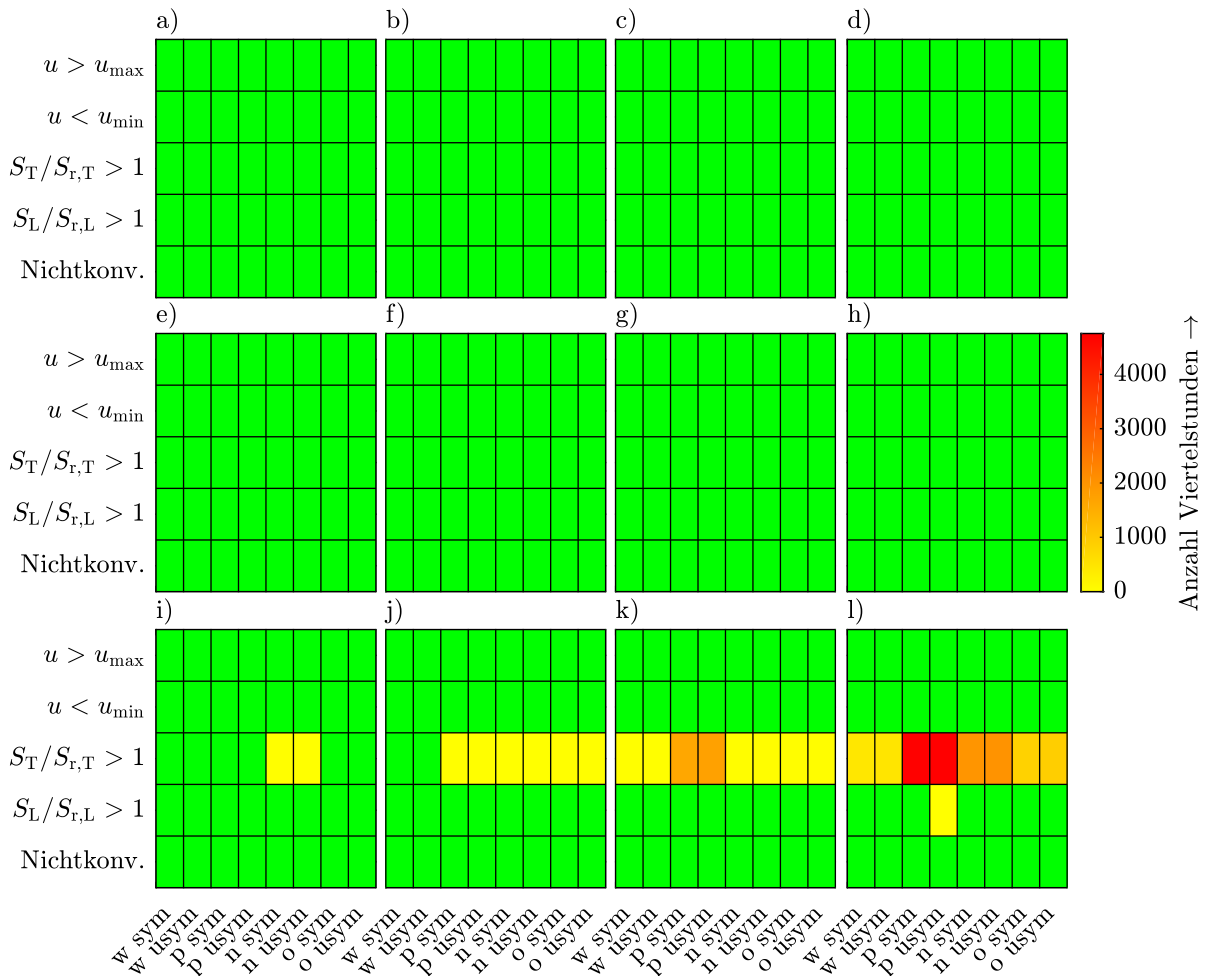
Aufgrund der Bemessungsscheinleistung des Ortsnetztransformators von 250 kVA im Netz S2b weisen bereits die hohen Extremwerte der Residualleistungen des Szenario 2050 auf Verletzungen der thermischen Grenzleistung hin. Auf die Ergebnisse der Lastflussberechnungen wird im Folgenden genauer eingegangen.



**Abbildung 6.12:** Verteilung der Residuallasten der Wirkleistung der Niederspannungszelle S2b für a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030, f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050, k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050

### 6.4.5 Netzbelastung der Niederspannungszelle

Zur Bestimmung der Netzbelastung wurden Lastflussrechnungen auf Basis der sich aus den Zellsimulationen ergebenden Lastzeitreihen im Viertelstundenraster für ein Jahr durchgeführt. Die Ergebnisse zeigt Abbildung 6.13 für das NS-Netz S2b. Die Ergebnisse für das Netz S3a sind analog zu den hier dargestellten Ergebnissen. Betrachtet werden die auf die Nennspannung bezogenen Knotenspannungen  $u$  die Scheinleistungsübertragung über den Transformator  $S_T$  sowie der Leitungen  $S_L$ . Als Spannungsbandverletzungen gelten Knotenspannungen außerhalb der minimal bzw. maximal zulässigen relativen Knotenspannungen ( $u_{\min} = 0.9$  und  $u_{\max} = 1.1$ ). Die Leistungsflüsse über die Betriebsmittel dürfen die jeweilige Bemessungsleistung ( $S_{r,T}$  bzw.  $S_{r,L}$ ) nicht überschreiten.



**Abbildung 6.13:** Grenzwertverletzungen im Niederspannungsnetz S2b für a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030, f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050, k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050

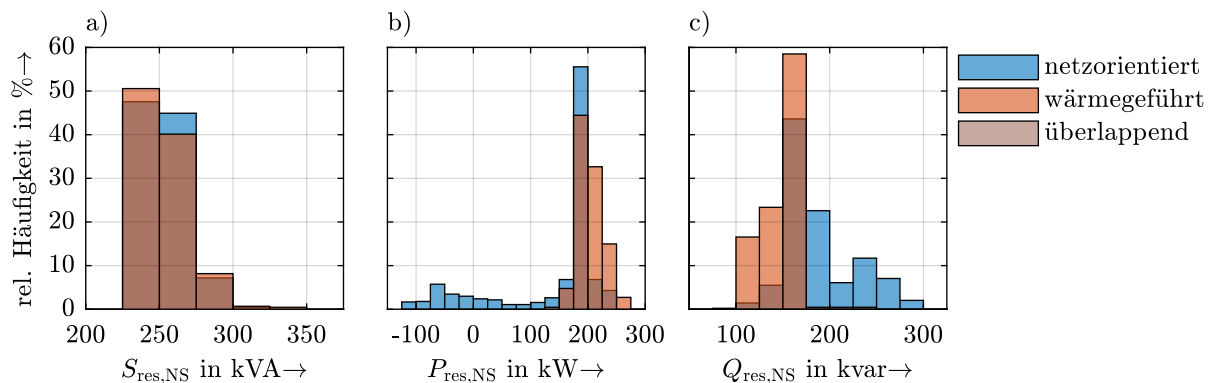
Grundsätzlich decken sich die Ergebnisse der Netzberechnungen mit den vorangegangenen Betrachtungen. Alle Lastflussberechnungen führen zu einer konvergenten Lösung. Für die Szenarien heute und 2030 kommt es zudem zu keinen Grenzwertverletzungen. Auch im Szenario 2050 können mittels des rONT Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes vermieden werden. Da Grenzwertverletzungen (GWV) nur im Szenario 2050 auftreten, beziehen sich die folgenden Erläuterungen lediglich auf dieses Betrachtungsjahr.

Für das EFH-30 existieren lediglich GWV des Transformators in der netzdienlichen Betriebsweise. Die beiden relevanten Viertelstunden des Jahres zeichnen sich durch eine negative Wirkleistungs-Residuallast und einen hohen Blindleistungsbedarf aus. Auf die Ursächlichkeit der Überlastung wird bei den Erläuterungen der GWV der netzorientierten

Betriebsweise des EFH-150 genauer eingegangen. Für das EFH-60 führen alle nicht wärmegeführten Betriebsweisen in annähernd gleichem Maße zu GWV am Transformator. Bedingt ist dies durch höhere Gleichzeitigkeiten der WP im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb. Beim EFH-100 weisen alle Betriebsweise, inkl. der wärmegeführten Betriebsweise GWV am Transformator auf. Aufgrund der höchsten Gleichzeitigkeit der strompreisorientierten Betriebsweise bedingt diese die höchste Anzahl an Zeitpunkten mit GWV.

Für das EFH 150 zeigen ebenfalls alle Betriebsweisen Grenzwertverletzungen am Transformator. Die strompreisorientierte Betriebsweise führt bei diesem Gebäudetyp zudem zu Grenzwertverletzungen an den Leitungen bei unsymmetrischer Lastverteilung. Die Anzahl an Grenzwertverletzungen über ein Jahr spiegelt die maximale Gleichzeitigkeit der Betriebsweisen wider.

Die Erwartung einer Minderung der Grenzwertverletzungen mittels der netzorientierten Betriebsweise, die eine Bilanzierung der Wirkleistung innerhalb der NS-Zelle und somit Minderung der entsprechenden gesamten Residuallast forciert, wird nicht erfüllt. Dies steht auf den ersten Blick im Widerspruch zu den Ergebnissen der Wirkleistungs-Residuallastverteilung des vorangegangenen Abschnitts. Eine genauere Betrachtung der residualen Leistungen der gesamten NS-Zelle ( $P_{\text{res,NS}}$ ,  $Q_{\text{res,NS}}$ ,  $S_{\text{res,NS}}$ ) zu Zeiten von GWV liefert jedoch den Grund der Überlastungen (siehe Abbildung 6.14).



**Abbildung 6.14:** Häufigkeit des Auftretens der Residuallasten bei GWV der Niederspannungszelle S2b mit EFH-150 im Szenario 2050 für a) Scheinleistung, b) Wirkleistung, c) Blindleistung

So kann mittels der netzorientierten Betriebsweise zwar eine Minderung der maximalen Wirkleistungsbezüge der NS-Zelle realisiert werden, jedoch treten höhere Blindleistungsbezüge und entsprechend auch höhere Scheinleistungsbezüge auf. Ursächlich hierfür ist der hohe Blindleistungsbedarf der WP mit einem Leistungsfaktor von 0,7. Dieser führt

bei hoher Gleichzeitigkeit der WP sogar zu Zeitpunkten hoher PV-Einspeisung und dem dadurch verbundenen Blindleistungsbezug der PV-Wechselrichter zu rein blindleistungsbedingten Überlastungen des Transformators. Die Gleichzeitigkeit der WP in Verbindung mit deren hohem Blindleistungsbedarf ist somit auch der entscheidende Faktor für Grenzwertverletzungen bei den weiteren Betriebsweisen sowie Gebäuden.

## 6.5 Bewertung der Treiber für Netzausbau

Eine als Exkurs durchgeführte Betrachtung einer restriktionsorientierten Betriebsweise der WP hat gezeigt, dass auch mit dieser bei Gebäuden mit hohem HWB eine Vermeidung von GWV unter den getroffenen Annahmen zur Speichergröße sowie dem Planungshorizont nicht möglich ist (siehe Abschnitt 14.5 im Anhang). Ursächlich sind hierfür die Zeiträume, die auch bei einer starken Streuung der Einsatzzeiten der WP, wie dies im wärmegeführten Betrieb der Falls ist, zu GWV führen. Dabei handelt es sich um Perioden sehr geringer Außentemperaturen die bereits auslegungsbedingt zu einer Gleichzeitigkeit von eins führen. Eine Lastverschiebung ist in diesen Perioden mit den getroffenen Annahmen situationsbedingt entweder nicht möglich oder führt zu einer Lastverlagerung zu anderen Zeitpunkten und somit zur Erzeugung neuer Lastspitzen. Ein unselektiver, diskriminierungsfreier Ansatz ist daher zur Vermeidung von GWV nicht ausreichend. Eine Zulässigkeit der Unterschreitung der minimalen Speichertemperatur zur Vermeidung der GWV würde zu Einbußen in der Behaglichkeit führen und wurde daher als nicht zulässig erachtet.

Zudem stellt sich, trotz des steigenden Energiebedarfes über die Betrachtungsjahre, nicht der Wirkleistungsbedarf, sondern der Blindleistungsbedarf als kritischer Faktor der Netzdimensionierung heraus. Unter den getroffenen Annahmen ist in den untersuchten Netzen ein notwendiger Netzausbau nicht PV, sondern Last-bedingt. Mögliche Lösungen zur Verringerung des Blindleistungsbedarfs ist Anpassung des leistungsabhängigen Blindleistungsverhaltens der PV-Wechselrichter sowie des  $\cos\varphi$  der WP. So ist unter Einsatzes eines rONT zur Spannungshaltung ein leistungsunabhängiger  $\cos\varphi = 1$  der PV-Wechselrichter denkbar. Die Verringerung des Blindleistungsbedarfes der WP ist durch kapazitive Blindleistungskompensation realisierbar.



## 7 Zusammenfassung

Diese Arbeit diskutiert den Einsatz von Wärmepumpen (WP) und Speichersystemen als Flexibilitäten im Kontext des Zellularen Ansatzes. Dazu werden die Flexibilitätspotentiale von WP-Speichersystemen auf drei Betrachtungsebenen untersucht und validiert. Erstere berücksichtigt lediglich die WP, den thermischen Speicher und thermische Lasten in einer generellen Potentialbetrachtung. Darauf aufbauend folgt die Betrachtung der WP-Speichersysteme im Rahmen des Betrachtungsraumes einer Haushalts (HH)-Zelle als energetische Einheit, gefolgt von Untersuchungen im Rahmen eines Niederspannungs (NS)-Zellkontextes. Zur Abbildung des Flexibilitätsverhaltens werden detaillierte Modelle der Wandler und Speicher sowie deren Steuerungen entwickelt und anhand von Zeitreihensimulationen analysiert und evaluiert.

Zu Beginn werden die gegenwärtigen und zukünftigen Herausforderungen der Energiewende erläutert und der Zellulare Ansatz als ein möglicher Bestandteil eines zukünftigen Energiesystems vorgestellt. In Bezug auf die Notwendigkeit von Flexibilität im elektrischen Energieversorgungssystem, die sowohl für verschiedene Anwendungszwecke eingesetzt, als auch durch unterschiedliche Wandler und Speicher realisiert werden kann, erfolgt eine Verknüpfung zum Konzept des Zellularen Ansatzes. Für den im Fokus dieser Arbeit stehenden Wandler, die WP, wird die grundlegende Funktionsweise sowie Dimensionierung aufgezeigt.

Als Basis der späteren Betrachtungen werden Konzepte und Modelle der Energiezellen sowie derer Komponenten benötigt. Dazu erfolgt zunächst eine generelle Definition der zu untersuchenden Energiezellen auf zwei Ebenen, der Ebene eines Haushaltes im Rahmen eines Gebäudes sowie der Ebene eines Niederspannungsnetzes, welches grundsätzlich eine beliebige Anzahl an HH-Zellen beinhaltet. Für die einzelnen Zellkomponenten, respektive die Wandler und Speicher, werden Modelle zur Abbildung deren Verhaltens gebildet. Als energieabführende Wandler sind Haushaltslasten, das WP-System inkl. thermischer Speicher sowie die Elektromobilität Bestandteile der Modellbildung. Bezüglich des WP-Speichersystems erfolgt eine detaillierte Nachbildung der thermischen Gebäudelast mittels dynamischer Zeitreihensimulation für vier Gebäude, welche unterschiedliche Baualter und somit Bedarfsgruppen repräsentieren. Zudem wird detailliert auf die Dimensionierung des Systems sowie verschiedene mögliche Betriebsweisen der WP eingegangen. Die

verschiedenen Betriebsweisen bilden neben dem klassischen Betrieb unterschiedliche Flexibilitätsabrufe nach. Hierzu zählen ein marktlicher Abruf sowie zwei Arten des Abrufs zur Bilanzierung, auf HH- sowie auf NS-Zellebene. Als energiezuführender Wandler findet lediglich die Photovoltaik (PV) und als zusätzlicher Speicher der Batteriespeicher Berücksichtigung. Außerdem werden Modelle zur Nachbildung eines Stromtarifes, der NS-Netze sowie der Controller der Energiezellen entwickelt und aufgebaut.

Basierend auf den Modellen der thermischen Lasten, der WP und des thermischen Speichers erfolgt zunächst eine umfangreiche Betrachtung des generellen Flexibilitätspotentials von WP-Speichersystemen unter Variation der Dimensionierung der Komponenten. Die Betrachtung der Wärme- und Kältebedarfe als Flexibilitätsgrundlage weist bereits darauf hin, dass das größte Flexibilitätspotential im Außentemperaturbereich zwischen 0 °C und 15 °C liegt, in dem sowohl ein Bedarf an Wärme als auch ein Leistungsüberschuss der thermischen Leistungsbereitstellung der WP im Vergleich zur Heizlast des Gebäude besteht. Aufgrund des geringen Kühlbedarfes ist das Potential bei hohen Außentemperaturen als eher gering zu beziffern. Die tageszeitliche Verteilung der durchschnittlichen Heizlast zeigt ebenfalls ein Potential zur Verschiebung der thermischen Energiebereitstellung aus den Morgenstunden in die Mittagszeit auf. Bezogen auf die solare Bestrahlungsstärke ist eine negative Korrelation zum Heizwärmebedarf und somit zum Flexibilitätspotential quantifizierbar. Zwischen Windgeschwindigkeit und Heizwärmebedarf ist keine eindeutige Korrelation identifizierbar. Gleiches gilt für den Warmwasser (WW)-Bedarf, der lediglich in Bezug auf die Tageszeit ein zyklisches Verhalten aufweist.

