

**Dezentrale Flexibilitätsoptionen und ihr Beitrag zum Ausgleich  
der fluktuierenden Stromerzeugung Erneuerbarer Energien**

Der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

der Technischen Universität Dortmund

vorgelegte

**Dissertation**

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

von

Dipl.-Wirt.-Ing. Stefan Kippelt

Dortmund, 2017

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr. Christoph Weber

Tag der mündlichen Prüfung: 15.11.2017



# Kurzfassung

Die Flexibilität der elektrischen Leistung ist eine wesentliche Eigenschaft elektrischer Energiesysteme, die zum Ausgleich absehbarer oder unvorhergesehener Schwankungen von Stromerzeugung und -verbrauch benötigt wird. Durch den steigenden Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung entsteht somit auch ein erhöhter Bedarf an betrieblicher Flexibilität. Zeitgleich sorgt der Rückbau konventioneller Kraftwerke zu einem verminderten Flexibilitätsangebot, wodurch zukünftig die Erschließung neuer Quellen betrieblicher Flexibilität notwendig wird. Neben weiteren Technologien stellen dezentrale Flexibilitätsoptionen eine aussichtsreiche Flexibilitätsquelle dar. Im Rahmen dieser Arbeit wird zunächst gezeigt, wie sich die nutzbare Flexibilität dezentraler Technologien ermitteln lässt. Anhand eines Simulationsszenarios für das Energiesystem im Jahr 2035 kann anschließend demonstriert werden, welchen Beitrag diese zum Ausgleich einer zunehmend fluktuierenden Stromerzeugung leisten können. Der flexible Betrieb dieser Anlagen bewirkt jedoch auch eine signifikante Veränderung der Leistungsflüsse im Verteilnetz. Im zweiten Teil dieser Arbeit wird daher untersucht, welche Wechselwirkungen zwischen der Nutzung von Flexibilitätsoptionen und der Belastungssituation der Verteilnetze besteht.

## Abstract

In electrical power systems, operational flexibility is crucial for the balancing of long- and short-term as well as foreseen and unforeseen imbalances between load and generation. Due to the increasing share of fluctuating renewable power generation in the European power system, the demand for flexibility is going to increase in the coming years. At the same time, the dismantling of conventional power plants leads to a shortfall of today's main flexibility providers. Accordingly, new sources of flexibility become necessary. Amongst others, distributed flexibility options represent a promising technology for the future provision of operational flexibility. In this thesis, a novel approach for the analysis of several subtypes of distributed flexibility options is developed. The model implies stochastic varieties in dimensioning and usage of flexibility options and is capable of considering constrained capacities of the distribution grid. A case study of the German power system in 2035 further emphasizes the practical benefit of the developed approach. The change in the operational behavior also affects the planning and operation of distribution grids. However, an analysis of numerous real distribution grids shows that grid restrictions have only minor effects on the flexibility potential of distributed flexibility options.





# Vorwort

Diese Arbeit entstand begleitend zu meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie<sup>3</sup>) an der TU Dortmund. Hier erlebte ich eine ausgesprochen offene, freie und kommunikative Atmosphäre, die zusammen mit der Hilfs- und Diskussionsbereitschaft meiner Kolleginnen und Kollegen wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen hat. Großer Dank gilt speziell auch Prof. Dr. Christian Rehtanz, sowohl für die Betreuung dieser Arbeit als auch für das große Vertrauen in seine Mitarbeiter.

Herr Prof. Dr. Christoph Weber danke ich für die intensive Auseinandersetzung mit meiner Arbeit sowie viele Jahre erfolgreicher Zusammenarbeit.

Ebenso möchte ich den Projektpartner des Forschungsprojektes „Die Stadt als Speicher“ danken. Die effiziente und freundschaftliche Arbeitsatmosphäre sowie der breite Wissensaustausch waren für mich zugleich lehrreich und äußerst motivierend.

Ganz besonders danke ich auch meiner Familie, die mich unentwegt aufforderten, ihnen doch endlich mal die erste Version zur Korrektur vorzulegen und so nicht nur zur Lesbarkeit dieses Dokumentes sondern auch erheblich zur Einhaltung meines Zeitplans beitrugen.

„Wir suchen niemals die Dinge, sondern die Suche nach ihnen.“

Blaise Pascal (1623 - 1662)



# Inhaltsverzeichnis

<b>Kurzfassung .....</b>	<b>III</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>III</b>
<b>Inhaltsverzeichnis .....</b>	<b>VII</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>1</b>
1.1 Zielsetzung .....	3
1.2 Struktur der Arbeit .....	4
<b>2 Grundlagen einer flexiblen Energieversorgung .....</b>	<b>7</b>
2.1 Flexibilität und Flexibilitätsoptionen .....	7
2.1.1 Flexibilitätsbedarf im elektrischen Energiesystem.....	8
2.1.2 Flexibilitätsoptionen im elektrischen Energiesystem.....	9
2.1.3 Dezentrale Flexibilitätsoptionen.....	13
2.1.4 Flexibilität und Flexibilitätspotenzial.....	16
2.2 Methoden der Untersuchung von Flexibilität .....	18
2.2.1 Theoretisches und technisches Potenzial.....	18
2.2.2 Technisch nutzbares Potenzial.....	18
2.2.3 Flexibilitätseinsatz im Verteilnetz.....	20
2.3 Untersuchungen zu Flexibilitätsbedarf und -optionen.....	21
2.3.1 Systemstudien auf nationaler und europäischer Ebene .....	21
2.3.2 Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz .....	22
2.4 Zusammenfassung und Abgrenzung der Themenstellung.....	24
<b>3 Modellierung dezentraler Flexibilitätsoptionen.....</b>	<b>27</b>
3.1 Flexibilität als Einsatzplanungsproblem .....	27
3.1.1 Optimierungsziel Energiehandel .....	29
3.1.2 Blockheizkraftwerke.....	30
3.1.3 Heizkessel .....	33
3.1.4 Wärmepumpen .....	33
3.1.5 Thermische Speicher .....	37
3.1.6 Elektrische Wärmeerzeugung.....	40
3.1.7 Elektrofahrzeuge.....	41
3.1.8 Flexible Haushaltslasten .....	43
3.1.9 Elektrochemische Energiespeicher.....	44
3.1.10 Elektrische Bilanz .....	47
3.1.11 Thermische Bilanz .....	48
3.1.12 Weitere Nebenbedingungen .....	49