Die Betrachtung der maximalen sowie durchschnittlich zu- und abschaltbaren Leistung der WP zeigt die starke Temperaturabhängigkeit der Flexibilität auf. So weist nicht nur die durchschnittliche Leistung, welche direkt vom Verhältnis zwischen thermischem Leistungsbedarf und thermischer Leistungsbereitstellung abhängt, eine starke Abhängigkeit zur Außentemperatur auf. Auch die maximal zu- und abschaltbaren Leistungen der WP sind außentemperaturbezogen als nicht konstant anzusehen. Gleiches gilt für die Ab- und Zuschaltdauern des WP-Speichersystems, welche sich außentemperaturbezogen entgegengesetzt verhalten und sowohl den HWB als auch den thermischen Leistungsüberschuss der WP im Vergleich zur Heizlast des Gebäudes widerspiegeln. Mit einer Dimensionierung des WP-Speichersystems nach klassischen Auslegungskriterien können im relevanten Temperaturbereich Abschaltdauern von 6 Stunden und mehr, sowie Zuschaltdauern von 4 Stunden und mehr realisiert werden.

---

Aus der Untersuchung der Bilanzierungsfähigkeit und des Flexibilitätsabrufs von WP auf HH-Zellebene geht hervor, dass die WP als Flexibilität einen bedeutsamen Beitrag leisten kann. So kann der Energieaustausch von HH-Zelle mit PV je nach Betriebsweise erheblich reduziert und die Eigenverbrauchsquote gesteigert werden. Auch wenn die außen-temperaturbezogenen Änderungen des durchschnittlichen Leistungsbezuges der WP eher in geringem Maße beeinflusst werden, sind die auf die Tageszeit bezogenen realisierbaren Lastverschiebungen erheblich. Je nach Betriebsweise und Zellkonfiguration ist eine zeitliche Verschiebung des jährlichen elektrischen Energiebedarfes der WP zwischen 58 % und 65 % durch Flexibilitätsabruf realisierbar. In Bezug auf die flexibilitätsbedingten Abrufdauern scheint die gewählte Dimensionierung für die betrachteten Betriebsweisen ausreichend. Mittels der strompreisorientierten Betriebsweise kann eine Ausnutzung der günstigen Preisstufen des gewählten Tarifes realisiert werden. Die netzdienliche Betriebsweise der WP trägt zu einer Minderung der Spitzenlast am Netzanschlusspunkt der HH-Zelle im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb bei. Dennoch führen alle flexibilitätsgetriebenen Betriebsweisen zu einer erheblichen Verringerung der Effizienz der WP aufgrund der speicherungsbedingten höheren Wärmesenktemperatures sowie zu höheren Verlusten der thermischen Speicher. Daraus resultieren, trotz der Ausnutzung günstiger Preisstufen und der Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs, flexibilitäts-einsatzbedingt höhere Kosten als im wärmegeführten Betrieb. Die gewählte Preisspreizung ist somit nicht ausreichend um die Effizienzverluste auszugleichen.

Auch die Untersuchungen auf NS-Zellebene haben gezeigt, dass der flexible Einsatz von WP möglich ist. So kann die WP auch im NS-Zellkontext als Bilanzierungsinstrument sowie als marktliche Flexibilität eingesetzt werden. Auf die gesamte NS-Zelle bezogen ist eine Verschiebung des jährlichen elektrischen Energiebedarfes der WP zwischen 31 % und 58 % durch Flexibilitätsabruf realisierbar. Die Auswirkungen des Flexibilitätsabrufs auf die Effizienz der WP führen jedoch, trotz der Ausnutzung günstiger Preisstufen sowie einem höheren Eigenverbrauch, zu höheren Kosten im Vergleich zum wärmegeführten Betrieb.

Aufgrund der durch die Flexibilitätsabrufe höheren Gleichzeitigkeit des WP-Einsatzes im Vergleich zur wärmegeführten Betriebsweise kommt es, auch bei der netzorientierten Betriebsweise, zu einer höheren Belastung der NS-Netze. Auch mittels einer Steuerung zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen (GWV) kann, aufgrund der großen Leistungen der WP bei Gebäuden mit hohem HWB, keine generelle Vermeidung von GWV realisiert werden. Zusätzlich stellt der enorme Blindleistungsbedarf der WP eine starke Belastung für die Netze dar. Somit ist eine rein Wirkleistungsbilanzierende Betriebsweise der WP zur Vermeidung von GWV nicht ausreichend.

Zusammenfassend können die Eingangs gestellten Fragestellungen wie folgt beantwortet werden:

1. *Welchen Beitrag leisten WP-Speichersysteme als Zell-Bilanzierungsinstrument?*

WP-Speichersysteme können einen erheblichen Beitrag zur Energiebilanzierung von HH-Zellen, NS-Zellen oder im marktlichen Kontext leisten. Eine generelle Minderung maximaler Bezugs- und Einspeiseleistungen ist mittels WP-Speichersystemen, aufgrund hoher Gleichzeitigkeiten bei sehr niedrigen Außentemperaturen und des geringen Wärmebedarfes im Sommer, nur begrenzt möglich.

2. *Welche Restriktionen sind für den zusätzlich flexiblen Einsatz von WP zu beachten?*

Den größten Einflussfaktor neben der Auslegung des WP-Speichersystems stellt die Außentemperatur dar, da diese sowohl die Bedarfsseite, als auch die mögliche Wärmebereitstellung der WP beeinflusst. Somit stellt die Außentemperatur, unter Vernachlässigung des Netzes, die entscheidende Restriktion für das generelle Flexibilitätspotential dar. Ein möglicher Flexibilitätseinsatz ist zudem immer im historischen Kontext zu betrachten, da der vorangegangene Einsatz der WP sowohl Einfluss auf die aktuelle Flexibilität, als auch auf die zukünftige Flexibilität bereitstellung hat.

3. *Welche Auswirkungen hat ein nicht wärmegeführter Einsatz auf die Verteilnetze?*

Der nicht wärmegeführte Einsatz von WP-Speichersystemen hat sowohl Auswirkungen auf die im Verteilnetz vorhanden Energiezellen als auch auf das Verteilnetz selbst. So beeinflusst der Abruf der Flexibilität des WP-Speichersystems die Gesamteffizienz der WP in erheblichem Maße und führt somit zu einem starken Mehrbedarf an elektrischer Energie. Aufgrund der aus dem Flexibilitätsabruf resultierenden höheren Gleichzeitigkeit kann der flexible Einsatz zu einer Mehrbelastung der Netze führen.

Somit lassen sich abschließend die folgenden beiden Kernaussagen zur zentralen Fragestellung dieser Arbeit formulieren.

- I) WP-Speichersysteme können im Kontext des zellularen Ansatzes einen Beitrag als Flexibilität zum Gelingen der Energiewende leisten!
- II) Die beim Einsatz von WP-Speichersystemen als Flexibilität zu beachtenden Randbedingungen sind vielfältig und bedürfen, je nach Anwendungszweck der Flexibilität, einer genauen Betrachtung! Die entscheidenden Faktoren sind dabei die Außentemperatur, der zeitliche Kontext, das Netz und die Wirtschaftlichkeit.

## 8 Kritische Würdigung der Ergebnisse und Ausblick

WP-Speichersysteme, Energiezellen und Elektrizitätsnetze sind komplexe Systeme mit einer unüberschaubaren Anzahl an Ausprägungen, sodass im Rahmen der Modellierung Vereinfachungen und Annahmen getroffen werden mussten. Die Ergebnisse und Schlussfolgerungen dieser Arbeit sind somit im Kontext der getroffenen Annahmen, Vereinfachungen und Szenarien zu sehen. Besonders die Auslegung der WP-Speichersysteme sowie die Ausprägung und Dimensionierung der Niederspannungsnetze unterliegt in der Realität einer sehr großen Vielfalt an Variationen. Auch in Bezug auf die untersuchten Energiezellen war lediglich ein Ausschnitt an möglichen Wandlern und Speichern Teil der durchgeführten Betrachtungen. Dennoch wird im Rahmen dieser Arbeit eine umfangreiche und solide Basis zur Bewertung von WP-Speichersystemen als Flexibilität sowie für weiteren Untersuchungen von WP-Speichersystemen im Kontext des zellularen Ansatzes erarbeitet.

Für zukünftige Forschungsarbeiten sollen folgende sechs Fragestellungen als Anregung dienen.

- Welches Gesamtpotential ergibt sich für hohe Durchdringungen von WP-Speichersystemen im Sinne der unterschiedlichen Flexibilitäts-Anwendungszwecke und welche Rückwirkungen auf marktliche Geschehnisse sind darauf folgend zu erwarten?
- Wie können die Flexibilitätsbedarfe unterschiedlicher Flexibilitäts-Anwendungszwecke quantifiziert werden und wie hoch ist der daraus resultierende Flexibilitätsbedarf?
- Wie und inwieweit können unterschiedliche Anwendungszwecke der Flexibilität von WP-Speichersystemen in Einklang gebracht werden?
- Was sind mögliche Ausgestaltungsformen zur Vergütung der Flexibilität von WP-Speichersystemen und wie hoch müssen die entsprechenden Vergütungen ausfallen, sodass sich der Einsatz der Flexibilität für den Betreiber rechnet?
- Welchen Beitrag können latente Wärmespeicher zur Vermeidung von Effizienzverlusten der WP und zur Wirtschaftlichkeit eines flexiblen Einsatzes des WP-Speichersystems leisten?
- Inwieweit kann eine Blindleistungskompensation zur Verbesserung der Integration von WP und zum flexiblen Einsatz von WP-Speichersystemen beitragen?



## 9 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesregierung, Hrsg., *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, 2010.
- [2] Deutscher Bundestag, *Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066)*, das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist, Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017), 2014.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hrsg., *Strom 2030, Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre*, Impulspapier, Berlin, 2016.
- [4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hrsg., *Grünbuch Energieeffizienz, Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie*, 2016.
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hrsg., *Nationaler Energieeffizienz-Aktionsplan (NEEAP) 2017 der Bundesrepublik Deutschland, gemäß der Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz (2012/27/EU)*, 2017.
- [6] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hrsg., *Mehr aus Energie machen - Nationaler Aktionsplan für Energieeffizienz*, Berlin, 2014.
- [7] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Hrsg., *Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, Kabinettsbeschluss vom 3. Dezember 2014*, 2014.
- [8] ETG-Task Force Energiespeicher, *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger, Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*, Energietechnischen Gesellschaft im VDE, Hrsg., 2009.
- [9] Agora Energiewende, Hrsg., *Stromspeicher in der Energiewende, Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz*, Studie, 2014.
- [10] ETG Task Force Grundsätzliche Auslegung neuer Netze, *Der zellulare Ansatz, Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende*, Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Hrsg., Frankfurt: Energietechnischen Gesellschaft, 2015.

- [11] V. Quaschnig und R. Hanitsch, „Lastmanagement einer zukünftigen Energieversorgung, Integration regenerativer Energien in die Elektrizitätsversorgung“, *BWK – Brennstoff Wärme Kraft*, Nr. 10, S. 64–67, 1999.
- [12] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE), Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., HEA - Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e.V., Forum für Energieeffizienz in der Gebäudetechnik e.V. (VdZ), Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerke (ZVEH), ZVEI - Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V., Zentralverband Sanitär Heizung Klima, Hrsg., *Positionspapier Smart Grid, Der Beitrag der Wärmepumpe zum Lastmanagement in intelligenten Stromnetzen*, 2011.
- [13] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., Hrsg., *BWP-Branchenstudie 2015, Szenarien und politische Handlungsempfehlungen*, 2015.
- [14] I. Stadler, „Power grid balancing of energy systems with high renewable energy penetration by demand response“, *Utilities Policy*, Jg. 16, Nr. 2, S. 90–98, 2008.
- [15] ETG-Task Force Demand Side Management, *Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration, Lastverschiebungspotentiale in Deutschland*, Gesamttext, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Hrsg., 2012.
- [16] Agora Energiewende, Hrsg., *Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland, Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft*, 2013.
- [17] C. Nabe, B. Hasche, M. Offermann, F. Seefeldt, N. Thamling und D. Dziomba Henri, *Potentiale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien, BMWi Vorhaben Nr. 50/10*, Ecofys und Prognos, Hrsg., 2011.
- [18] T. S. Pedersen, P. Andersen, K. M. Nielsen, H. L. Starmose und P. D. Pedersen, „Using heat pump energy storages in the power grid“, in *2011 IEEE International Conference on Control Applications (CCA)*, (Denver, CO, USA), IEEE, 2011, S. 1106–1111.
- [19] K. M. Nielsen, T. S. Pedersen und P. Andersen, „Heat pumps in private residences used for grid balancing by demand response methods“, in *PES T&D 2012*, (Orlando, FL, USA), IEEE, 2012, S. 1–6.



- [20] A. Arteconi, N. J. Hewitt und F. Polonara, „Domestic demand-side management (DSM), Role of heat pumps and thermal energy storage (TES) systems“, *Applied Thermal Engineering*, Jg. 51, Nr. 1-2, S. 155–165, 2013.
- [21] Franhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheit- und Energietechnik UMSICHT, Hrsg., *Netzintegrierte Stromspeicher zur Integration fluktuierender Energie - Technische Anforderungen, ökonomischer Nutzen, reale Einsatzszenarien, Abschlussbericht*, TIB - Technische Informationsbibliothek Universitätsbibliothek Hannover, 2011.
- [22] E. Klaassen, B. Asare-Bediako, C. P. de Koning, J. Frunt und J. G. Slootweg, „Assessment of an algorithm to utilize heat pump flexibility-theory and practice“, in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, (Eindhoven, Netherlands), IEEE, 2015, S. 1–6.
- [23] W. van Leeuwen, M. Bongaerts und G. Vanalme, „Load Shifting by Heat Pumps using Thermal Storage“, in *46th International Universities' Power Engineering Conference*, (Soest), 2011.
- [24] L. Spitalny, *Analyse der Systemeffizienz beim netzgeführten Betrieb von Wärmeerzeugern im Wohngebüdesektor*, Reihe ie3. Göttingen: Sierke, 2016, Bd. Band 25.
- [25] A. S. Bukvić-Schäfer, „Lastmanagement - Nutzung der Thermischen Kapazität von Gebäuden als nichtelektrischer Energiespeicher in elektrischen Versorgungsnetzen“, Dissertation, Kassel, 2007.
- [26] S. Koopmann, „Planung von Verteilungsnetzen unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen“, Dissertation, RWTH Aachen und Günter Mainz, 2016.
- [27] M. Brunner, „Auswirkungen von Power-to-Heat in elektrischen Verteilnetzen“, Dissertation, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik der Universität Stuttgart, Stuttgart, 2017.
- [28] M. Diekerhof, S. Vorkampf und A. Monti, „Distributed Optimization Algorithm for Heat Pump Scheduling“, in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, 2015.
- [29] B. Wille-Haussmann, M. Brunner, N. Gerhardt, M. Kleinmaier, P. Mayrhofer, A. Poehlmann, J. Rummeni, S. von Roon und J. Werner, „Wärme- und Kälteversorgung in Städten und Regionen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien in der Stromversorgung“, in *VDE Kongress*, VDE, Hrsg., 2014.

- [30] M. Bodach, „Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen“, Dissertation, Technischen Universität Chemnitz, 2006, 131 S.
- [31] T. Eberl, „Beiträge von dezentralen Flexibilitätsoptionen zur Integration hoher Anteile erneuerbarer Energien“, Dissertation, Universität Stuttgart, 2016.
- [32] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hrsg., *Zahlen und Fakten, Energiedaten, Nationale und Internationale Entwicklung*, 2017.
- [33] Bundesnetzagentur, Hrsg., *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017, 2. Entwurf, 2 Szenariorahmen ausführliche Fassung*, 2017.
- [34] Umwelt Bundesamt, Hrsg., *Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen*, 2010.
- [35] Agora Energiewende, Hrsg., *Agorameter*, 2017.
- [36] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hrsg., *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung der Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), unter Verwendung der Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)*, 2018.
- [37] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hrsg., *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung der Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), unter Verwendung der Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)*, 2017.
- [38] Umwelt Bundesamt, Hrsg., *Kraftwerke in Deutschland (ab 100 Megawatt elektrischer Leistung)*, 2017.
- [39] Bundesnetzagentur, Hrsg., *Kraftwerksliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen) Stand 07.11.2017*, 2017.
- [40] Bundesnetzagentur, Hrsg., *EEG in Zahlen 2015*, 2017.
- [41] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Hrsg., *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*, 2017.
- [42] AG Energiebilanzen e.V., Hrsg., *Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2016, Studie beauftragt vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie Projektnummer: 072/15*, 2017.
- [43] A. Kraft und M. Maximini, „Sektorenkopplung treibt den Bedarf an Wärmespeichern, Weiterer Zuwachs erwartet“, *ew - Magazin für die Energiewirtschaft*, Nr. 3, 2017.

- [44] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hrsg., *Energieeffizienzstrategie Gebäude, Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand*, Berlin, 2015.
- [45] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, Hrsg., *Klimaschutzplan 2050, Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung*, 2016.
- [46] Europäische Union, *Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. Mai 2010 über die über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung)*, 2010/31/EU, 2010.
- [47] Deutscher Bundestag, *Energieeinsparverordnung vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 24. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1789) geändert worden ist*, Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz, 2007.
- [48] Agora Energiewende, Hrsg., *Wärmewende 2030, Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor*, Studie, 2017.
- [49] W. Klebsch und T. Becks, *Smart Living, VDE-Positionspapier*, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Hrsg., 2017.
- [50] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hrsg., *Strom 2030: Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre, Ergebnisbericht zum Trend 7: „Moderne KWK-Anlagen produzieren den residualen Strom und tragen zur Wärmewende bei“*, Berlin, 2017.
- [51] W. H. Wellßow, „Vorlesung: Netzplanung und Netzführung I“, Jg. 2017, 2017.
- [52] entsoe, *Network Code on Operational Planning*, 2013.
- [53] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Hrsg., *Monitoringbericht 2017*, 2017.
- [54] DIN EN 50160:2011-02, Hrsg., *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen (EN 50160:2010 + Cor. :2010)*.
- [55] A. Löscher und M. Wertschulte, „Smart Energy zur Flexibilisierung und Senkung des Energieverbrauchs- Handlungsoptionen und offene Fragen“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 2017, Nr. 8, 2017.
- [56] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hrsg., *Energieeffizienz in Zahlen 2018, Entwicklungen und Trends in Deutschland 2018*, Berlin, 2018.
- [57] ew, „Private Energiewende 2016 - Volle Auftragsbücher dank Heizung und Solar“, *ew - Magazin für die Energiewirtschaft*, Nr. 3, 2017.

- [58] Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher, Hrsg., *Bedeutung und Notwendigkeit von Windgas für die Energiewende in Deutschland, Windgas-Studie*, Greenpeace Energy eG, 2015.
- [59] W. Kaufmann, *Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme*, 1. Ausg. Berlin: VDE-Verl., 1995.
- [60] P3 energy and storage GmbH und Institut für Hochspannungstechnik (IFHT) der RWTH Aachen, Hrsg., *Szenarien für eine langfristige Netzentwicklung, Schlussbericht zur Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*, Aachen, 2012.
- [61] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hrsg., *Strom 2030, Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre*, Ergebnispapier, Berlin, 2017.
- [62] o. V., „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Lösungen für die zweite Phase der Energiewende“, *ew - Magazin für die Energiewirtschaft*, Nr. 3, 2017.
- [63] Deutscher Bundestag, *Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist*, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), 2005.
- [64] J. Kays, A. Seack, C. Rehtanz und Raasch, J. Weber, C., „Berücksichtigung preiselastischer Lasten und Einspeisungen in der Verteilnetzplanung“, in *VDE Kongress*, VDE, Hrsg., 2014.
- [65] N. Neusel-Lange, C. Oerter, M. Zdrallek, W. Friedrich, J. Stiebel und G. Lange, „Aktives Energiemanagement in Wohnsiedlungen mit dezentraler regenerativer Erzeugung und Speichereinheiten“, in *VDE Kongress*, VDE, Hrsg., 2014.
- [66] Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Hrsg., *VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2011-08 - Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*.
- [67] CIGRE Working Group C1.19, Hrsg., *Green field network, designing future networks ignoring existing constraint (579)*, 2014.
- [68] G. Brauner, *Energiesysteme: regenerativ und dezentral, Strategien für die Energiewende*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016, 210 S.
- [69] M. Sterner und I. Stadler, Hrsg., *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*, Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.

- [70] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Hrsg. (2018). Speichertechnologien, Energiespeicher im Überblick, Adresse: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/speichertechnologien.html> (besucht am 18.01.2017).
- [71] Eurelectric, Hrsg., *Flexibility and Aggregation - Requirements for their interaction in the market*, 2014.
- [72] E-Bridge, Hrsg., *Sichere und effiziente Koordinierung von Flexibilitäten im Verteilnetz, Beitrag zur weiteren Ausgestaltung der Rolle des Verteilnetzbetreibers in der Energiewende*, Studie im Auftrag deutscher Verteilnetzbetreiber, 2017.
- [73] A. Dutoit und F. Galmiche, „Emergence of demand response mechanisms and integration in operation“, in *Cigre 2014*, Cigre, Hrsg., 2014.
- [74] Bundesnetzagentur, Hrsg., *Flexibilität im Stromversorgungssystem, Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität*, Diskussionspapier, 2017.
- [75] W. H. Wellßow, S. Röhrenbeck, A. Benzarti, A. Tersluisen, K. Bauer, N. Leborg, S. Moshgan, M. Pahn, K. Nasrollahi und T. Gauer, *ThermSpe4EE, EE-Integration durch stromgeführte Wärmepumpen, Nutzung der Bestandsgebäude als Energiespeicher, Einsatz zusätzlicher thermischer Speicher und Anwendung zeitvariabler Tarife*, Schlussbericht - Teilbericht TUK, Technische Universität Kaiserslautern, Hrsg., 2018.
- [76] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, *Smart Grids Ampelkonzept, Ausgestaltung der gelben Phase*, Diskussionspapier, 2015.
- [77] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Hrsg., *Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz*, Diskussionspapier, 2017.
- [78] K. Ochsner, *Wärmepumpen in der Heizungstechnik, Praxishandbuch für Installateure und Planer*, 5., überarb. und erw. Aufl. Heidelberg und Hamburg: Müller, 2009, 250 S.
- [79] V. Wesselak, *Handbuch Regenerative Energietechnik*, 3rd ed. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.
- [80] F. Wosnitza und H. G. Hilgers, *Energieeffizienz und Energiemanagement, Ein Überblick heutiger Möglichkeiten und Notwendigkeiten*, Praxis. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2012, 560 S.

- [81] DIN EN 14511-2:2013-12, Hrsg., *Luftkonditionierer, Flüssigkeitskühlsätze und Wärmepumpen mit elektrisch angetriebenen Verdichtern für die Raumbeheizung und -kühlung – Teil 2: Prüfbedingungen, Deutsche Fassung EN 14511-2:2013*.
- [82] E DIN EN 14825:2017-04, Hrsg., *Luftkonditionierer, Flüssigkeitskühlsätze und Wärmepumpen mit elektrisch angetriebenen Verdichtern zur Raumbeheizung und -kühlung – Prüfung und Leistungsbemessung unter Teillastbedingungen und Berechnung der jahreszeitbedingten Leistungszahl; Deutsche und Englische Fassung prEN 14825:2017*, 2017.
- [83] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme, Technologie, Berechnung, Simulation*, 7., aktualisierte Aufl., [elektronische Ressource]. München: Hanser, 2011, 403 S.
- [84] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Hrsg., *Wärmepumpen Effizienz, Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb*, Kurzfassung, 2011.
- [85] Deutscher Bundestag, *Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1722) geändert worden ist*, Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz - EEWärmeG), 2008.
- [86] H. Kirn, *Wärmepumpen*, 3. Aufl., Kälte - Wärme - Klima - aktuell. Karlsruhe: C. F. Müller, 1979, Bd. Bd. 27, 440 S.
- [87] DIN EN 12831 Bbl 1:2008-07, Hrsg., *Heizsysteme in Gebäuden – Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast – Nationaler Anhang NA*.
- [88] Viessmann Deutschland GmbH, Hrsg., *Planungshandbuch Wärmepumpen*, 2011.
- [89] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Rechtsnachfolger des VDN, *Technische Anschlussbedingungen (TAB 2007) für den Anschluss an das Niederspannungsnetz*, 2007.
- [90] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., Hrsg., *Regularium für das Label „SG Ready“ für elektrische Heizungs- und Warmwasserwärmepumpen*, 2013.
- [91] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., Hrsg., *Stellungnahme zur geplanten Verordnung zu kleinen schaltbaren Lasten nach § 14a EnWG*, 2013.
- [92] Deutscher Bundestag, *Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das durch Artikel 15 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist*, Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation, 2016.

- 
- [93] J. Dickert und P. Schegner, *A Time Series Probabilistic Synthetic Load Curve Model for Residential Customers*, IEEE Trondheim PowerTech, Hrsg., 2011.
- [94] A. Probst, M. Braun und S. Tenbohlen, „Erstellung und Simulation probabilistischer Lastmodelle von Haushalten und Elektrofahrzeugen zur Spannungsbandanalyse“, in *Internationaler ETG-Kongress*, (Würzburg), 2011.
- [95] G. Kayser, A. Probst, M. Braun und S. Tenbohlen, „Probabilistische Lastmodellierung von Haushaltslasten“, in *Tagungsband des IEEE Power and Energy Student Summit*, (Ilmenau), 2012.
- [96] J. Bajada, M. Fox und D. Long, „Load Modelling and Simulation of Household Electricity Consumption for the Evaluation of Demand-Side Management Strategies“, in *4th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, 2013.
- [97] H. Rui, „Target-oriented Planning for Electric Distribution Grids with Smart Grid Metrics“, Dissertation, TU Kaiserslautern, 205 Seiten.
- [98] Statistisches Bundesamt, Hrsg., *Bauen und Wohnen, Mikrozensus - Zusatzerhebung 2010*, Bestand und Struktur der Wohneinheiten Wohnsituation der Haushalte, 2010.
- [99] Prognos AG, EWI, GWS, Hrsg., *Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose, Projekt Nr. 57/12*, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, 2014.
- [100] F. Zeilinger, C. Groiss und A. Schuster, „Detaillierte Modellierung des Haushaltstromverbrauchs zur Untersuchung von Demand Side Management“, in *13. Symposium Energieinnovation*, Symposium Energieinnovation, Hrsg., 2014.
- [101] M. Arnold, „Planungsgrundsätze für Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung regelbarer Ortsnetztransformatoren“, Dissertation, TU Kaiserslautern, 2019, 234 Seiten.
- [102] R. Stamminger, *Synergy Potential of Smart Appliances, D2.3 of WP 2 from the Smart-A project*, A report prepared as part of the EIE project „Smart Domestic Appliances in Sustainable Energy Systems (Smart-A)“, Bonn, 2008.
- [103] EnergieAgentur NRW, Hrsg., *Erhebung „Wo im Haushalt bleibt der Strom?“, Anteile, Verbrauchswerte und Kosten von 12 Verbrauchsbereichen in Ein- bis Sechs-Personen-Haushalten*, 2011.
- [104] Energiereferat der Stadt Frankfurt am Main, Hrsg., *Energieeffiziente Beleuchtung im Haushalt*, 2012.

- [105] D. Prior, „Nachbildung der Energiebedarfsstruktur der privaten Haushalte - Werkzeug zur Bewertung von Energieeinsparmaßnahmen“, Dissertation, Univ.-Gesamthochsch Paderborn, Düsseldorf, 153 S.
- [106] Verband der Elektrizitätswirtschaft VDEW, Hrsg., *Anwendung der repräsentativen VDEW-Lastprofile step-by-step*, 2000.
- [107] N. Nau, „Synthesis of domestic load curves for low voltage grid simulations“, in *IEEE PESS Nürnberg*, IEEE, Hrsg., <http://www.ees.eei.uni-erlangen.de/pess-2017/downloads.shtml>, 2017.
- [108] J. Scheffler, „Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlage in Wohnsiedlungsgebieten“, Dissertation, Technische Universität Chemnitz, 2002, 146 S.
- [109] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Hrsg., *Energie-Info, Stromverbrauch im Haushalt*, 2014.
- [110] Deutsche Energie-Agentur GmbH, Hrsg., *dena-Netzstudie II, Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025*. Berlin, 2010.
- [111] T. Haasz, „Entwicklung von Methoden zur Abbildung von Demand Side Management in einem optimierenden Energiesystemmodell, Fallbeispiele für Deutschland in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und Haushalte“, Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart, 2017, 220 S.
- [112] C. Elbe, S. Moser, E. Schmautzer, F. Frank und G. Muggenhumer, *Loadshift, Lastverschiebung in Haushalten*, Projektbericht 6/9, Graz, Linz: TU Graz, 2014.
- [113] S. Moser, *Loadshift, Literaturvergleich*, Projektbericht 3/9, Linz, 2014.
- [114] L. Fu, G. Ding und C. Zhang, „Dynamic simulation of air-to-water dual-mode heat pump with screw compressor“, *Applied Thermal Engineering*, Jg. 23, Nr. 13, S. 1629–1645, 2003.
- [115] T. Zakula, N. T. Gayeski, P. R. Armstrong und L. K. Norford, „Variable-speed heat pump model for a wide range of cooling conditions and loads“, *HVAC&R Research*, Jg. 17, Nr. 5, S. 670–691, 2011.
- [116] P. Perrin, „Simulationsbasierte Analyse der Einflussfaktoren auf Betriebszahlen von Wärmepumpenanlagen“, Fakultät für Maschinenbau, Dissertation, Technische Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig, 2013, 144 S.



- [117] M. Hydeman, N. Webb, P. Sreedharan und S. Blanc, „Development and Testing of a Reformulated Regression-Based Electric Chiller Model“, *ASHRAE Transactions*, Jg. 108, Nr. 2, S. 1118–1127, 2002.
- [118] alpha innotec, Hrsg., *Betriebsanleitung LW A – Serie, Luft/Wasser-Wärmepumpen Außenaufstellung*, 2016.
- [119] alpha innotec, Hrsg., *Betriebsanleitung LW A/RX, Luft/Wasser-Wärmepumpen Außenaufstellung*, 2016.
- [120] alpha innotec, Hrsg., *Betriebsanleitung LWD 50A - LWD 70A - LWD 90A LWD 50A/RX - LWD 70A/RX, Luft/Wasser-Wärmepumpen Dual / Außenaufstellung*, 2018.
- [121] alpha innotec, Hrsg., *Betriebsanleitung, Trinkwarmwasserspeicher, Zubehör für Wärmepumpen*, 2016.
- [122] alpha innotec, Hrsg., *Betriebsanleitung, Reihenpufferspeicher Trennpufferspeicher, Zubehör für Wärmepumpen*, 2017.
- [123] Deutscher Wetterdienst DWD, Hrsg., *Aktualisierte und erweiterte Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse, Projektbericht*, 2011.
- [124] Deutscher Wetterdienst DWD, Hrsg., *Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse, Handbuch*, 2014.
- [125] R. Perez, R. Stewart, R. Seals und T. Guertin, *The Development and Verification of the Perez Diffuse Radiation Model*, Albany, NY, 1988.
- [126] T. Loga, B. Stein, N. Diefenbach und R. Born, *Deutsche Wohngebäudetypologie, Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden*, zweite erweiterte Auflage, Institut für Wohnen und Umwelt IWU, Hrsg., 2015.
- [127] DIN EN 12831-1:2017-09, Hrsg., *Energetische Bewertung von Gebäuden – Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast – Teil 1: Raumheizlast, Modul M3-3; Deutsche Fassung EN 12831-1:2017*.
- [128] R. Dott, M. Y. Haller, J. Ruschenburg, F. Ochs und J. Bony, *The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44 / HPP Annex 38, Part B: Buildings and Space Heat Load*, A technical report of subtask C Report C1 Part B, 2013.