3.2	Berücksichtigung begrenzter Netzkapazitäten.....	50
3.2.1	Leistungsflussrechnung und Netzsensitivitäten .....	51
3.2.2	Sensitivitätsbasierte Netzrandbedingungen.....	53
3.2.3	Quotenbasierte Netzrandbedingungen.....	54
3.3	Umsetzung und Implementierung.....	56
3.3.1	Kombination von Anlagentypen.....	56
3.3.2	Rollierender Optimierungshorizont.....	57
3.3.3	Implementierung und Lösung.....	58
<b>4</b>	<b>Dimensionierung und Nutzung dezentraler Flexibilitätsoptionen .....</b>	<b>59</b>
4.1	Nutzung und Auslegung flexibler Heizungssysteme.....	59
4.1.1	Heizwärmebedarf.....	60
4.1.2	Wärmebedarfsprofil.....	61
4.1.3	Nutzung von Trinkwarmwasser.....	74
4.1.4	Systemparameter von Heizungssystemen .....	77
4.1.5	Dimensionierung von Heizungssystemen .....	81
4.2	Simulation des Nutzerverhaltens .....	92
4.2.1	Nutzungsverhalten von Elektrofahrzeugen .....	92
4.2.2	Nutzung flexibler Haushaltslasten.....	95
4.2.3	Dimensionierung von Solarstromspeichern .....	97
4.3	Bestimmung des ungesteuerten Betriebsverhaltens.....	99
4.3.1	BHKW und Spitzenlastkessel.....	100
4.3.2	Wärmepumpen.....	101
4.3.3	Elektrospeicherheizungen.....	101
4.3.4	Elektrofahrzeuge.....	102
4.3.5	Flexible Haushaltslasten .....	103
4.3.6	Betriebsverhalten von Solarstromspeichern .....	103
4.4	Zusammenfassung.....	106
<b>5</b>	<b>Dezentrale Flexibilitätsoptionen im zukünftigen Energiesystem .....</b>	<b>109</b>
5.1	Szenariorahmen für das Jahr 2035 .....	110
5.1.1	Berücksichtigung lokaler Wetterzeitreihen .....	111
5.1.2	Zukünftiger Bestand flexibler Anlagen.....	114
5.2	Das stochastische Simulationsverfahren.....	117
5.3	Bestimmung des ungesteuerten Betriebsverhaltens.....	119
5.3.1	Ungesteuertes Betriebsverhalten von Flexibilitätsoptionen.....	119
5.3.2	Einfluss auf die Residuallast.....	122
5.4	Beitrag zum Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung.....	124
5.4.1	Vorgehen zur Betriebsoptimierung .....	124
5.4.2	Simulationsergebnisse .....	126
5.4.3	Ergebnisse nach Flexibilitätsoptionen.....	132

---

5.4.4	Flexibilität und Speicherkapazität .....	137
5.5	Zusammenfassung.....	141
<b>6</b>	<b>Wechselwirkungen mit dem Verteilnetz.....</b>	<b>145</b>
6.1	Flexibilitätsoptionen in der Netzplanung.....	145
6.1.1	Vorgehen zur Bestimmung von Gleichzeitigkeitsfunktionen .....	147
6.1.2	Gleichzeitigkeit von Flexibilitätsoptionen .....	148
6.1.3	Berücksichtigung in der Netzplanung .....	150
6.2	Flexibilitätseinsatz unter Berücksichtigung begrenzter Netzkapazitäten .	151
6.2.1	Untersuchte Verteilnetze .....	152
6.2.2	Innovative Planungsgrundsätze für Verteilnetze.....	153
6.2.3	Vorgehen zur Netzanalyse.....	157
6.2.4	Einfluss auf die nutzbare Flexibilität.....	162
6.3	Zusammenfassung.....	164
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick.....</b>	<b>167</b>
7.1	Zusammenfassung.....	167
7.2	Diskussion der verwendeten Methodik.....	169
7.3	Ausblick .....	172
	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>175</b>
	<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>189</b>
	<b>Anhang A: Bereitstellung von Regelleistung.....</b>	<b>193</b>
A.1	Prämissen der Modellierung.....	193
A.2	Leistungsreserve.....	194
A.3	Arbeitsreserve.....	195
A.4	Zielfunktion .....	198
	<b>Anhang B: Sperrzeiten für Wärmepumpen .....</b>	<b>199</b>
	<b>Anhang C: Verwendete Simulationsparameter .....</b>	<b>201</b>
	<b>Anhang D: Wissenschaftlicher Tätigkeitsnachweis.....</b>	<b>203</b>



# 1 Einleitung

Die Notwendigkeit einer deutlichen Reduktion der globalen Treibhausgasemissionen führt aktuell zu einem fundamentalen Umbruch im deutschen und europäischen Energiesystem. Dabei steht insbesondere die Erhöhung des Anteils erneuerbarer und weitestgehend CO<sub>2</sub>-neutraler Stromerzeuger im Fokus des technologischen und gesellschaftlichen Wandels. Im Rahmen der sog. Energiewende konnte der Anteil erneuerbarer Stromerzeugung am Nettostromverbrauch in Deutschland bereits von 6,6 % im Jahr 2000 auf 29 % im Jahr 2015 gesteigert werden [1]. Die aktuellen politischen Ziele sehen die Fortschreibung dieser Entwicklung bis hin zu einem Anteil von 80 % im Jahr 2050<sup>1</sup> vor.