- [129] W. Streicher, *Benutzerfreundliche Heizungssysteme für Niedrigenergie- und Passivhäuser*, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Hrsg., Wien, 2004.
- [130] W. Feist, *Das Niedrigenergiehaus: Neuer Standard für energiebewußtes Bauen // Das Niedrigenergiehaus, Neuer Standard für energiebewußtes Bauen*, 6., aktualis. Aufl. Heidelberg, 2004.
- [131] R. Heimrath und M. Haller, *Project Report A2 of Subtask A: The Reference Heating System, the Template Solar System, A Report of IEA SHC - Task 32*, Advanced storage concepts, Institut für Wärmetechnik TU Graz, Hrsg., 2007.
- [132] DIN 1946-2:1994-01, Hrsg., *Raumlufttechnik; Gesundheitstechnische Anforderungen (VDI-Lüftungsregeln) (DIN 1946-2:1994)*.
- [133] DIN EN ISO 7730:2006-05, Hrsg., *Ergonomie der thermischen Umgebung – Analytische Bestimmung und Interpretation der thermischen Behaglichkeit durch Berechnung des PMV- und des PPD-Indexes und Kriterien der lokalen thermischen Behaglichkeit (ISO 7730:2005); Deutsche Fassung EN ISO 7730:2005*.
- [134] U. Jordan, K. Vajen und H. Braas, *Handbuch, DHWcalc*, Werkzeug zur Generierung von Trinkwasser-Zapfprofilen auf statistischer Basis, Universität Kassel - Institut für Thermische Energietechnik, Hrsg., 2017.
- [135] S. Benkert und F. D. Heidt, *Abschlussbericht zum Projekt Validierung des Programms 'Graphische Auslegung von Erdwärmetauschern GAEA' mit Hilfe von Messdaten im Rahmen des Verbundprojekts 'Luft-/Erdwärmetauscher' der AG Solar NRW*, Fachgebiet Bauphysik & Solarenergie, Hrsg., 2000.
- [136] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hrsg. (2017). Geoviewer, Geodateninfrastruktur in Deutschland, Adresse: [https://geoviewer.bgr.de/mapapps/resources/apps/geoviewer/index.html?lang=de&tab=boden&layers=boden\\_buek200\\_ags](https://geoviewer.bgr.de/mapapps/resources/apps/geoviewer/index.html?lang=de&tab=boden&layers=boden_buek200_ags) (besucht am 22.03.2019).
- [137] Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung, Hrsg., *Nutzenergiebedarf für Warmwasser in Wohngebäuden*, BBSR-Online-Publikation Nr. 17/2017, 2017.
- [138] DIN EN 15450:2007-12, Hrsg., *Heizungsanlagen in Gebäuden – Planung von Heizungsanlagen mit Wärmepumpen; Deutsche Fassung EN 15450:2007*.
- [139] Junkers, Hrsg., *Planungsunterlage, Luftwärmepumpen für Heizung und Warmwasserbereitung*, 2010.

- [140] Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches, Hrsg., *Arbeitslatt W 551, Trinkwassererwärmungs- und Trinkwasserleitungsanlagen; Technische Maßnahmen zur Verminderung des Legionellenwachstums; Planung, Errichtung, Betrieb und Sanierung von Trinkwasser-Installationen*, 2004.
- [141] S. Röhrenbeck, W. Wellßow, K. Maar, P. Hauße, J. Maul, M. Pahn, A. Tersluisen und H. Gündra, „Prädiktive Betriebsoptimierung drehzahlvariabler Wärmepumpen in Kombination mit preisvariablen Stromtarifen“, in *VDE Kongress*, (Mannheim), Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Hrsg., 2016.
- [142] S. Röhrenbeck, A. Benzarti, W. H. Wellßow, K. Maar, J. Maul, M. Pahn, T. Gauer, K. Nasrollahi, A. Tersluisen, N. Le bong, K. Bauer und S. Jäger, „Unterstützung der Integration von Erneuerbaren Energien durch preisbasierte Lastverschiebung mit Hilfe von Wärmepumpen in Kombination mit thermischen Speichern“, in *ETG Kongress*, ETG, Hrsg., 2017.
- [143] S. Röhrenbeck, A. Benzarti, W. H. Wellßow, K. Maar, P. Hauße, J. Maul, M. Pahn, A. Tersluisen und S. Jäger, „EE-Integration und Netzentlastung durch preisgeführte Wärmepumpen mit thermischen Speichern“, in *Sektorkopplung Strom, Wärme und Kälte, 3. Dialogplattform Power-to-Heat Berlin, 15. und 16. Mai 2017*, Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN) 46, H.-P. Beck und H. Wenzl, Hrsg., 1. Auflage, Göttingen: Cuvillier Verlag, 2017.
- [144] T. Faßnacht, A. Abdul-Zahra und A. Wagner, „Modellbasierte prädiktive Regelung für Wärmepumpen, Zur Integration von Photovoltaik und dynamischen Strompreisen“, *HLH Lüftung/Klima Heizung/Sanitär Gebäudetechnik*, Nr. 5, S. 18–24, 2014.
- [145] T. Faßnacht, M. Loesch und A. Wagner, „Simulation Study of a Heuristic Predictive Optimization Scheme for Grid-Reactive Heat Pump Operation“, in *Advanced HVAC and Natural Gas Technologies*, (Riga, Latvia), E. Dzelzitis, Hrsg., 2015, S. 132–141.
- [146] F. Schnorr und H. Hinze, „Erstellung von Lastprognosen für den elektrischen Strombedarf von Einfamilienhaushalten“, Projektarbeit, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, 2014, 47 S.
- [147] ifas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH und Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. DLR, Hrsg., *Mobilität in Deutschland 2008, Ergebnisbericht*, Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends, 2010.

- [148] A. Probst, „Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung“, Fakultät für Informatik, Elektrotechnik und Informationstechnik, Dissertation, Universität Stuttgart, 2014, 156 S.
- [149] Energietechnischen Gesellschaft im VDE, Hrsg., *Elektrofahrzeuge, Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*, Gesamttext, Hannover und Frankfurt: BMBF-VDE-Innovationspartnerschaft AAL, 2011.
- [150] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Hrsg., *Potentiale der Elektromobilität bis 2050, Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration*, Endbericht, 2010.
- [151] Institut für angewandte Ökologie, Hrsg., *eMobil 2050, Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz*, Endbericht, 2014.
- [152] Nationale Plattform Elektromobilität, Hrsg., *Elektromobilität in Deutschland, Ergebnisse aus einer Studie zu Szenarien der Marktentwicklung*, 2013.
- [153] J. Richter und D. Lindenberger, *Potentiale der Elektromobilität bis 2050, Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration*, Endbericht, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Hrsg., 2010.
- [154] infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH und Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. DLR, Hrsg., *Mobilität in Deutschland 2008, Tabellenband*, 2010.
- [155] U. Eicker, *Solare Technologien für Gebäude, Grundlagen und Praxisbeispiele*, 2., vollständig überarbeitete Auflage, Studium. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH Wiesbaden, 2012, 404 S.
- [156] G. Notton, V. Lazarov und L. Stoyanov, „Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations“, *Renewable Energy*, Jg. 35, Nr. 2, S. 541–554, 2010.
- [157] Deutscher Bundestag, *Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist*, Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017), 2017.

- [158] A. Gitis, D. Echternacht, M. Kleimaier, A. Becker, T. Aundrup, A. Berthold, M. Pokojski, M. Leuthold, Rotering, Nikolas, Sauer, Dirk-Uwe und A. Moser, „Dezentrale Energiespeicher: Einsatzmöglichkeiten, Bedarf und Wirtschaftlichkeit“, in *VDE Kongress*, VDE, Hrsg., 2014.
- [159] C. Hille, D. Schulte, S. Schrader, T. Pollok, D. Magnor und D. U. Sauer, „Technisches und Wirtschaftliches Potential von Batteriespeichersystemen in Niederspannungsnetzen“, in *VDE Kongress*, VDE, Hrsg., 2014.
- [160] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden und V. Quaschnig, *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*, 1. Aufl. Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag, 2015, 80 S.
- [161] J. Weniger und V. Quaschnig, „Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern“, in *28. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, 2013.
- [162] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner und V. Quaschnig, „Sizing of Battery Converters for Residential PV Storage Systems“, *Energy Procedia*, Jg. 99, S. 3–10, 2016.
- [163] K. Bankengruppe, *Merkblatt Erneuerbare Energien (275)*, KfW-Programm Erneuerbare Energien: Speicher, Kreditanstalt für Wiederaufbau, Hrsg., 2018.
- [164] Energietechnischen Gesellschaft im VDE, Hrsg., *Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene, Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze*, 2015.
- [165] W.-H. Wellßow, M. Weisenstein, H. Rui, H. Ma, A. Benzarti und S. Röhrenbeck. (2018). Synthetische NS-Netzmodelle für wissenschaftliche Untersuchungen. Technische Universität Kaiserslautern - Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiemanagement, Hrsg., Adresse: <https://kluedo.ub.uni-kl.de/frontdoor/index/index/searchtype/all/start/13/rows/10/docId/5210> (besucht am 22.03.2019).
- [166] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE, Hrsg., *Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) - Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb*, FNN - Hinweis, 2016.
- [167] I. Mauser und H. Schmeck, „Tarife zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs in Haushalten mit Energiemanagementsystemen“, in *VDE Kongress*, VDE, Hrsg., 2014.
- [168] Bundesnetzagentur, Hrsg., *Monitoringbericht 2017*, 2017.
- [169] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Hrsg., *BDEW-Strompreisanalyse Mai 2018, Haushalte und Industrie*, 2018.

- [170] Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie und Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., Hrsg., *BDH/BWP-Position zur Sektorkopplung und zum Strompreis*, 2017.
- [171] ENTSO-E, Hrsg., *ENTSO-E Transparency Platform*, 2018.
- [172] Verband der Bayerischen Energie und Wasserwirtschaft e.V. – VBEW, Hrsg., *EEG-Vergütungsübersicht für Inbetriebnahmejahr 2017*, 2017.
- [173] Kraftfahrt Bundesamt, Hrsg., *Der Fahrzeugbestand im Überblick am 1. Januar 2017 gegenüber 1. Januar 2016*, 2017.
- [174] Nationale Plattform Elektromobilität, Hrsg., *Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase*, 2018.
- [175] Bundesnetzagentur, Hrsg., *Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019), Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, 2018.
- [176] Statistisches Bundesamt, Hrsg., *Zensus 2011, Gebäude und Wohnungen sowie Wohnverhältnisse der Haushalte*, 2011.
- [177] Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen, Hrsg., *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0, Jahresbericht 2018*, 2018.
- [178] etz, „Energie- und Eigenverbrauchsoptimierung in Einfamilien-Wohnhäusern“, *smart energy - Sonderausgabe der etz elektrotechnik & automation*, Nr. S2, 2015.
- [179] Verband der Bayerischen Energie und Wasserwirtschaft e.V. – VBEW, Hrsg., *VBEW-Messkonzepte, Handout zur Auswahl der Messkonzepte*, 2018.
- [180] DIN EN ISO 10077-1:2018-01, Hrsg., *Wärmetechnisches Verhalten von Fenstern, Türen und Abschlüssen – Berechnung des Wärmedurchgangskoeffizienten – Teil 1: Allgemeines (ISO 10077-1:2017); Deutsche Fassung EN ISO 10077-1:2017*.
- [181] Arbeitsgemeinschaft Mauerziegel im Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e.V., Hrsg., *EnEV 2014, Energie-Einsparverordnung, Leitfaden für Wohngebäude*, 2014.
- [182] Arbeitsgemeinschaft Mauerziegel im Bundesverband der Deutschen Ziegelindustrie e.V., Hrsg., *Energie-Einsparverordnung, Ausgabe 2016, Leitfaden für Wohngebäude*, 2016.

## 10 Abbildungsverzeichnis

2.1	Entwicklung der installierten Leistung von EE in Deutschland [32]–[36] . . .	5
2.2	Anteil der installierten Leistung je Energieträger und Spannungsebene [40]	6
2.3	Endenergiebedarf nach Anwendungszweck im Jahr 2016 [42] . . . . .	7
2.4	Beispielhafte Aufteilung des Spannungsbandes nach DIN EN 50160 . . . .	14
2.5	Grundsätzliche Struktur des Zellularen Ansatzes. In Anlehnung an [10]. . .	16
2.6	Aufbau und Komponenten von Energiezellen. In Anlehnung an [10] . . . .	17
2.7	Beispiel eines Zellverbundes . . . . .	19
2.8	Anwendungszwecke von Flexibilität im Verteilnetz [72] . . . . .	21
2.9	Funktionsschema einer elektrischen Kompressionswärmepumpe . . . . .	24
2.10	Beispiel monovalenter und bivalenter Betriebsweise einer WP . . . . .	26
3.1	Aufbau und Komponenten der HH-Energiezelle Typ IIIbe . . . . .	30
3.2	Beispielhafter Aufbau einer NS-Zelle . . . . .	30
3.3	Ablauf der Generierung von HH-Lastprofilen . . . . .	31
3.4	Schematische Darstellung der Generierung eines Geräteprofils am Beispiel Waschmaschine . . . . .	32
3.5	Einsatzwahrsch. einer Waschmaschine über eine Woche bezogen auf ein Jahr	33
3.6	Lastzeitreihe eines 3-Pers. HH des Typ 0 in einem EFH über eine Woche .	33
3.7	Vergleich eines Durchschnittslastprofils von 500 Gebäuden mit dem BDEW SLP über eine Woche (normiert auf 1000 kWh/a) . . . . .	34
3.8	Vergleich des WP-Modells im Heizbetrieb mit Messdaten realer Anlagen . .	36
3.9	Vergleich des WP-Modells im Kühlbetrieb mit Messdaten realer Anlagen .	37
3.10	Raumtemperaturverläufe der Gebäude mit/ohne Kühlung . . . . .	43
3.11	Beispiel der wärmegeführten Betriebsweise a) Temperaturverlauf Heiz- Speicher b) Temperaturverlauf WW-Speicher c) thermische Leistungsabgabe der WP . . . . .	46
3.12	Ablaufplan der strompreisorientierten Einsatzplanung . . . . .	47
3.13	Beispiel der strompreisorientierten Betriebsweise a) Temperaturverlauf Heiz- Speicher $\vartheta_{SP,HW}$ b) Temperaturverlauf WW-Speicher $\vartheta_{SP,WW}$ c) thermische Leistungsabgabe der WP d) Strompreis . . . . .	48
3.14	Beispiel der netzdienlichen Betriebsweise a) Temperaturverlauf Heiz- Speicher b) Temperaturverlauf WW-Speicher c) thermische Leistungsabgabe der WP d) Residuallast am Netzanschlusspunkt . . . . .	49

3.15	Ablaufplan der netzorientierten Betriebsweise der WP im Zusammenspiel mit dem NS-CC . . . . .	50
3.16	Beispiel der netzorientierten Betriebsweise a) Temperaturverlauf Heiz-Speicher b) Temperaturverlauf WW-Speicher c) thermische Leistungsabgabe der WP d) Flexibilitätsbedarfssignal . . . . .	51
3.17	Ablauf der Generierung von e-Pkw-Lastprofilen . . . . .	52
3.18	Durchschnittliches Tageslastprofil von 1000 e-Pkw normiert auf ein Fahrzeug	53
3.19	Schematische Darstellung des PV-Speichersystems . . . . .	56
3.20	Preisstufen des Tarifes Heizstrom im Jahresverlauf . . . . .	58
4.1	Einflussgrößen und Charakteristika des Flexibilitätspotentials von WP . . .	61
4.2	Verteilung und Häufigkeit der Außentemperaturen als a) Jahresdauerlinie und b) Histogramm . . . . .	62
4.3	Durchschnittliche Bedarfsleistungswerte in Abhängigkeit der Außentemperatur für a) Heizen und b) Kühlen . . . . .	63
4.4	Durchschnittliche Bedarfsleistungswerte in Abhängigkeit der solaren Bestrahlungsstärke für a) Heizen und b) Kühlen . . . . .	64
4.5	Durchschn. therm. Bedarfsleistungswerte in Abh. der solaren Strahlung und Außentemperatur für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150	64
4.6	Durchschnittliche Bedarfsleistungswerte in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit für a) Heizen und b) Kühlen . . . . .	65
4.7	Durchschnittliche thermische Bedarfsleistungswerte in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit und Außentemperatur für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150 . . . . .	66
4.8	Thermische Energiebedarfe des Gebäudes für Heizen (rot) und Kühlen (blau) als Monatsbetrachtung . . . . .	66
4.9	Durchschnittliche Bedarfsleistungswerte in Abhängigkeit der Tageszeit für a) Heizen und b) Kühlen . . . . .	67
4.10	Durchschnittliche thermische Bedarfsleistungswerte in Abhängigkeit der Tageszeit und Außentemperatur für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150 . . . . .	67
4.11	Durchschnittliche Bedarfsleistungswerte für WW in Abhängigkeit der a) Außentemperatur, b) solaren Strahlung, c) Windgeschwindigkeit und d) Tageszeit	68
4.12	Qualitative Darstellungen zur Quantifizierung der Flexibilitätscharakteristika im Heizbetrieb . . . . .	69