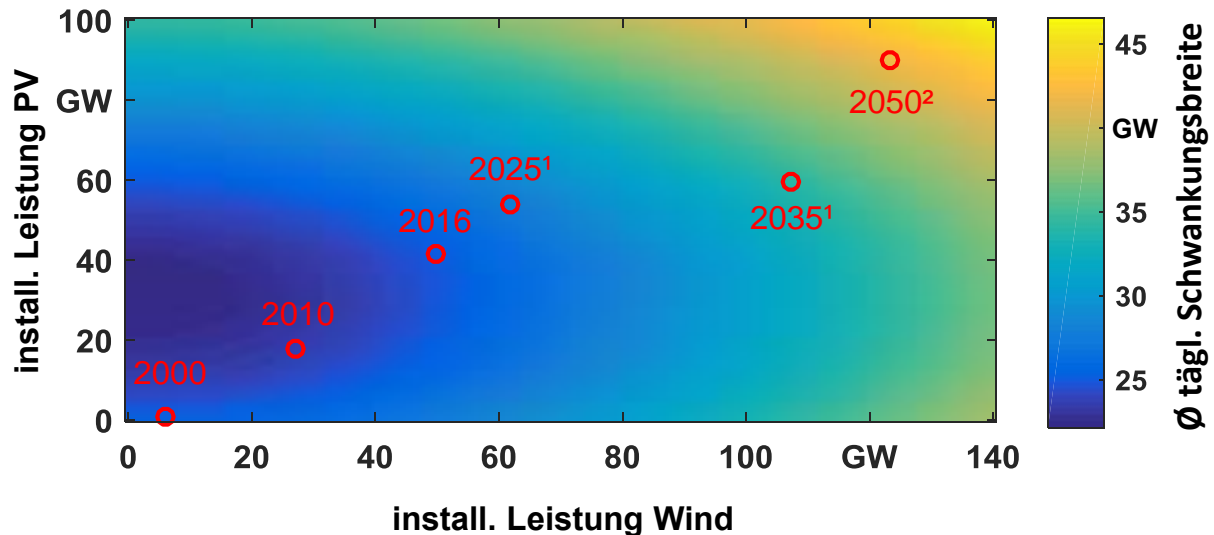
Der steigende Anteil fluktuierender Stromerzeuger, also Erzeuger, deren Stromproduktion direkt vom Dargebot von z. B. Wind oder solarer Einstrahlung abhängig ist, stellt das elektrische Energiesystem vor große Herausforderungen. Neben vielfältigen Themenstellungen, die etwa den Ausbau des Transportnetzes oder die Refinanzierung von Kraftwerksinvestitionen umfassen, stellt vor allem der kurz- und langfristige Ausgleich zwischen fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung und dem elektrischen Energiebedarf eines der grundlegenden Handlungsfelder des zukünftigen Energiesystems dar. Da die Energiebilanz in elektrischen Energiesystemen zu jedem Zeitpunkt vollständig ausgeglichen sein muss, führen die nicht beeinflussbaren Schwankungen von speziell Windenergie- und PV-Anlagen zu einem erhöhten Flexibilitätsbedarf. Dieser muss von den übrigen Teilnehmern des Stromversorgungssystems erbracht werden. Aktuell wird diese Flexibilität zum Großteil von meist fossil betriebenen Kraftwerken und (Pump-)Speicherwerken erbracht. Durch den zunehmenden Anteil volatiler Einspeisung ist zu erwarten, dass der Flexibilitätsbedarf im deutschen Stromversorgungssystem in den nächsten Jahren weiter ansteigt. Diese Entwicklung wird durch Abbildung 1-1 verdeutlicht, die den Verlauf des Flexibilitätsbedarfs anhand der durchschnittlichen täglichen Schwankungsbreite der Residuallast<sup>2</sup> darstellt. Während sich im bisherigen Verlauf der Energiewende die durchschnittliche Schwankungsbreite nur geringfügig verändert hat und durch den Zubau von PV-Anlagen zeitweise sogar reduzierte, wird sich in Zukunft ein deutlich verändertes Anforderungsprofil an die Stromversorgung ergeben. Zusätzlich werden sich neben der hier dargestellten täglichen Schwankungsbreite auch erhöhte Anforderungen an die benötigten Leistungsgradienten und die Regelleistung ergeben.

---

<sup>1</sup> 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

<sup>2</sup> Die Residuallast bezeichnet die Netzlast abzüglich der nicht beeinflussbaren fluktuierenden Einspeisung und muss durch konventionelle Kraftwerke oder auch Speichertechnologien gedeckt werden.

Der steigende Anteil erneuerbarer Stromerzeugung sorgt zusätzlich für den Wegfall konventioneller Kraftwerkskapazität, die bislang einen Großteil der benötigten Systemflexibilität bereitstellt. Die Zunahme des Flexibilitätsbedarfs erfolgt somit zeitgleich mit dem Wegfall eines Großteils der bisherigen Flexibilitätserbringer.



**Abbildung 1-1:** Veränderung der durchschnittlichen täglichen Schwankungsbreite der Residuallast in Abhängigkeit der installierten Windenergie- und PV-Leistung<sup>3</sup>.

Die Kombination dieser Entwicklungen kann als bevorstehende *Flexibilitätslücke* aufgefasst werden, für deren Behebung jedoch eine Vielzahl von Technologien infrage kommt. Dazu zählen hochflexible Kraftwerke, Stromspeicher, die Nutzung sektorenübergreifender Speichertechnologien oder das sog. Lastmanagement, welches wiederum einen Sammelbegriff für verschiedene Flexibilitätsoptionen darstellt.

Neben der elektrischen Energieversorgung betrifft dieser technologische Wandel auch weitere Sektoren wie den Wärme- oder Mobilitätssektor. Häufig ist eine Reduktion der Treibhausgasemissionen in diesen Sektoren mit einer zunehmenden Elektrifizierung verbunden. Aktuelle Beispiele für die dadurch entstehende Sektorenkopplung sind die Elektromobilität oder der Einsatz von Wärmepumpen. Viele dieser Anwendungen weisen in ihrem Betriebsverhalten große Freiheitsgrade auf, die wiederum als Flexibilitätsoptionen für das Stromsystem genutzt werden und somit zur Behebung der Flexibilitätslücke beitragen können. Im Rahmen dieser Arbeit wird daher untersucht, welche Flexibilität zukünftig durch den Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen technisch genutzt werden kann.

Der Netzanschluss dieser und auch weiterer Flexibilitätsoptionen erfolgt in vielen Fällen im Verteilnetz. Aus diesem Grund haben sowohl der Ausbau Erneuerbarer

<sup>3</sup> Simulation auf Basis der tatsächlichen Last und Einspeisung des Jahres 2011 ohne Importe und Exporte.  
1) Prognose der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [124], 2) Szenario einer Studie des BMWi [149].



Energien als auch die zunehmende Sektorenkopplung Einfluss auf die Belastungen und den Ausbaubedarf der Verteilnetze. Die Nutzung dezentraler, im Verteilnetz angeschlossener Flexibilitätsoptionen führt jedoch auch zu einem veränderten Betriebsverhalten und somit zu einer veränderten Belastungssituation speziell der unteren Netzebenen. Es bestehen daher Wechselwirkungen zwischen dem Flexibilitätsbedarf des Stromversorgungssystems und der Belastung sowie dem Ausbaubedarf der Verteilnetze. Die Analyse dieser Wechselwirkungen ist ebenfalls Bestandteil dieser Arbeit.

### 1.1 Zielsetzung

Der kurz- und langfristige Energieausgleich stellt eines der Kernprobleme von Energiesystemen mit einem hohen Anteil fluktuierender Stromerzeugung dar und erfordert ein zunehmendes Maß betrieblicher Flexibilität von Stromerzeugern und -verbrauchern. Neben anderen Technologien wie konventionellen Kraftwerken, Stromspeichern oder industriellem Lastmanagement stellen dezentrale Flexibilitätsoptionen eine mögliche Quelle der benötigten Flexibilität dar. In liberalisierten Energiesystemen wird über die zukünftige Realisierung dieser Potenziale im direkten Wettbewerb entschieden. Um jedoch einerseits eine zukunftssträchtige technologische Entwicklung und andererseits einen fairen Wettbewerb zu fördern, ist es wichtig, das technische Potenzial und die Eigenschaften der Flexibilität dieser Technologien zu untersuchen. Dies führt zur ersten Fragestellung, zu deren Beantwortung im Rahmen dieser Arbeit ein Beitrag geleistet werden soll:

Welchen Beitrag können dezentrale Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung Erneuerbarer Energien leisten?

Naturgemäß sind dezentrale Flexibilitätsoptionen in den unteren Netzebenen des Verteilnetzes angeschlossen. Durch die im Rahmen der Energiewende zunehmende dezentrale Einspeisung Erneuerbarer Energien sowie die vermehrte Durchdringung mit neuen Stromanwendungen unterliegt die Versorgungsaufgabe der Verteilnetze grundlegenden Veränderungen. Dies äußert sich bereits heute bspw. in einem verstärkten Netzausbaubedarf der Verteilnetze. Die zusätzliche Nutzung der Flexibilität dezentraler Flexibilitätsoptionen verursacht zwangsläufig auch eine Veränderung der Netznutzung und somit ggf. eine Abweichung von dem in der Netzplanung angenommenen Verhalten. Dies führt zur zweiten Fragestellung dieser Arbeit:

Wie beeinflusst die Teilnahme dezentraler Flexibilitätsoptionen an einem überregionalen Energiemarkt die Belastungssituation deutscher Verteilnetze?

Neben einem unbeschränkten Marktzugang dezentraler Flexibilitätsoptionen bietet sich, begünstigt durch die zunehmende Beobachtbarkeit von Verteilnetzen, die Möglichkeit, den Einsatz von Flexibilität aus dem Verteilnetz auf die verfügbaren Netzkapazitäten zu beschränken. Dadurch kann ein, durch die flexible Nutzung

dezentraler Flexibilitätsoptionen verursachter zusätzlicher Netzausbau vermieden werden. Im Gegenzug wird hierdurch jedoch ggf. auch das nutzbare Flexibilitäts-potenzial begrenzt. Dies führt zur dritten Fragestellung:

Inwiefern wird die verfügbare Flexibilität dezentraler Flexibilitätsop-tionen durch begrenzte Netzkapazitäten im Verteilnetz reduziert?

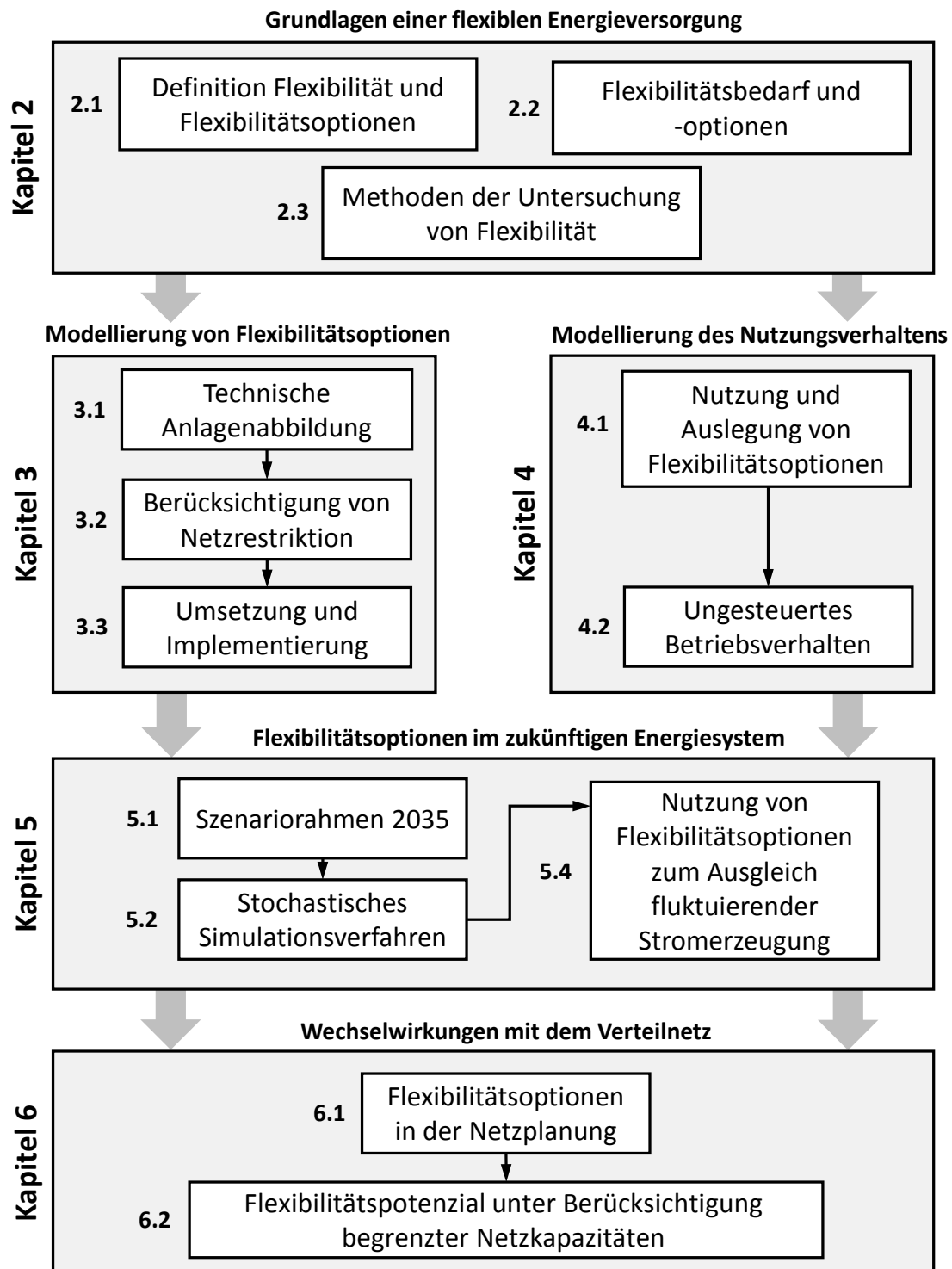
Die zur Beantwortung dieser Fragen verwendete Analyse wird im folgenden Ab-schnitt kurz erläutert.