4.13	Vergleich des thermischen Leistungsbedarfes und der thermischen Leistung der WP in Abhängigkeit der Außentemperatur für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150 . . . . .	72
4.14	Gleichzeitigkeitsfaktoren der WP im Heizbetrieb in Abh. der Außentemperatur und WP-Dimensionierung für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150 . . . . .	72
4.15	Gleichzeitigkeitsfaktoren der WP im Kühlbetrieb in Abh. der Außentemperatur und WP-Dimensionierung für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150 . . . . .	73
4.16	Maximal zuschaltbare elektrische Leistung in Abh. der Außentemperatur für (rot) Heiz- und (blau) Kühlbetrieb . . . . .	74
4.17	Durchschnittlich zuschaltbare elektrische Leistung in Abh. der Außentemperatur und WP-Dimensionierung für a) Heiz- und b) Kühlbetrieb . . . . .	74
4.18	Maximal abschaltbare elektrische Leistung in Abh. der Außentemperatur für (rot) Heiz- und (blau) Kühlbetrieb . . . . .	75
4.19	Durchschnittlich abschaltbare elektrische Leistung in Abh. der Außentemperatur und WP-Dimensionierung für a) Heiz- und b) Kühlbetrieb . . . . .	75
4.20	Maximale Beladedauer des thermischen Speichers in Abh. der Außentemperatur und Speichergröße bezogen auf die klassische Auslegung für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150 . . . . .	76
4.21	Maximale Entladedauer des thermischen Speichers mit Starttemperatur bei der Abschalttemperatur des Hysteresereglers in Abh. der Außentemperatur und Speichergröße bezogen auf die klassische Auslegung für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150 . . . . .	78
4.22	Maximale Entladedauer des thermischen Speichers mit Starttemperatur 65 °C in Abh. der Außentemperatur und Speichergröße bezogen auf die klassische Auslegung für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150	79
4.23	Beladedauer des thermischen Speichers in Abh. der Außentemperatur und WP-Leistung bezogen auf die klassische Auslegung für a) EFH-30, b) EFH-60, c) EFH-100 und d) EFH-150 . . . . .	80
4.24	Verbleibende Zuschaltdauer nach vorherigem negativem Flexibilitätsabruf für die Dimensionierungen $[d_{SP}; d_{WP}] =$ a) [100 %; 100 %], b) [150 %; 100 %], c) [200 %; 100 %], d) [100 %; 150 %], e) [150 %; 150 %], f) [200 %; 150 %], g) [100 %; 200 %], h) [150 %; 200 %], i) [200 %; 200 %] im Gebäude EFH-30	81

4.25	Maximal Zuschaltbare Leistung nach vorherigem negativem Flexibilitätsabruf für die Dimensionierungen $[d_{SP}; d_{WP}] =$ a) [100 %; 100 %], b) [150 %; 100 %], c) [200 %; 100 %], d) [100 %; 150 %], e) [150 %; 150 %], f) [200 %; 150 %], g) [100 %; 200 %], h) [150 %; 200 %], i) [200 %; 200 %] im Gebäude EFH-30 . . . . .	82
4.26	Maximale Abschaltdauer nach vorherigem negativem Flexibilitätsabruf für die Dimensionierungen $[d_{SP}; d_{WP}] =$ a) [100 %; 100 %], b) [150 %; 100 %], c) [200 %; 100 %], d) [100 %; 150 %], e) [150 %; 150 %], f) [200 %; 150 %], g) [100 %; 200 %], h) [150 %; 200 %], i) [200 %; 200 %] im Gebäude EFH-150 . . . . .	83
5.1	Energiebedarfe, Energiebereitstellungen und Energiebilanzen der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen . . . . .	88
5.2	Gesamtenergie und ausgetauschte Energie der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen . . . . .	89
5.3	Eigenverbrauchsquoten der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen . . . . .	90
5.4	Durchschnittliche elektrische Leistung der WP je Außentemperatur für verschiedene Betriebsweisen der Zelltypen a),b) Typ II und c) Typ III des EFH-30 . . . . .	91
5.5	Durchschnittliche elektrische Leistung der WP je Außentemperatur für verschiedene Betriebsweisen der Zelltypen a),b) Typ II und c) Typ III des EFH-150 . . . . .	92
5.6	Durchschnittliche elektrische Leistung der WP je Tageszeit für verschiedene Betriebsweisen der Zelltypen a),b) Typ II und c) Typ III des EFH-30 . . . . .	93
5.7	Durchschnittliche elektrische Leistung der WP je Tageszeit für verschiedene Betriebsweisen der Zelltypen a),b) Typ II und c) Typ III des EFH-150 . . . . .	93
5.8	Verschobene thermische Energie der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen . . . . .	94
5.9	Verschobene elektrische Energie der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen . . . . .	95
5.10	Verschobene elektrische Energie je Außentemperatur für verschiedene Betriebsweisen der Zelltypen a) Typ II strompreisorientiert, b) Typ II netzdienlich und c) Typ III netzdienlich des EFH-30 . . . . .	96

5.11	Verschobene elektrische Energie je Außentemperatur für verschiedene Betriebsweisen der Zelltypen a) Typ II strompreisorientiert, b) Typ II netzdienlich und c) Typ III netzdienlich des EFH-150 . . . . .	96
5.12	Verschobene elektrische Energie je Tageszeit für verschiedene Betriebsweisen der Zelltypen a) Typ II strompreisorientiert, b) Typ II netzdienlich und c) Typ III netzdienlich des EFH-30 . . . . .	97
5.13	Verschobene elektrische Energie je Tageszeit für verschiedene Betriebsweisen der Zelltypen a) Typ II strompreisorientiert, b) Typ II netzdienlich und c) Typ III netzdienlich des EFH-150 . . . . .	98
5.14	Verteilung der Einschalt Dauern der WP der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen . . . . .	99
5.15	Verteilung der Ausschalt Dauern der WP der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen . . . . .	100
5.16	Anteil der Preisstufen des Heizstromtarifes am WP-Einsatz der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen . . . . .	101
5.17	Leistungsverteilung der Residuallast der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen . . . . .	102
5.18	<i>SCOP</i> und <i>SEER</i> der WP der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen . . . . .	103
5.19	Verluste der thermischen Speicher der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen . . . . .	104
5.20	Verluste des Batteriespeichersystems der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen . . . . .	105
5.21	Veränderung des elektrischen Energiebedarfes der WP der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen	106
5.22	Abgeregelte Energie der PV der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen . . . . .	107
5.23	Veränderung der Energiebereitstellung der PV und des Bedarfes des Batteriespeichersystems der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen . . . . .	108
5.24	Messkonzept zur Abrechnung der Stromkosten und Einspeisevergütung . .	108
5.25	Energiekosten und Einspeiseerlöse der vier Zelltypen a) Typ 0, b) Typ I, c) Typ II, d) Typ III für unterschiedliche Zellkonfigurationen . . . . .	109

6.1	Verteilung der Energiebilanzen der HH-Zellen für a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030, f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050, k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050 . . . . .	112
6.2	Verteilung des Energieaustauschs der HH-Zellen für a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030, f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050, k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050 . . . . .	114
6.3	Verteilung des $SCOP_{ges}$ der WP für a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030, f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050, k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050 . . . . .	115
6.4	Verteilung der Kosten für Wärmebereitstellung mittels WP für a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030, f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050, k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050 . . . . .	117
6.5	Gleichzeitigkeiten des WP-Einsatzes in Abh. der Außentemperatur für die Szenarien a) heute, b) 2030 und c) 2050 des EFH-30 für unterschiedliche Betriebsweisen . . . . .	118
6.6	Gleichzeitigkeiten des WP-Einsatzes in Abh. der Außentemperatur für die Szenarien a) heute, b) 2030 und c) 2050 des EFH-150 für unterschiedliche Betriebsweisen . . . . .	118
6.7	Gleichzeitigkeiten des WP-Einsatzes in Abh. der Tageszeit für die Szenarien a) heute, b) 2030 und c) 2050 des EFH-30 für unterschiedliche Betriebsweisen	119
6.8	Gleichzeitigkeiten des WP-Einsatzes in Abh. der Tageszeit für die Szenarien a) heute, b) 2030 und c) 2050 des EFH-150 für unterschiedliche Betriebsweisen	120
6.9	Änderung des Energieaustausches der Niederspannungszelle S2b für a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030, f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050, k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050 . . . . .	121
6.10	Eigenverbrauchsquote der Niederspannungszelle S2b für a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030, f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050, k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050 . . . . .	122

6.11	Verschobene elektrische Energie durch flexiblen Wärmepumpen-Einsatz der Niederspannungszelle S2b für a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030, f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050, k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050 . . . . .	123
6.12	Verteilung des Residuallasten der Wirkleistung der Niederspannungszelle S2b für a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030, f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050, k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050	125
6.13	Grenzwertverletzungen im Niederspannungsnetz S2b für a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030, f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050, k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050 . . . . .	126
6.14	Häufigkeit des Auftretens der Residuallasten bei GWV der Niederspannungszelle S2b mit EFH-150 im Szenario 2050 für a) Scheinleistung, b) Wirkleistung, c) Blindleistung . . . . .	127
14.1	Qualitative Darstellung zu Dimensionierung der Wärmepumpe . . . . .	171
14.2	Ablaufplan der restriktionsorientierten Betriebsweise der WP im Zusammenspiel mit dem NS-CC . . . . .	172
14.3	Beispiel der restriktionsorientierten Betriebsweise a) Temperaturverlauf Heiz-Speicher b) Temperaturverlauf WW-Speicher c) thermische Leistungsabgabe der WP d) Signal der Grenzwertverletzungen . . . . .	173
14.4	Grenzwertverletzungen im Niederspannungsnetz S2b für a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030, f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050, k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050 . . . . .	174
14.5	Auftrittshäufigkeit der Werte der a) Außentemperatur, b) solaren Strahlung, c) Windgeschwindigkeit und d) Tageszeit des Testreferenzjahres . . . . .	178
15.1	Basic structure of the cellular approach . . . . .	180



## 11 Tabellenverzeichnis

2.1	Beispielhafte Übersicht von Energiewandlern nach Technologie und Art [10]	18
2.2	Eigenschaften verschiedener Speicher nach zeitlicher Klassifizierung [10], [69], [70]	18
2.3	Beispiele technischer Systeme von Flexibilitäten im Verteilnetz nach Kategorie	22
3.1	Haushalts-Zellentypen und deren Ausstattung	29
3.2	Übersicht der HH-Geräte nach Art der Profilerzeugung	32
3.3	Heizlasten und Heizsysteme der untersuchten Typgebäude	41
3.4	Heizwärme- und Kühlbedarf	44
3.5	Wärmepumpen- und Speicherkenndaten	45
3.6	Übersicht der relevanten Netzkomponenten je Siedlungsstruktur	57
3.7	Übersicht der Durchdringungen bestimmter Wandler und Speicher je Szenario	60
14.1	Koeffizienten des Wärmepumpenmodells im Heizbetrieb	169
14.2	Koeffizienten des Wärmepumpenmodells im Kühlbetrieb	169
14.3	Gebäudespezifische Daten in Anlehnung an [128], [131], [180]–[182]	170
14.4	Auflistung der Ausprägungen der in den Zellbetrachtungen untersuchten Parameter	171
14.5	Preisbestandteile der Preisstufen des Wärmestromtarifes	177





## 12 Abkürzungsverzeichnis

### A

AC ..... Wechselstrom  
 AT ..... Auslegungstemperatur

### B

BDEW Bundesverband der Energie- und  
 Wasserwirtschaft  
 BHKW ..... Blockheizkraftwerk  
 BNetzA ..... Bundesnetzagentur  
 BV ..... Bivalenzpunkt

### C

CC ..... Zellcontroller  
 COP ..... Coefficient of Performance

### D

DC ..... Gleichstrom  
 DR ..... Demand Response  
 DSM ..... Demand Side Management  
 DWD ..... Deutscher Wetterdienst

### E

E/P-Rate .. Energie-Leistungs-Verhältnis  
 EE ..... Erneuerbare Energie  
 EEG ..... Erneuerbare-Energien-Gesetz  
 EEWärmeG ..... Erneuerbare-Energien-  
 Wärmegesetz  
 EFH ..... Einfamilienhaus  
 EnEV .... Energieeinsparungsverordnung  
 EnWG ..... Energiewirtschaftsgesetz  
 e-Pkw .. elektrischer Personenkraftwagen  
 ESG .. Energieeffizienzstrategie Gebäude  
 EU ..... Europäische Union  
 EVU ... Energieversorgungsunternehmen

### G

GW ..... Gigawatt  
 GWV ..... Grenzwertverletzung  
 GZF ..... Gleichzeitigkeitsfaktor

### H

H ..... Heizbetrieb  
 HGT ..... Heizgrenztemperatur  
 HH ..... Haushalt  
 HöS ..... Höchstspannung  
 HS ..... Hochspannung  
 HT/NT ..... Hoch-/Niedertarif  
 HW ..... Heizwärme  
 HWB ..... Heizwärmebedarf  
 Hz ..... Hertz

### I

IKT ..... Informations- und  
 Kommunikationstechnik

### J

JAZ ..... Jahresarbeitszahl

### K

K ..... Kühlbetrieb  
 kWh ..... Kilowattstunde  
 KWK ..... Kraft-Wärme-Kopplung

### L

LW ..... Luft-Wasser

### M

MFH ..... Mehrfamilienhaus  
 MP ..... Messpunkt  
 MS ..... Mittelspannung

**N**

n ..... netzdienlich  
 NAPE ..... Nationaler Aktionsplan  
                                           Energieeffizienz  
 NOVA Netzoptimierung vor Verstärkung  
                                           vor Ausbau  
 NS ..... Niederspannung  
 NSH ..... Nachtspeicherheizung  
 NW ..... Normaußentemperatur der  
                                           Wärmepumpe

**O**

o ..... netzorientiert

**P**

p ..... strompreisorientiert  
 PV ..... Photovoltaik

**R**

r ..... restriktionsorientiert  
 rONT . regelbarer Ortsnetztransformator  
 RSME ..... Wurzel der mittleren  
                                           Fehlerquadratsumme

**S**

SAIDI ..... System Average Interruption  
                                           Duration Index  
 SCOP ..... Seasonal Coefficient of  
                                           Performance

SEER . Seasonal Energy Efficiency Ratio  
 SG Ready ..... SmartGrid Ready  
 SLP ..... Standardlastprofil  
 SP ..... Speicher  
 SS ..... Siedlungsstruktur  
 sym ..... symmetrisch

**T**

TAB . Technische Anschlussbedingungen  
 TLP .. Temperaturabhängiges Lastprofil  
 Trafo ..... Transformator  
 TRY ..... Testreferenzjahr  
 TWh ..... Terrawattstunde

**U**

UBA ..... Umweltbundesamt  
 usym ..... unsymmetrisch

**V**

VNB ..... Verteilnetzbetreiber

**W**

w ..... wärmegeführt  
 WP ..... Wärmepumpe  
 WW ..... Warmwasser

**Z**

ZFH ..... Zweifamilienhaus

## 13 Verzeichnis der Formelzeichen und Indizes

$A$	Flächeninhalt
$\alpha$	Wärmeübergangskoeffizient
$c_p$	spezifische Wärmekapazität bei konstantem Druck
$COP$	Coefficient Of Performance
$d$	Dimensionierungsfaktor
$d_{SP}$	Dimensionierungsfaktor des thermischen Speichers
$d_{WP}$	Dimensionierungsfaktor der Wärmepumpe
$\Delta E_{Austausch,NS}$	Änderung der ausgetauschten Energie der NS-Zelle
$\Delta E_{BatSys}$	Änderung des Energiebedarfes des Batteriespeichersystems
$\Delta E_{PV}$	Änderung des Energiebereitstellung der PV
$\Delta E_{WP}$	Änderung des Energiebezuges der Wärmepumpe
$\Delta \theta$	Temperaturdifferenz
$\Delta \theta_n$	Temperaturdifferenz im Normpunkt
$E$	elektrische Energie
$E_e$	Bestrahlungsstärke
$E_{verl,Bat}$	elektrische Verluste Batteriespeichers
$E_{verl,WR}$	elektrische Verluste des Batteriewechselrichters
$E_{versch,NS}$	verschobene elektrische Energie der Wärmepumpe in der NS-Zelle
$E_{versch,WP}$	verschobene elektrische Energie der Wärmepumpe
$E_{abgeregelt,PV}$	Abgeregelte Energiemenge der PV-Anlage
$E_{Aust.,HH}$	Energieaustausch einer HH-Zelle
$E_{Bilanz,HH}$	Energiebilanz einer HH-Zelle
$EER$	Energy Efficiency Ratio
el	elektrisch
$EQ$	Eigenverbrauchsquote
$EQ_{NS}$	Eigenverbrauchsquote der NS-Zelle
$\eta_{10}$	Wirkungsgrad des Wechselrichters bei 10% der Bemessungsleistung
$\eta_{100}$	Wirkungsgrad des Wechselrichters bei 100% der Bemessungsleistung
$\eta_{Leitung}$	Leitungswirkungsgrad
$\eta_{\theta_{PV}}$	Temperaturabhängiger Wirkungsgrad der PV

---

$\eta_{\text{Verschmutzung}}$	Verschmutzungsgrad der Module
$\eta_{\text{WR}}$	Wirkungsgrad des Wechselrichters
$E_{\text{WP,H}}$	aufgenommene elektrische Energie im Heizbetrieb
$E_{\text{WP,K}}$	aufgenommene elektrische Energie im Kühlbetrieb
$g_{\infty}$	Gleichzeitigkeitsfaktor für ein sehr großes Kollektiv
$h$	Höhe
$i$	Lauf-/Zählvariable
$I_{\text{th}}$	thermischer Grenzstrom
$j$	Lauf-/Zählvariable
$K$	Kosten
$k$	Koeffizient
$k_{\text{über}}$	Photovoltaik-Übertemperaturkoeffizient
$k_{\text{WR,loss}}$	Verlustfaktor der lastabhängigen Verluste
$m$	Masse
$\dot{m}$	Massenstrom
$\dot{m}_{\text{n}}$	Massenstrom im Normpunkt
max	maximal
min	minimal
$\mu$	Ortsparameter der Extremwertverteilung
$\nu$	Windgeschwindigkeit
$P$	elektrische Wirkleistung
$p_{0,\text{loss}}$	belastungsunabhängige Verluste
$P_{\text{res}}$	Residuallast
$P_{\text{res,NS}}$	Wirkleistungs-Residuallast der NS-Zelle
$P_{\text{r,WR}}$	Bemessungswirkleistung PV-Wechselrichter
$\varphi$	Phasenverschiebungswinkel
$\pi$	Kreiszahl
$P_{\text{r,PV}}$	Bemessungsleistung der PV-Module
$P_{\text{WP}}$	elektrische Leistungsaufnahme der WP
$P_{\text{WP,ab}}$	abschaltbare elektrische Leistung der Wärmepumpe
$P_{\text{WP,ab,max}}$	maximal abschaltbare elektrische Leistung der Wärmepumpe
$P_{\text{WP,H}}$	elektrische Last der WP im Heizbetrieb