### 1.2 Struktur der Arbeit

Die Beantwortung der Fragestellungen ist in dieser Arbeit in fünf grundlegende Analyseschritte gegliedert. Diese sind durch die einzelnen Kapitel dieser Arbeit voneinander getrennt und schematisch in Abbildung 1-2 dargestellt.

Zu Beginn wird in Kapitel 2 der Begriff *Flexibilität* im Allgemeinen und anschlie-ßend im Kontext des elektrischen Energiesystems definiert und der Begriff *de-zentraler Flexibilitätsoptionen* eingegrenzt. Um die vorliegende Untersuchung an den aktuellen Stand der Wissenschaft anzuknüpfen, wird anschließend der aktu-elle Kenntnisstand bezüglich Methoden zur Untersuchung von Flexibilität im elektrischen Energiesystem einerseits und jüngsten Erkenntnissen zum Bedarf und den Erbringern von Flexibilität andererseits eingegangen. Dabei steht der Wandel des europäischen und speziell des deutschen Energiesystems im Vorder-grund. Abschließend wird in diesem Kapitel die Themenstellung näher einge-grenzt und in den Kontext der bestehenden Untersuchungen gestellt.

Der methodische Teil dieser Arbeit beginnt in Kapitel 3. In diesem Kapitel wird zunächst ein umfassender Optimierungsansatz für dezentrale Flexibilitätsop-tionen entwickelt. Die Planung des flexiblen Einsatzes dieser Anlagen wird dabei als Optimierungsproblem der mathematischen Programmierung formuliert. Der Simulationsansatz erlaubt dabei eine adaptive Kombination verschiedener Kom-ponenten dezentraler Flexibilitätsoptionen, wodurch eine vielseitige Anwendbar-keit des Modellansatzes erreicht wird. Im zweiten Teil des Kapitels erfolgt eine Erweiterung des Einsatzplanungsproblems um die Möglichkeit der Berücksichti-gung begrenzter Kapazitäten des Verteilnetzes. Basierend auf den Ergebnissen einer Leistungsflussberechnung wird der Einfluss der im Netz befindlichen Fle-xibilitätsoptionen auf die Betriebsgrößen des Verteilnetzes bestimmt. Dadurch kann ermittelt werden, welche Gleichzeitigkeit die betrachteten Flexibilitätsop-tionen aufweisen dürfen, ohne dass es zu Verletzungen der Netzrandbedingungen kommt.



**Abbildung 1-2: Schematische Darstellung der Analyseschritte dieser Untersuchung sowie der zugehörigen Kapitelnummern.**

Um mit Hilfe des in Kapitel 3 entworfenen Modells Aussagen über die Gesamtheit dezentraler Flexibilitätsoptionen im deutschen Energiesystem treffen zu können, werden in Kapitel 4 die Dimensionierung und das Nutzungsverhalten dezentraler Flexibilitätsoptionen untersucht und realitätsnahe Modelle abgeleitet. Besonders Augenmerk fällt dabei auf stochastische Vermischungseffekte, die sich bei Heizungssystemen primär im Heizwärmebedarf und bei stark verhaltensab-

hängigen Flexibilitätsoptionen aus z. B. dem Mobilitätsverhalten ergeben. Die tatsächliche erschließbare Flexibilität ist zudem davon abhängig, wie sich die jeweiligen Flexibilitätsoptionen im ungesteuerten, nativen Betrieb verhalten. Aus diesem Grund wird in diesem Kapitel auch das Vorgehen zur Bestimmung des ungesteuerten Betriebsverhaltens beschrieben.

Die Beantwortung der zentralen Fragestellungen dieser Arbeit erfolgt in den Kapiteln 5 und 6. In Kapitel 5 wird zunächst der Beitrag dezentraler Flexibilitätsoptionen für den Ausgleich Erneuerbarer Energien in Deutschland untersucht. Dazu wird ein iteratives, stochastisches Simulationsverfahren entwickelt und anschließend für ein Szenario des deutschen Energiesystems im Jahr 2035 angewendet. Anhand dieser Simulation kann gezeigt werden, welchen Beitrag dezentrale Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich der deutschen Residuallast leisten können. Anschließend wird die nutzbare Flexibilität der Anlagentypen im Einzelnen analysiert.

In Kapitel 6 wird, aufbauend auf den vorhergehenden Ergebnissen, die Wechselwirkungen zwischen Flexibilitätseinsatz und Verteilnetz analysiert. Dazu wird eine Stichprobe von 100 realen Verteilnetzen der Nieder- und Mittelspannung verwendet und zunächst auf die im Jahr 2035 zu erwartende Belastungssituation angepasst. Dies erfolgt sowohl mittels eines herkömmlichen also auch eines in dieser Arbeit entwickelten innovativen Planungsansatzes für Verteilnetze. Anschließend wird analysiert, wie sich das durch den flexiblen Betrieb veränderte Verhalten der Flexibilitätsoptionen auf die Netzbelastungen auswirkt. Um eine Überschreitung der Betriebsgrenzen der Verteilnetze und den dadurch notwendigen Netzausbau zu vermeiden, ist es möglich, den Flexibilitätseinsatz im Verteilnetz netzbedingt zu begrenzen. Für diesen Fall wird gezeigt, inwiefern dies das nutzbare Potenzial dezentraler Flexibilitätsoptionen einschränkt.

In Kapitel 7 erfolgt abschließend eine Zusammenfassung der entwickelten Methoden und gewonnenen Erkenntnisse dieser Arbeit, gefolgt von einem Ausblick auf den weiteren Forschungsbedarf.