$P_{WP,K}$	elektrische Last der WP im Kühlbetrieb
$P_{WP,zu}$	zuschaltbare elektrische Leistung der Wärmepumpe
$P_{WP,zu,max}$	maximal zuschaltbare elektrische Leistung der Wärmepumpe
$P_{WR,AC}$	Leistung des Wechselrichters AC-seitig
$P_{WR,AC,max}$	Maximale Leistung des Wechselrichters AC-seitig
$P_{WR,DC}$	Leistung des Wechselrichters DC-seitig
$P_{WR,in}$	Eingangsleistung des Wechselrichters
$P_{WR,loss}$	Verluste des Wechselrichters
$P_{WR,out}$	Ausgangsleistung des Wechselrichters
$\dot{Q}_{\text{Aufschlag,WW}}$	Leistungsaufschlag für Warmwasser-Bereitung
$Q_{res,NS}$	Blindleistungs-Residuallast der NS-Zelle
$Q_{WR,AC}$	elektrische Blindleistung des Wechselrichters
$\dot{Q}_{amb}$	aufgenommene Umgebungswärme
$\dot{Q}_{Geb,H}$	Heizlast des Gebäudes
$\bar{\emptyset} \dot{Q}_{Geb,H}$	durchschnittliche Heizlast des Gebäudes
$\bar{\emptyset} \dot{Q}_{Geb,K}$	durchschnittliche Kühllast des Gebäudes
$\bar{\emptyset} \dot{Q}_{Geb}$	durchschnittliche thermische Last des Gebäudes
$\dot{Q}_{Heizstab}$	thermische Leistung des Heizstabes
$\dot{Q}_{SP,in}$	dem Speicher zugeführter Wärmestrom
$\dot{Q}_{SP,out}$	dem Speicher entnommener Wärmestrom
$\dot{Q}_{WP}$	thermische Leistung der WP (Heiz- und Kühlbetrieb)
$\dot{Q}_{WP,H}$	Heizleistung der WP
$\dot{Q}_{WP,H,n}$	Heizleistung der WP im Normpunkt
$\dot{Q}_{WP,K}$	Kühlleistung der WP
$\dot{Q}_{WW}$	Warmwasser Leistungsbedarf
$Q_{Verl,H}$	thermische Speicherverluste für Heizwärme
$Q_{Verl,K}$	thermische Speicherverluste für Kühlen
$Q_{Verl,WW}$	thermische Speicherverluste für WW
$Q_{versch,WP}$	Verschobene thermische Energie der Wärmepumpe
$Q_{WP,H}$	abgegebene Wärme im Heizbetrieb
$Q_{WP,K}$	aufgenommene Wärme im Kühlbetrieb
$r$	Radius

$S_L$	Scheinleistungsfluss über eine Leistung
$S_{r,L}$	Bemessungsscheinleistung einer Leitung
$S_{r,T}$	Bemessungsscheinleistung Transformator
$S_{r,WR}$	Bemessungsscheinleistung PV-Wechselrichter
$S_{res,NS}$	Scheinleistungs-Residuallast der NS-Zelle
$S_T$	Scheinleistungsfluss über einen Transformator
$S_{WR,AC}$	elektrische Scheinleistung des Wechselrichters
$SCOP$	Seasonal Coefficient Of Performance
$SCOP_{ges}$	Seasonal Coefficient Of Performance (gesamt)
$SCOP_H$	Seasonal Coefficient Of Performance für Heizwärme
$SCOP_{WW}$	Seasonal Coefficient Of Performance für WW
$SEER$	Seasonal Energy Efficiency Ratio
$\sigma$	Skalenparameter
$t$	Zeit
$t_{zul,vorh}$	Dauer des vorangegangenen negativen Flexibilitätsabrufes
th	thermisch
$\Theta_{amb}$	Außentemperatur in Kelvin
$\vartheta_{amb}$	Außentemperatur in Grad Celsius
$\vartheta_{PV}$	Temperatur des PV-Moduls
$\vartheta_{RL}$	Rücklauftemperatur
$\vartheta_{room}$	Raumtemperatur
$\vartheta_{SP}$	Speichertemperatur
$\vartheta_{SP,HW}$	Speichertemperatur HW
$\vartheta_{SP,HW,i,Ende}$	End-Speichertemperatur HW
$\vartheta_{SP,HW,i,Start}$	Start-Speichertemperatur HW
$\vartheta_{SP,HW,min}$	minimale Speichertemperatur HW
$\vartheta_{SP,WW}$	Speichertemperatur WW
$\vartheta_{SP,WW,i,Ende}$	End-Speichertemperatur WW
$\vartheta_{SP,WW,i,Start}$	Start-Speichertemperatur WW
$\vartheta_{SP,WW,min}$	minimale Speichertemperatur WW
$\Theta_{über}$	Übertemperatur
$\vartheta_{VL}$	Vorlauftemperatur

---

$u$	Auf die Netz-Nennspannung bezogene Spannung
$u_{\max}$	Maximal zulässiger Wert der auf die Netz-Nennspannung bezogenen Spannung
$u_{\min}$	Minimal zulässiger Wert der auf die Netz-Nennspannung bezogenen Spannung
$U_n$	Netz-Nennspannung
$V$	Volumen
$\xi$	Formparameter





## 14 Anhang

### 14.1 Koeffizienten des Wärmepumpenmodells

Tabelle 14.1 beinhaltet die Koeffizienten des WP-Modells für fix-speed Wärmepumpen im Heizbetrieb.

**Tabelle 14.1:** Koeffizienten des Wärmepumpenmodells im Heizbetrieb

Leistung	$k_{0,H}$	$k_{1,H}$	$k_{2,H}$	$k_{3,H}$	$k_{4,H}$	$k_{5,H}$
	$10^{-3}$	$10^{-3}/^{\circ}\text{C}$	$10^{-3}/^{\circ}\text{C}$	$10^{-3}/(^{\circ}\text{C})^2$	$10^{-3}/(^{\circ}\text{C})^2$	$10^{-3}/(^{\circ}\text{C})^2$
thermisch	732,0977	8,8896	28,1022	-0,1363	-0,1255	0,1029
elektrisch	4,1797	8,2137	-0,4931	-0,0420	0,0344	-0,0061

Tabelle 14.2 beinhaltet die Koeffizienten des WP-Modells für fix-speed Wärmepumpen im Kühlbetrieb.

**Tabelle 14.2:** Koeffizienten des Wärmepumpenmodells im Kühlbetrieb

Leistung	$k_{0,K}$	$k_{1,K}$	$k_{2,K}$	$k_{3,K}$	$k_{4,K}$	$k_{5,K}$
	$10^{-3}$	$10^{-3}/^{\circ}\text{C}$	$10^{-3}/^{\circ}\text{C}$	$10^{-3}/(^{\circ}\text{C})^2$	$10^{-3}/(^{\circ}\text{C})^2$	$10^{-3}/(^{\circ}\text{C})^2$
thermisch	947,1665	29,5984	1,4970	-0,0000	0,0100	-0,2476
elektrisch	169,6017	0,6769	3,6723	-0,0000	0,0833	0,0131

## 14.2 Gebäudedaten

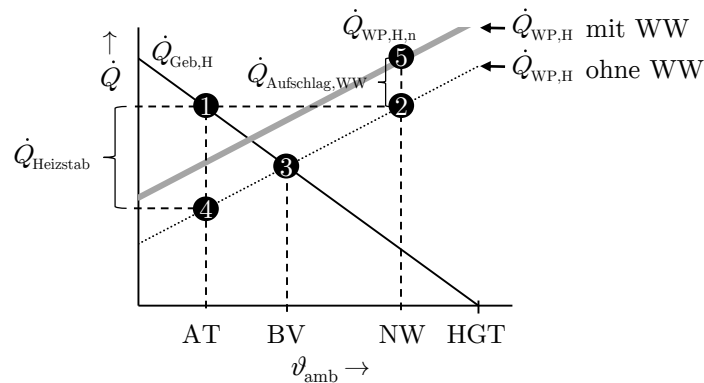
Tabelle 14.3 beinhaltet die geometrische Daten der Wohngebäude sowie die Spezifikationen zur Abbildung des thermische Verhaltens.

**Tabelle 14.3:** Gebäudespezifische Daten in Anlehnung an [128], [131], [180]–[182]

Parameter	Einheit	Gebäude			
		EFH-30	EFH-60	EFH-100	EFH-150
Wohnfläche	m <sup>2</sup>			140	
Raumhöhe	m			2,6	
Maße der Grundfläche (Länge x Breite)	m			7 x 10	
Wärmeübergangskoeffizient Erdboden	W/m <sup>2</sup> /K	0,16	0,27	0,6	1
Fläche der Außenwände	m <sup>2</sup>			203,4	
Wärmeübergangskoeffizient Außenwände	W/m <sup>2</sup> /K	0,17	0,29	0,52	0,94
Dachfläche	m <sup>2</sup>			81	
Wärmeübergangskoeffizient Dach	W/m <sup>2</sup> /K	0,13	0,28	0,4	0,5
Fensterflächen [Süd West Nord Ost]	m <sup>2</sup>			[12 4 3 4]	
Wärmeübergangskoeffizient Fenster	W/m <sup>2</sup> /K	1	2	3	3
Gesamtenergiedurchlassgrad der Fenster		0,585	0,622	0,755	0,755
Rahmenanteil der Fenster	%			15	
thermische Kapazität des Ge- bäudes	MJ/K			70	
Lüftungsrate	1/h			0.4	

## 14.3 Dimensionierung der Wärmepumpe

Grundlage der Dimensionierung der WP ist die Heizlast des Gebäudes  $\dot{Q}_{\text{Geb,H}}$  bei Auslegungstemperatur (AT) (Punkt ❶). Die Auswahl der WP erfolgt anhand der Heizleistung der WP im Normpunkt  $\dot{Q}_{\text{WP,H,n}}$  bei Normaußentemperatur der Wärmepumpe (NW) (Punkt ❷). Der sich aus dieser Dimensionierung ergebende Schnittpunkt zwischen Heizleistung der WP  $\dot{Q}_{\text{WP,H}}$  und der Heizlast des Gebäudes wird als Bivalenzpunkt (BV) bezeichnet und stellt den Gleichgewichtspunkt zwischen Wärmebereitstellung und Wärmenachfrage dar (Punkt ❸).



**Abbildung 14.1:** Qualitative Darstellung zu Dimensionierung der Wärmepumpe

Da unterhalb des BV die Heizleistung der WP nicht ausreicht, um den Wärmebedarf des Gebäudes zu decken, ist eine Zusatzheizung notwendig (bspw.: Heizstab). Die Leistung des Heizstabes  $\dot{Q}_{\text{Heizstab}}$  bestimmt sich aus der Differenz zwischen Heizlast des Gebäudes und Heizleistung der WP bei AT (Punkt ④). Soll die Trinkwarmwasserbereitung ebenfalls durch die WP erfolgen, so ist ein zusätzlicher Leistungsaufschlag auf die bisherige Dimensionierung notwendig. Die sich aus dem Leistungsaufschlag für Trinkwarmwasser  $\dot{Q}_{\text{Aufschlag,WW}}$  ergebende Heizleistung der WP im Normpunkt  $\dot{Q}_{\text{WP,H,n}}$  stellt Punkt ⑤, unter der Berücksichtigung von WW, dar.

## 14.4 Übersicht der Parameterausprägungen der Zellbetrachtungen

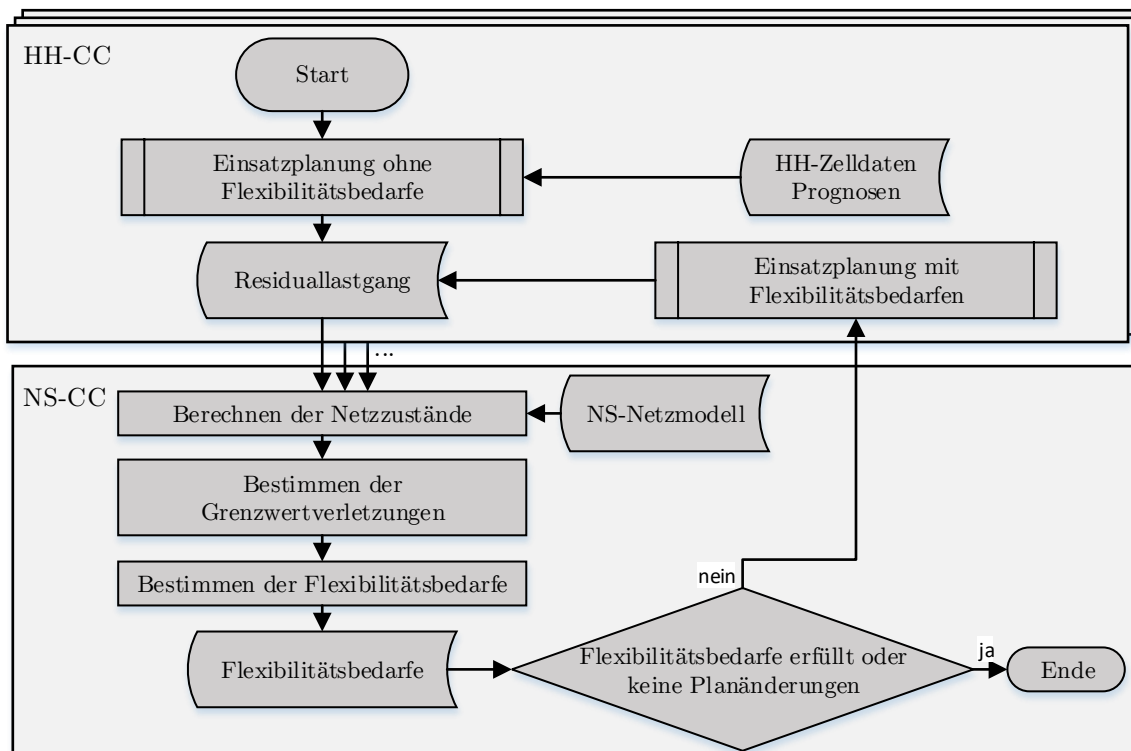
Tabelle 14.4 beinhaltet die Auflistung der Ausprägungen der in den Zellbetrachtungen untersuchten Parameter. Zudem ist auf die Abschnitte der Definitionen der jeweiligen Ausprägungen verwiesen.

**Tabelle 14.4:** Auflistung der Ausprägungen der in den Zellbetrachtungen untersuchten Parameter

-	Zelltyp	Zellerweiterung	Gebäude	Betriebsweise	Lastverteilung
Ausprägung	Typ 0	b	EFH-30	w	sym
	Typ I	e	EFH-60	p	usym
	Typ II		EFH-100	n	
	Typ III		EFH-150	o	
				r	
Abschnitt	3.1.1	3.1.1	3.2.2.4	3.2.4 u. 14.5	6.1

## 14.5 Restriktionsorientierte Betriebsweise (Vermeidung von Netzüberlastungen)

Die restriktionsorientierte (r) Betriebsweise dient dem Engpassmanagement und der Spannungshaltung in der NS-Zelle und ist somit ein Flexibilitätsabruf aus dem Verteilnetz. Sie basiert zunächst auf einer Einsatzplanung ohne Meldung eines Flexibilitätsbedarfes der übergeordneten NS-Zelle (siehe Abbildung 14.2).