## 2 Grundlagen einer flexiblen Energieversorgung

Der Bedarf und die Erbringung von Flexibilität im Elektrischen Energiesystem sind seit Bestehen der öffentlichen Stromversorgung ein wichtiges Themengebiet zur Gewährleistung eines sicheren und wirtschaftlichen Netzbetriebs. Um ein einheitliches Verständnis des Begriffs *Flexibilität* zu schaffen und die Untersuchungen dieser Arbeit in den Kontext des nationalen und internationalen Standes der Wissenschaft und Technik zu stellen, werden in diesem Kapitel die Grundlagen der Themenstellung vorgestellt.

In Kapitel 2.1 wird dazu zunächst der Begriff Flexibilität im Allgemeinen und im Kontext der elektrischen Energieversorgung mit dem Fokus auf den Bedarf und die Erbringung von Flexibilität diskutiert. In Kapitel 2.2 wird der Stand der Wissenschaft und Forschung zu Methoden der Untersuchung der Flexibilität vorgestellt, gefolgt von einer Zusammenfassung wesentlicher Erkenntnisse in Bezug auf das deutsche und europäische Energiesystem in Kapitel 2.3. Darauf aufbauend erfolgt in Kapitel 2.4 die Abgrenzung der Themenstellung dieser Untersuchung.

### 2.1 Flexibilität und Flexibilitätsoptionen

Der Begriff *Flexibilität* ist in vielen wissenschaftlichen Disziplinen wie der Psychologie, Medizin, Physik oder Wirtschafts- und Ingenieurwissenschaften mit unterschiedlichen Bedeutungen belegt. Im Allgemeinen beschreibt Flexibilität „die Fähigkeit des flexiblen, anpassungsfähigen Verhaltens“ [2].

In der Produktionswirtschaft, einem Teilgebiet der Wirtschaftswissenschaften zählt neben der Kapazität die Flexibilität eines Prozesses zur wichtigsten Eigenschaft eines Produktionssystems und beschreibt, „ob, in welchem Umfang und wie schnell die Leistung eines (Produktions-)Systems an andersartige Produktionsaufgaben angepasst werden kann“ (siehe [3] S. 14). Dabei kann zwischen vielen Erscheinungsformen der Flexibilität unterschieden werden, die sowohl eine zeitliche Dimension im Sinne der Reaktionszeit als auch eine inhaltliche Dimension (z. B. Ziel- oder Mittelflexibilität) umfassen kann. Dabei ist Flexibilität „jedoch kein Selbstzweck, sondern ein Mittel zur Zielerreichung oder Zielveränderung unter sich wandelnden und/oder beschränkt vorhersehbaren Umweltverhältnissen“ (siehe [4], S. 15). Daraus wird in [3] der Schluss gezogen, dass die Flexibilität eines Systems keine absolute Größe ist, sondern stets in Abhängigkeit zum relevanten Systemumfeld zu betrachten ist und somit stets vom Flexibilitätsbedarf abhängig ist (siehe [3], S. 18).

In Bezug auf das elektrische Energiesystem wird der Begriff *Flexibilität* hingegen i. d. R. mit der Fähigkeit gleichgesetzt, das elektrische Last- oder Einspeiseverhalten einer technischen Einheit hinsichtlich einer übergeordneten Zielstellung

anzupassen. Die Motivation dieser Anpassung kann aus vielfältigen marktseitigen und/oder technischen Gesichtspunkten erfolgen, die i. d. R. als *Anwendungsfall* des Flexibilitätseinsatzes bezeichnet werden. Technische Einheiten, die diese Fähigkeit aufweisen, werden *Flexibilitätsoptionen* genannt.

Insofern beschränkt sich der Begriff *Flexibilität* im Umfeld elektrischer Energiesysteme und auch im Rahmen dieser Arbeit auf die betriebliche Dimension der Anpassungsfähigkeit, also die Fähigkeit einer Flexibilitätsoption, ihr Betriebsverhalten und somit ihre Wechselwirkung mit dem elektrischen Energiesystem hinsichtlich externen Anreizen anzupassen. In bisherigen Untersuchungen zur Flexibilität verschiedener Technologien steht dabei meist die Fähigkeit im Vordergrund, zum Ausgleich der Residuallast, also der Differenz zwischen nicht-flexibler Nachfrage und nicht-flexiblem Stromangebot aus erneuerbarer Stromerzeugung, beizutragen (vgl. [5], [6]).

### 2.1.1 Flexibilitätsbedarf im elektrischen Energiesystem

Seit dem Bestehen des elektrischen Energiesystems existiert ebenfalls ein Bedarf an betrieblicher Flexibilität in der Erzeugung und/oder dem Verbrauch von Strom. Flexibilitätsbedarf entsteht dabei maßgeblich aus den technischen Eigenschaften drehstrombasierter elektrischer Energiesysteme. Im Vordergrund steht dabei die Forderung, dass die Summe der Wirkleistungseinspeisung eines Stromnetzes stets durch die gleiche Höhe an Wirklasten ausgeglichen wird. Störungen dieses Gleichgewichts führen zu Veränderungen der Netzfrequenz, die zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs jedoch in einem engen Frequenzband gehalten werden muss (für Details, siehe [7], [8]). Bedingt durch den fluktuierenden und stochastischen Charakter der Netzlast (und zunehmend auch der Einspeisung) ist somit eine konstante Regelung der Einspeisung und/oder der Lasten erforderlich.

Im heutigen Stromsystem wird der planbare Anteil des Energieausgleichs durch verschiedene Energiemärkte gewährleistet. Diese führen Erzeuger und Verbraucher elektrischer Energie zusammen und erlauben so einen Handel mit einer Vorlaufzeit von mehreren Jahren (Terminmarkt) bis zu aktuell 30 Minuten (Intraday-Markt) vor physikalischer Erfüllung (siehe [9]). Der stochastische Charakter von Lasten und Einspeisern sorgt jedoch dafür, dass auch nach Abschluss des Intraday-Handels eine Unsicherheit verbleibt, die nicht durch Handelsgeschäfte ausgeglichen werden kann. Diese Unsicherheit umfasst den Ausfall von konventioneller Kraftwerks- oder Übertragungskapazitäten, Prognosefehler sowie das allgemeine Rauschen von Lasten und besonders fluktuierender Erneuerbarer Einspeisung. Kurzfristige Störungen des Leistungsgleichgewichts werden daher durch die *Leistungs-Frequenz-Regelung* bzw. *Regelleistung* ausgeglichen. Dabei wird zwischen drei Qualitäten von Regelgeschwindigkeit und -dauer (Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Minutenreserve) unterschieden. Sowohl der bilanzielle Ausgleich an Energiemärkten als auch die Bereitstellung von Re-

gelleistung erfordern daher von zumindest einem Teil der jeweiligen Marktteilnehmer (Energiemarkt) oder allen Teilnehmern (Regelleistungsmarkt) die Fähigkeit der Flexibilität.

Neben dem lang- und kurzfristigen Energieausgleich existieren im elektrischen Energiesystem auch weitere Felder für den Einsatz von Flexibilität. Dazu zählt bspw. der Redispatch, der ein einheitliches Marktgebiet trotz begrenzter Übertragungskapazitäten im Transportnetz ermöglicht. Der regulatorische und ordnungspolitische Rahmen eines Energiesystems kann zudem weitere Anreize für den Einsatz von Flexibilität schaffen. Dies gilt bspw. für die Erhöhung des Eigenverbrauchs dezentraler Stromerzeugung und die Netzentgeltsystematik. Diese Regelungen können dazu führen, dass Flexibilität zur Optimierung der individuellen Strombezugskosten genutzt wird, ohne damit einen systemischen Nutzen zu generieren. Hierbei handelt es sich zumeist um Mischformen zwischen einem technisch-systemischen Bedarf und einem wirtschaftlichen bzw. regulatorischen Anreiz zur Nutzung von Flexibilität, die jedoch nicht Gegenstand dieser Untersuchung sind.

Im Zuge der Umgestaltung des deutschen und auch europäischen Energiesystems hin zu einem höheren Anteil erneuerbarer Energieträger ergeben sich zwei wesentliche Trends, die den Flexibilitätsbedarf maßgeblich beeinflussen:

Durch den Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien werden fossil betriebene Kraftwerke, die hauptsächlich Erbringer erzeugungsseitiger Flexibilität, aus dem Markt verdrängt. Kurzfristig bedeutet dies, dass die benötigte Flexibilität, insbesondere Regelleistung, von anderen Anbietern erbracht werden muss. Das zunehmende volatile Einspeiseverhalten erfordert zudem eine erhöhte Lastfolgefähigkeit der Kraftwerke und wirkt sich somit auch auf den Flexibilitätsbedarf aus. Durch die stets fehlerbehafteten Einspeiseprognosen wird zudem der Bedarf an kurzfristiger Flexibilität in Form von Regelleistung erhöht [10]. Aus dieser Umgestaltung des Energiesystems resultiert somit sowohl ein erhöhter Flexibilitätsbedarf als auch eine zunehmende Verdrängung klassischer Flexibilitätserbringer.

### **2.1.2 Flexibilitätsoptionen im elektrischen Energiesystem**

In Energiesystemen mit einem hohen Anteil fossiler, nuklearer oder hydraulischer Großkraftwerke wird der Großteil des Flexibilitätsbedarfs i. d. R. ebenfalls durch diese Kraftwerke gedeckt. In Bezug auf den langfristigen Energieausgleich drückt sich dies durch den aktuell hohen Anteil der jeweiligen Primärenergieträger am Erzeugungsmix aus. In Bezug auf den kurzfristigen Energieausgleich kann dies durch den Anteil der jeweiligen Energieträger an der Regelleistungserbringung gemessen werden. So wurden im Jahr 2010 beispielsweise 83 % der Bruttostromproduktion durch fossile, nukleare und hydraulische Kraftwerke erbracht [1]. Gleichzeitig stellten diese Kraftwerke die gesamte Primärregelleistung [11].

Da diese, mit Ausnahme der hydraulischen Kraftwerke, jedoch mehr und mehr aus den Strommärkten verdrängt werden, ergibt sich die Frage, welche technischen Einheiten zukünftig den Flexibilitätsbedarf des elektrischen Energiesystems decken können. In den folgenden Abschnitten wird dargelegt, welche Flexibilitätsoptionen zukünftig als mögliche Erbringer des Flexibilitätsbedarfs in Frage kommen. Flexibilität resultiert dabei stets aus einer Energiespeicherung in Form von z. B. elektrischer, chemischer oder potenzieller Energie oder aus der zeitlichen Verlagerung von Prozessen, die Strom erzeugen oder beziehen.

### **Kraftwerke**

Kraftwerke stellen im heutigen elektrischen Energiesystem die wichtigste Gruppe von Flexibilitätserbringern dar. Dazu zählen sowohl thermische als auch hydraulische Kraftwerke großer Leistung. Zur Erbringung verschiedener Qualitäten von Flexibilität müssen thermische Kraftwerke je nach genutzter Primärenergiequelle, Konstruktion des Kraftwerkes und individueller Abwägung zwischen Flexibilitätsbereitstellung und akzeptiertem Anlagenverschleiß jedoch eine bestimmte Mindesterzeugung aufweisen (vgl. [10]). Diese Mindesterzeugung, auch *Must-run-Kapazität* genannt, kann jedoch in Konkurrenz zur erneuerbaren Stromerzeugung treten und somit den Zielen einer zunehmend regenerativen Stromerzeugung widersprechen. Dennoch können durch Retrofit-Maßnahmen deutliche Steigerungen der Flexibilität von Großkraftwerken erreicht werden (vgl. [6], [12]). Hydraulische Speicherkraftwerke und in geringem Maße auch Laufwasserkraftwerke können ebenfalls Flexibilität für das Stromsystem bereitstellen.