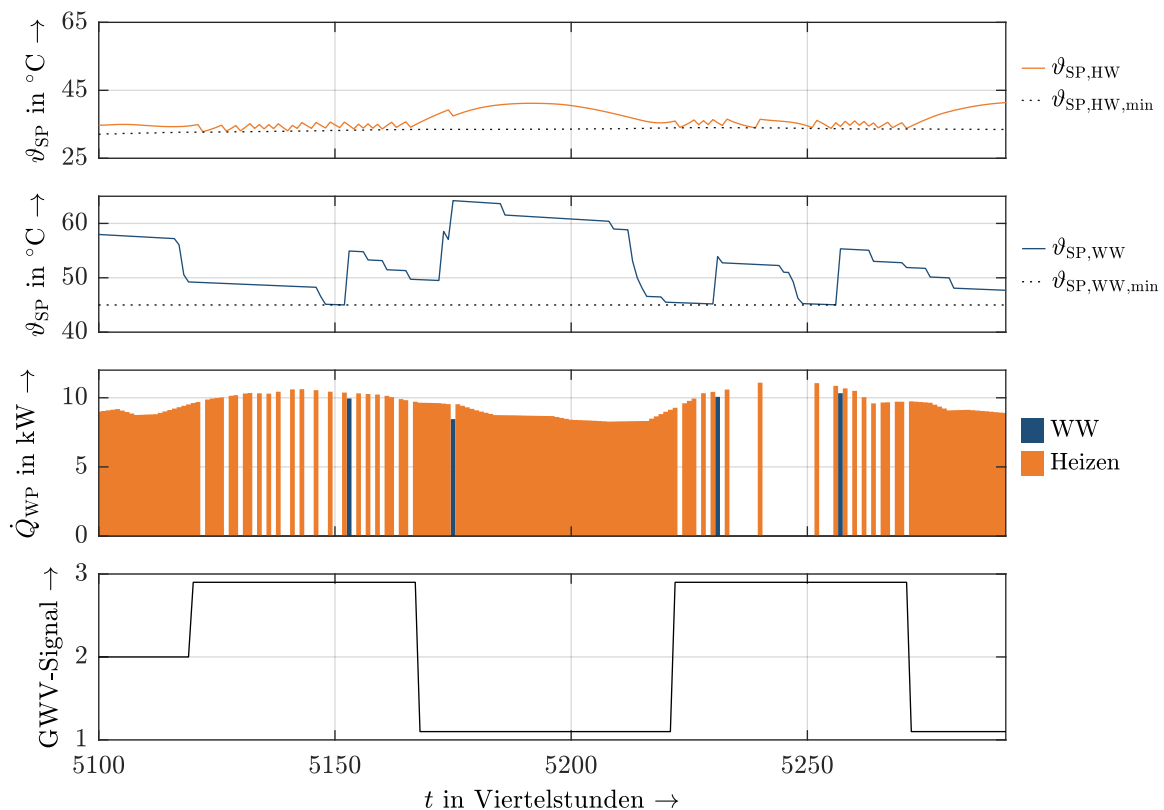


**Abbildung 14.2:** Ablaufplan der restriktionsorientierten Betriebsweise der WP im Zusammenspiel mit dem NS-CC

Die Einsatzplanung jeder einzelnen HH-Zelle erfolgt grundsätzlich analog zu den in Abschnitt 3.2.4 beschriebenen Betriebsweisen. Ohne Meldung eines Flexibilitätsbedarfes entspricht der Einsatz der WP der wärmegeführten Betriebsweise. Der NS-CC erhält die sich aus den Einsatzplanungen der HH-CC ergebenden Residuallastgänge der nächsten 24 Stunden im Viertelstunden-Raster.

Basierend auf dem zugrunde liegenden NS-Netzmodell berechnet der NS-CC die Netzzustände des Planungshorizontes mittels Lastflussberechnungen und bestimmt anhand von eventuell auftretenden Grenzwertverletzungen (Spannungsband, thermischer Grenzstrom) den Flexibilitätsbedarf jeder Viertelstunde. Basierend auf den Ergebnissen werden

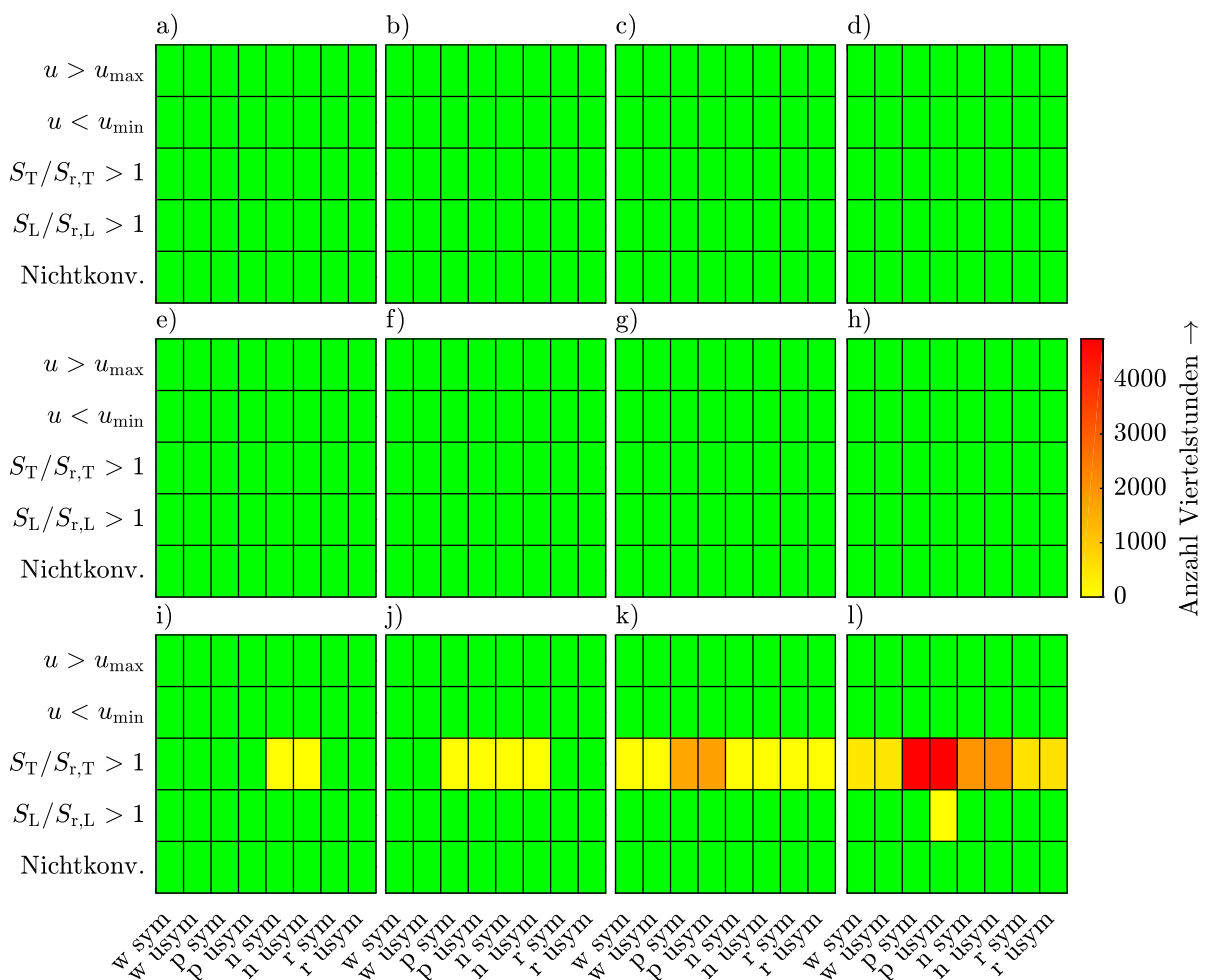
Bedarfe für positive sowie negative Flexibilität an die HH-CC übermittelt, welche ihre Einsatzplanung erneut, unter Berücksichtigung der Flexibilitätsnachfrage, durchführen. Um diskriminierungsfrei zu agieren erfolgt keine gesonderte Auswahl von HH-CC zur Bereitstellung bestimmter Flexibilitätsbedarfe. Alle HH-CC erhalten somit die gleiche Bedarfsmeldung. Dies kann jedoch unter Umständen ein höheres Flexibilitätsangebot im Vergleich zur Nachfrage zur Folge haben. Die aus der erneuten Einsatzplanung resultierenden Residuallastgänge werden an den NS-CC übergeben. Dieser bestimmt wiederum die draus resultierenden Netzzustände und Flexibilitätsbedarfe. Dieser Prozess wird so lange fortgesetzt, bis alle Grenzwertverletzungen vermieden werden konnten und somit alle Flexibilitätsbedarfe erfüllt sind oder keine Anpassung der Fahrpläne der HH-CC mehr erfolgt. Eine Unterschreitung der minimalen Speichertemperatur ist für den Abruf positiver Flexibilität auch bei GWV nicht zulässig. Die Planung der Flexibilitätsbedarfe der NS-Zelle erfolgt ebenfalls rollierend im Viertelstundenraster (siehe Abbildung 14.3).



**Abbildung 14.3:** Beispiel der restriktionsorientierten Betriebsweise a) Temperaturverlauf Heiz-Speicher b) Temperaturverlauf WW-Speicher c) thermische Leistungsabgabe der WP d) Signal der Grenzwertverletzungen

Im Bereich zwischen Viertelstunde 5125 und 5170, in dem positive Flexibilität vom NS-CC

abgerufen wird zeigt sich, dass die WP dennoch eingesetzt wird. Dies bedeutet, dass die Netzrestriktion hier nicht zu jedem Zeitpunkt beachtet wird. Grund hierfür ist der in diesem Zeitraum hohe HWB. Zum einen ist die gespeicherte Energiemenge im thermischen Speicher nur für einen sehr kurzen Zeitraum ausreichend. Zum anderen ist der Leistungsüberschuss der WP im Vergleich zur Heizlast sehr gering und somit eine Beladung des Speichers nur eingeschränkt möglich. Folglich kann die WP nicht für den gesamten Zeitraum ohne Verletzung der thermischen Behaglichkeit ausgeschaltet werden. Dies führt zu Verletzungen der Netzrestriktionen (siehe Abbildung 14.4).



**Abbildung 14.4:** Grenzwertverletzungen im Niederspannungsnetz S2b für a) EFH-30 heute, b) EFH-60 heute, c) EFH-100 heute, d) EFH-150 heute e) EFH-30 2030, f) EFH-60 2030, g) EFH-100 2030, h) EFH-150 2030, i) EFH-30 2050, j) EFH-60 2050, k) EFH-100 2050, l) EFH-150 2050

Da der Erfüllung der thermischen Behaglichkeit eine höhere Priorität als der Erfüllung der Netzrestriktionen zukommt, verhindert der HH-CC eine solche Verletzung. Aus den ge-

nannten Gründen führt die restriktionsorientierte Betriebsweise gleich der wärmegeführten Betriebsweise zu Grenzwertverletzungen bei den Untersuchungen der Gebäude EFH-100 und EFH-150 im Szenario 2050.

## 14.6 Mathematische Herleitungen

### 14.6.1 Berechnung des Leistungsfaktors des Photovoltaik-Wechselrichters

Die Kennlinie des Leistungswinkels von Photovoltaik-Wechselrichtern ist oberhalb 50% der Bemessungsleistung durch zwei Punkte wie folgt definiert. Als Annahme gilt, wie in der Dimensionierung dieser Arbeit vorausgesetzt, dass die Bemessungsscheinleistung des Wechselrichters der Bemessungswirkleistung entspricht.

$$S_{r,WR} = P_{r,WR} \quad (14.6-1)$$

Somit ergeben sich die beiden Punkte der Geraden nach Gleichung (14.6-2).

$$\cos \varphi (P_{WR,AC} = 0,5 \cdot S_{r,WR}) = 1 \quad (14.6-2a)$$

$$\cos \varphi (P_{WR,AC} = S_{r,WR}) = \cos \varphi (P_{r,WR}) \quad (14.6-2b)$$

Der Leistungswinkel bei Bemessungswirkleistung ist nach AR-N-4105 für bestimmte Leistungsklassen definiert. Auf die Höhe des Leistungswinkel wird deshalb hier nicht genauer eingegangen. Nach Aufstellung und Lösung des linearen Gleichungssystems ergibt sich der Leistungsfaktor zu Gleichung (14.6-3).

$$\cos \varphi (P_{WR,AC}) = (2 \cdot \cos \varphi (P_{r,WR}) - 2) \cdot \frac{P_{WR,AC}}{S_{r,WR}} + 2 - \cos \varphi (P_{r,WR}) \quad (14.6-3)$$

### 14.6.2 Berechnung der maximalen Wirkleistungsabgabe des Photovoltaik-Wechselrichters

Bei rechnerischer Überschreitung der Bemessungsscheinleistung des Wechselrichters nach Berücksichtigung der Blindleistungsabgabe muss die tatsächliche Wirk- und Blindleistungsabgabe des Wechselrichters unter Einhaltung der Betriebsgrenzen sowie des entsprechenden Leistungsfaktors berechnet werden. Grundsätzlich gilt Gleichung (14.6-4).

$$S_{WR,AC}^2 = P_{WR,AC}^2 + Q_{WR,AC}^2 \quad (14.6-4)$$

Ebenso gilt für die Berechnung der Blindleistung bezogen auf die Wirkleistung und den Leistungsfaktor Gleichung (14.6-5).

$$Q_{\text{WR,AC}} = P_{\text{WR,AC}} \cdot \tan(\arccos(\cos \varphi(P_{\text{WR,AC}}))) \quad (14.6-5)$$

Durch Einsetzen von Gleichung (14.6-5) und Gleichung (14.6-3) in Gleichung (14.6-4) ergibt sich das Quadrat der Scheinleistungsabgabe des Wechselrichters zu Gleichung (14.6-6).

$$S_{\text{WR,AC}}^2 = P_{\text{WR,AC}}^2 + \left( P_{\text{WR,AC}} \cdot \tan \left( \arccos \left( \left( 2 \cdot \cos \varphi(P_{\text{r,WR}}) - 2 \right) \cdot \frac{P_{\text{WR,AC}}}{S_{\text{r,WR}}} + 2 - \cos \varphi(P_{\text{r,WR}}) \right) \right) \right)^2 \quad (14.6-6)$$

Die Auflösung der Gleichung (14.6-6) nach der Wirkleistung des Wechselrichters ergibt zwei Lösungen, von denen nur eine physikalisch richtig ist. Für die Scheinleistung wird aufgrund des Erreichens der Betriebsgrenze des Wechselrichters die Bemessungsscheinleistung eingesetzt. Somit gilt für die Berechnung der maximalen Wirkleistungsabgabe des Wechselrichters unter Beachtung des Leistungswinkels und der Bemessungsscheinleistung Gleichung (14.6-7).

$$P_{\text{WR,AC,max}} = - \frac{2 \cdot S_{\text{r,WR}} - S_{\text{r,WR}} \cdot \cos \varphi(P_{\text{r,WR}})}{2 \cdot \cos \varphi(P_{\text{r,WR}}) - 3} \quad (14.6-7)$$

## 14.7 Berechnung der Preisstufen des Wärmestromtarifes

Die Zusammensetzung der einzelnen Preisbestandteile der Preisstufen des Wärmestromtarifes zeigt Tabelle 14.5. Für die Kostenbestandteile Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge sowie Nettonetzentgelt inkl. Abrechnung sind zudem die bezogenen Werte relativ zu Preisstufe 4 angegeben. Diese entspricht der Zusammensetzung des Tarifes für HH-Strom. Die relative Auftrittshäufigkeit der Preisstufen beträgt je 25 % bezogen auf ein Jahr.

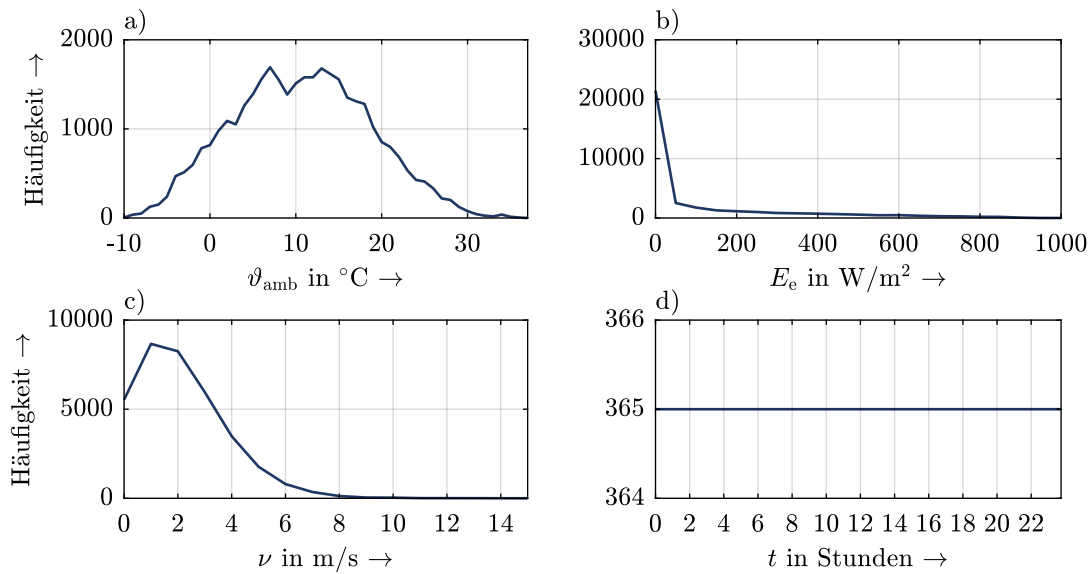


Tabelle 14.5: Preisbestandteile der Preisstufen des Wärmestromtarifes

Preisbestandteil	Preisstufe 1		Preisstufe 2		Preisstufe 3		Preisstufe 4	
	absolut €/kWh	bezogen %	absolut €/kWh	bezogen %	absolut €/kWh	bezogen %	absolut €/kWh	bezogen %
Energiebeschaffung,	0.00	0	1.03	30	1.71	50	3.42	100
Vertrieb und Marge	0.30	10	0.90	30	2.10	70	3.00	100
Nettonetzentgelt inkl. Abrechnung	0.70	10	2.10	30	4.89	70	6.99	100
Entgelte für Messung inkl. Messstellenbetrieb	0.32		0.32		0.32		0.32	
Konzessionsabgabe	1.62		1.62		1.62		1.62	
Umlage nach EEG	6.88		6.88		6.88		6.88	
Umlage nach KWKG	0.44		0.44		0.44		0.44	
Umlage nach § 19 StromNEV	0.39		0.39		0.39		0.39	
Umlage OffshoreHaftung	0.03		0.03		0.03		0.03	
Umlage nach § 18 AbLaV	0.01		0.01		0.01		0.01	
Stromsteuer	2.05		2.05		2.05		2.05	
Umsatzsteuer	2.40		2.98		3.87		4.77	
Summe	15.09		18.69		24.26		29.86	

## 14.8 Häufigkeitsverteilungen der Wetterdaten

Abbildung 14.5 stellt die Häufigkeitsverteilung des Auftretens der Ausprägungen der Wettergrößen Außentemperatur, solare Strahlung und Windgeschwindigkeit sowie der Tageszeiten im verwendeten Testreferenzjahr dar.



**Abbildung 14.5:** Auftrittshäufigkeit der Werte der a) Außentemperatur, b) solaren Strahlung, c) Windgeschwindigkeit und d) Tageszeit des Testreferenzjahres

## 15 Extended Abstract

### 15.1 Introduction

Based on the findings and experiences on the global climate change, an enormous transition in energy and climate policy takes place within the European Union (EU). The new political line leads to an energy turnaround on the generation side, where conventional power plants are replaced by renewable generation units. On the consumption side the building sector undergoes a change of replacing conventional heating systems by heat pumps (HP). Both the electricity and the thermal sector have to face changes in terms of energy efficiency and new supply structures like the cellular approach. Despite that, in a system mainly supplied by renewables, a huge and diverse amount of flexibility is needed for energy balancing and other application purposes.

Therefore this thesis discusses the use of HP and storage systems as flexibilities in the context of the cellular approach. For this purpose, the flexibility potential of combined HP storage systems is analysed and evaluated with three levels of detail. The first considers only the HP, the thermal storage and thermal loads for an analysis of the general potential. Based on that, investigations on combined HP storage systems in the context of a household (HH)-cell as an energetic unit, followed by investigations for a low voltage (LV)-grid cell context are made. Detailed models are used to illustrate the flexibility behaviour of the energy-converters and storage systems as well as their control mechanisms. Those are analysed and evaluated based on time series simulations.

The central question to be answered in this thesis is: *Can heat pumps with storage systems contribute to the success of the energy turnaround as a source for flexibility and what are the boundary conditions for the use of heat pumps with thermal storage?*

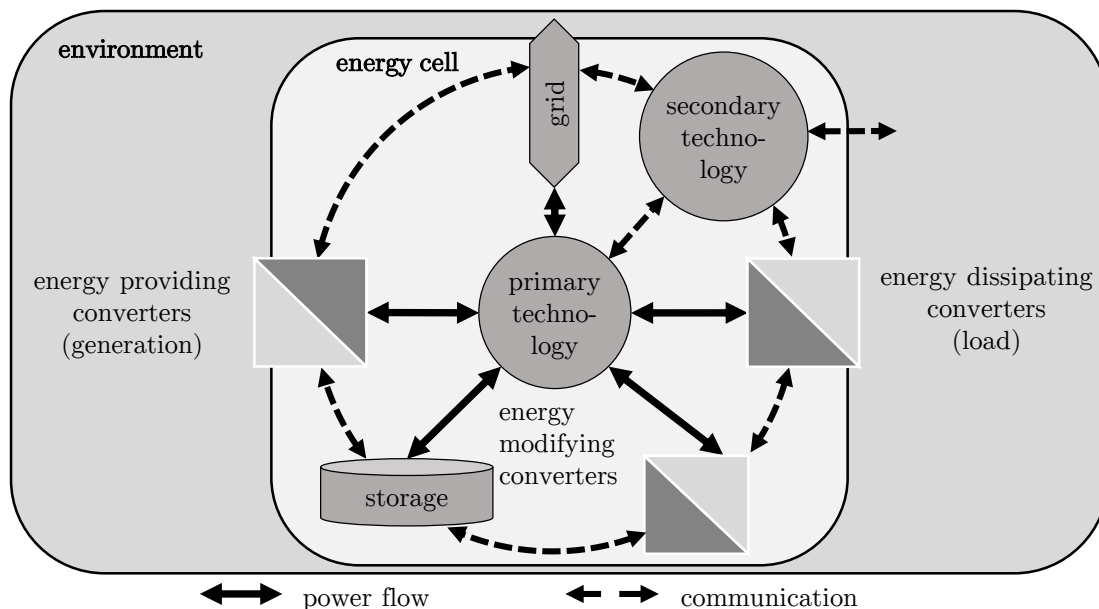
To answer this question the following three sub-questions are posed.

- What contribution can HP storage systems make as cell balancing sources?
- What restrictions must be considered for the additional flexible use of HP?
- What are the effects of a non-heat-driven operation on the distribution grids?

## 15.2 Basics and state of the art

The installed capacity of renewable generation units in the German electricity grid already exceeds the peak load. The renewable generation capacity will even rise further in the future. Most of these generation units are installed at distribution grid level. For example, 98 % of the installed photovoltaic (PV) capacity is installed at LV-grid level. On the demand side, 33 % of the total final energy demand can be attributed to building based thermal applications. Due to the energy transition, heat pumps and electric cars are added as new loads to the electricity grid. New concepts and structures for energy distribution as well as new sources of flexibility have to be taken into account, as significant changes are occurring in both, supply and demand structures.

One possible concept for a future energy system is described by the cellular approach. In this concept energy cells including different types of converters try to balance themselves and in addition provide flexibility to the next higher cell level (see Figure 15.1). Those flexibilities can be used for different purposes like energy balancing, energy trading or congestion management. Within this thesis, the HP in combination with a water tank as a thermal storage is used for providing positive and negative flexibility. The basic dimensioning of the thermal system follows the state of the art design criteria for a bivalent operation mode.



**Figure 15.1:** Basic structure of the cellular approach

### 15.3 System definition and modelling

Concepts and models of the energy cells and their components are needed as a basis for the subsequent considerations. Therefore, a general definition of energy cells at two levels is made; At household level within the framework of a building as well as LV-grid level. A LV-grid cell can basically contain any number of HH-cells. For the individual cell components, i.e. energy converters and storage systems, models are created to map their behaviour. As energy dissipating converters household loads, the HP system including their thermal storages and electric cars are part of the modelling. Regarding the HP storage system a detailed simulation of the thermal load of the building is carried out by means of a dynamic time series simulation for four building types of different ages representing different energy requirements. In addition, detailed information about the dimensioning of the HP system and the various possible modes of operation is provided. The different modes of operation represent diverse flexibility call-offs including a market call-off and two types of call-offs for energy balancing, at HH-cell and at LV-cell level, in addition to the classical heat driven mode of operation. As energy providing converters only PV are considered as part of the modelling. Furthermore, battery storage systems are taken into account as additional storages. In addition, models are used to simulate the electricity tariff, the low-voltage grids and the controllers of the energy cells.

### 15.4 Flexibility potential of heat pump storage systems

Based on the models of thermal loads, HP and thermal storages, an extensive consideration of the general flexibility potential is addressed, varying the dimensioning of the components of the combined HP storage systems. The consideration of heating and cooling requirements indicate, that the greatest potential for flexibility is within the ambient temperature range between 0 °C and 15 °C. Within this range there is a demand for heat and in addition the maximum thermal power output of the HP exceeds the heating load of the building. Due to the low cooling demand, the potential at high ambient temperatures is rather small. The daytime distribution of the average heating load shows a potential for shifting the thermal energy supply from the morning hours towards noon. Related to the solar irradiance a negative correlation to the heating demand and thus to the flexibility potential is quantifiable. However there is no clear correlation between the wind speed and the heating demand. The same applies to the domestic hot water demand, which shows a daily cyclic pattern, only.

The consideration of the maximum as well as the average increaseable and decreaseable power of the HP shows a strong temperature dependence of the flexibility provision. Thus, not only the average power, which directly depends on the ratio between the thermal power requirement and the thermal power supply, shows a strong dependence on the ambient temperature. Even the maximum switchable power of the HP can not be regarded as constant in relation to the ambient temperature. The same applies to the switch-on and switch-off times, which have contrary behaviour in terms of the ambient temperature. They both depend on the heating demand as well as the thermal power surplus of the HP in comparison to the heating load of the building. With a dimensioning of the HP storage system according to classical design criteria, switch-off times of 6 hours and more and switch-on times of 4 hours and more can be realised in the relevant temperature range.

## **15.5 Balancing ability and flexibility calls of heat pumps at household level**

The analysis of the ability for energy balancing and the flexibility call of HP at HH-cell level show, that HP can have a significant contribution as a source for flexibility. Depending on the mode of operation, the energy exchange of HH-cells with PV generation can thus be minored and the self-consumption rate can be increased. Even if the ambient temperature-related average power consumption of the HP is influenced by the modes of operation to a low extent only, the realisable load shifts regarding the time of the day are considerable. Depending on the mode of operation and the cell configuration, a time shift of the annual electrical energy demand of the HP between 58 % and 65 % can be achieved through flexibility calls. With regard to the flexibility-related call times, the selected dimensioning of the HP storage system can be considered as sufficient for the evaluated modes of operation. By means of the electricity price-oriented mode of operation, an utilisation of the favourable price levels of the selected tariff is realised. The network operation mode of the HP contributes to a reduction of the peak load at the grid connection point of the HH-cell in comparison to heat-controlled operation. Nevertheless, all flexibility-driven operating modes enormously reduce the efficiency of the HP due to the storage-related higher heat sink temperatures and higher losses of the thermal storage. With the given tariff, this results in higher costs due to the provisioning of flexibility compared to the heat-driven operation, despite the utilization of favourable price levels and the increase of PV self-consumption. The selected price spread is therefore not sufficient to compensate the efficiency losses, due to the flexibility usage.

## 15.6 Balancing ability and flexibility calls of heat pumps at low voltage grid level

Investigations at the LV-cell level have also shown that the flexible use of HP is possible. Thus, the HP can also be used in the LV-cell context as a means for energy balancing as well as for providing market flexibility. Referring to the entire LV-cell, a shift 31 % to 58 % of the annual electrical energy demand of HP can be realized by flexibility calls. However, the effects of the flexibility calls on the efficiency of the HP lead to higher costs in comparison to the heat-driven operation, despite the usage of favourable price levels as well as a higher self-consumption rate.

Due to the higher simultaneity of the HP operation based on the flexibility calls in comparison to the heat-driven mode of operation, higher loadings in the LV grids are detected. This is also the case for the grid-oriented mode of operation. However, limit violations in the LV grid can not be avoided completely, even if a special control mode is used for this purpose. The reason is the high HP power demand in buildings with poor thermal insulation. In addition, the enormous reactive power requirement of the HP causes a high grid loading. Consequently a purely active power balancing mode of HP operation is not capable to avoid limit violations.

## 15.7 Summary and outlook

In summary, the questions posed at the beginning can be answered as follows:

1. *What contribution can HP storage systems make as cell balancing source?*

HP storage systems can make a considerable contribution to the energy balancing of HH-cells, LV-cells or in the market context. A reduction of the maximum load and the feed-in power by HP storage systems is only possible to a limited extent, due to high simultaneities at very low ambient temperatures and the low heat demand at high ambient temperatures.

2. *What restrictions must be considered for the additional flexible use of HP?*

In addition to the design of the HP storage system, the greatest influencing factor is the ambient temperature as it influences both, the demand side as well as the possible heat supply of the HP. Thus, the ambient temperature represents the decisive restriction for the general flexibility potential, when grid congestions are neglected. In addition, a possible

flexibility call should always be considered in its chronological context, since the preceding usage of the HP has an influence on the current flexibility as well as on the future flexibility provision.

3. *What are the effects of a non-heat-driven operation on the distribution grids?*

The non-heat-driven usage of HP storage systems has effects on the energy cells as part of the distribution grid as well as on the distribution grid itself. Thus, the flexibility of the HP storage system influences the overall efficiency of the HP to a considerable extent and leads to a considerable increase in the electrical power demand. Due to the higher simultaneity resulting from the flexibility calls, the flexible use can lead to an additional grid loading.

In conclusion, the following two core statements can be made to the central question of this work.

- I) In the context of the cellular approach, HP storage systems can make a contribution as a flexibility source to achieve a successful energy turnaround!
- II) The boundary conditions to be considered when using HP storage systems as flexibility are versatile and require a closer look, depending on the purpose of the flexibility call! The decisive factors are the ambient temperature, the chronological context, the grid and the economic feasibility.

For future research the following six questions should serve as suggestions.

- What is the overall potential for a high penetration of HP storage systems in terms of the different uses of flexibility and what effects on the market are to be expected?
- How can the flexibility requirements of the different flexibility purposes be quantified and what is the resulting need for flexibility?
- How and to what extent can different purposes of flexibility usage of HP storage systems be brought in line?
- What are possible ways of financial compensation for the flexibility of HP storage systems and what are the costs to be paid, in order that the use of flexibility pays off?
- What contribution can latent heat storages make to avoid efficiency losses of the HP and to improve the cost-effectiveness of a flexible usage of the HP storage system?
- To what extent can reactive power compensation help improving the integration of HP and the flexible use of HP storage systems?



## 16 Studentische Arbeiten

Im Rahmen dieser Dissertation sind folgende studentische Arbeiten entstanden:

- Bahlo, Jonas; Webler, Dennis: Zusammensetzung und Entstehung des Strompreises in Deutschland. Studienprojekt, 2015
- Schöne, Marco; Wienand, Marius: Test und Weiterentwicklung eines Tools zur Kraftwerks- und Speichereinsatzplanung. Studienprojekt, 2015
- Stemler, Lukas; Busch, Simon: Studien- und Forschungsübersicht zur Verwendung von Wärmepumpen und thermischen Speichern zur Unterstützung eines zukünftigen Energiesystems. Studienprojekt, 2016
- Manocheri, Keyvan: Status quo der Wärmepumpe - Zahlen, Daten und Fakten. Forschungsprojekt, 2016
- Schegeftfard, Adel: Studienvergleich des EE-Ausbaus für ganz Deutschland und die Metropolregion Rhein-Neckar, Studienprojekt, 2016
- Nau, Nicolas: Entwicklung eines Tools zur Synthese von Haushaltslastzeitreihen. Diplomarbeit, 2016
- Radhwan, Alwan; Athab, Salwan: Metastudie - Elektrische Lasten privater Haushalte. Studienarbeit, 2016
- Pfister, Martin: Untersuchung und Optimierung zellularer, speicherbasierter Flexibilitätsoptionen in Ortsnetzen. Diplomarbeit, 2016
- Gaag, Sebastian: Weiterentwicklung einer Schnittstelle zur Steuerung von PSS Sincal zur Zeitreihensimulation mit automatisierter Auswertung. Bachelorarbeit, 2016
- Wang, Jie: Entwicklung und Test einer Sincal-Matpower Schnittstelle zum Performancevergleich der Lastflussrechnung. Bachelorarbeit, 2016
- Hilbrecht, Tim: Laufzeitoptimierung von Zeitreihensimulationene durch Reduktion von Instanzen. Bachelorarbeit, 2016
- Mohseni, Nasratullah: Load Forecasting and Modelling. Seminararbeit, 2016.

- Schiffer, Christian: Einsatzstrategien von Wärmepumpen und deren Auswirkungen auf NS-Netze. Diplomarbeit, 2017
- Ritthaler, Jochen: Entwicklung und Evaluierung einer möglichen Umsetzung des Zellularen Ansatzes auf Haushaltsebene. Masterarbeit, 2018
- Bahlo, Jonas: Ausgestaltung eines lokalen Flexibilitätsmarktes im Rahmen des BDEW Ampelkonzeptes. Forschungsprojekt, 2018
- Mohammadi, Sara: Demand Side Integration Architecture for low voltage smart grids. Projekt Energietechnik, 2018

## 17 Lebenslauf

### **Persönliche Daten**

---

Name	Stephan Eduard Arno Röhrenbeck
Geburtsort	Worms

### **Akademischer Werdegang**

---

07/2015 - 06/2019	Doktorand am Lehrstuhl für Energiesysteme und -management der Technischen Universität Kaiserslautern
08/2011 - 01/2012	Auslandssemester an der Linköpings Universitet
10/2007 – 04/2014	Diplomstudium der Wirtschaftswissenschaften an der Technischen Universität Kaiserslautern
08/1997 - 03/2006	Allgemeine Hochschulreife am Karolinen-Gymnasium Frankenthal (Pfalz)