### **Stromspeicher**

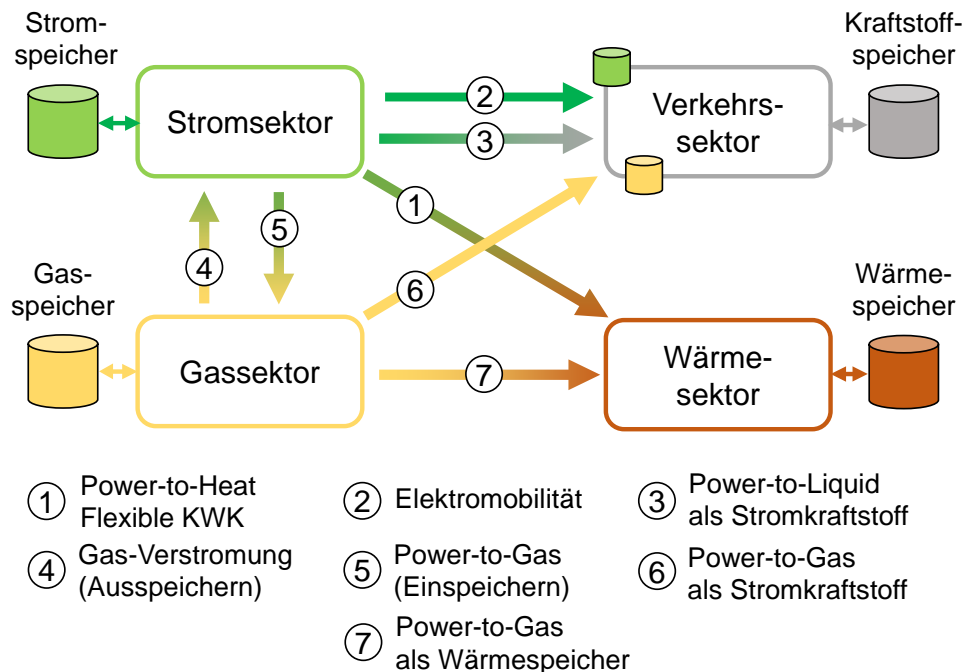
Unter dem Begriff *Stromspeicher* wird eine Gruppe von Technologien zusammengefasst, die elektrische Energie beziehen, in Form derselben oder einer anderen Energieform speichern und anschließend wieder als elektrische Energie abgeben können (siehe [13], S. 28). Hierzu zählen etwa Pumpspeicherwerke (PSW), Druckluftspeicher und Schwungmassenspeicher, die elektrische Energie in Form mechanischer Energie speichern oder Batteriespeicher, bei denen die Speicherung in Form elektrochemische Energie erfolgt. Die Klassifizierung verschiedener Arten von Stromspeichern, insbesondere in Bezug auf Speicherkapazität, Leistung und Reaktionszeit ist Bestandteil vieler wissenschaftlicher Arbeiten (siehe z. B. [13], [14]).

Stromspeicher sind in Form von Pumpspeicherwerken seit über 85 Jahren [15] ein wichtiger Flexibilitätserbringer im elektrischen Energiesystem. Neben Beiträgen zum langfristigen Energieausgleich stellen diese einen großen Teil der benötigten Regelleistung [11] sowie der Redispatch-Kapazität [16]. Innerhalb der letzten Jahre haben sich zudem Batteriespeicher auf Lithium-Basis als konkurrenzfähige Alternative bei der Bereitstellung von Primärenergieleistung durchgesetzt [17]. In einem Standardwerk zur Energiespeicherung [13] werden Stromspeicher als sektorale Energiespeicher eingestuft, da bei diesen sowohl die Ein- als auch die Ausspeicherung im gleichen Sektor (Stromsektor) erfolgt.



## Sektorübergreifende Energiespeicher

Anders als bei der sektoralen wird bei der sektorübergreifenden Speicherung Energie in einem anderen Sektor genutzt oder temporär gespeichert [13]. Beispiele für Sektoren, die häufig mit einer sektorübergreifenden Energiespeicherung in Zusammenhang mit dem Stromsektor genannt werden, sind der Wärme-, Gas-, Chemie- und Verkehrssektor. Abbildung 2-1 zeigt beispielhaft verschiedene Methoden der Nutzung sektorübergreifender Speicher.



**Abbildung 2-1:** Beispiele für sektorübergreifende Energiespeicherung (eigene Darstellung nach [13]).

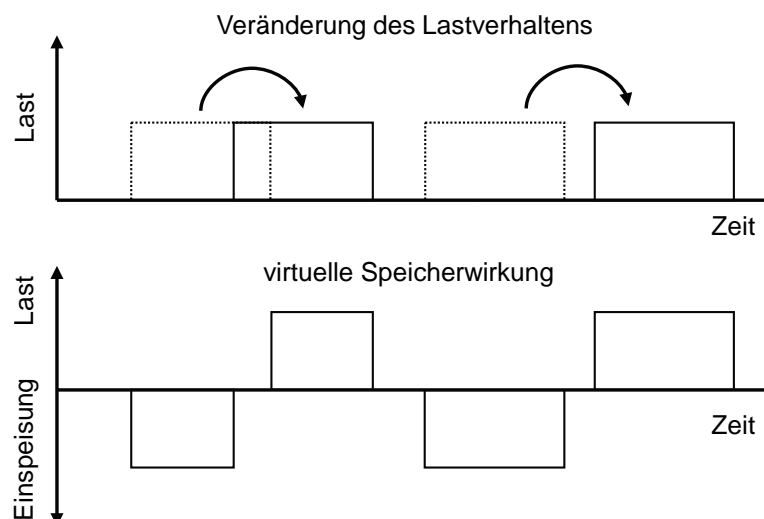
Hierbei spielen vor allem Power-to-X-Technologien eine große Rolle, deren prominenteste Vertreter Power-to-Heat und Power-to-Gas Gegenstand aktueller Forschung sind oder zum Teil bereits umgesetzt werden. Insbesondere Power-to-Heat-Anlagen stellen aktuell einen steigenden Anteil der negativen Sekundärregelleistung bereit [18]. Power-to-Gas-Technologien werden hingegen häufig im Kontext einer langfristigen Energiespeicherung genannt und zeigen in Bezug auf die Sektorkopplung ein breites Anwendungsspektrum. So kann das aus Strom erzeugte Gas sowohl im Wärmesektor als auch im Verkehrssektor genutzt oder durch Rückverstromung zurück in den Stromsektor überführt werden.

## Lastmanagement

Unter dem Begriff Lastmanagement wird eine Reihe von Maßnahmen zusammengefasst, die eine Flexibilisierung der Stromnachfrage bewirken. Durch Verschiebung des Stromverbrauchs kann durch das Lastmanagement aus Sicht des elektrischen Energiesystems die gleiche Wirkung erzielt werden wie durch den Einsatz sektoraler oder sektorübergreifender Speichertechnologien.

In der Literatur wird zwischen verschiedenen Unterformen des Lastmanagements unterschieden und es werden dabei teils deckungsgleiche Bezeichnungen genutzt. Dazu zählen die Begriffe Demand-Side-Management (DSM), Demand-Response (DR) und Demand-Side-Integration (DSI), wobei DSI häufig als Oberbegriff für DSM und DR verwendet wird (siehe [19], [20]). Bei DSM erfolgt der Flexibilitätseinsatz indirekt und manuell über Anreizsysteme wie zeitabhängige Stromtarife oder Netzentgelte [20]. Unter DR wird hingegen ein direkter, automatisierter Zugriff auf die Flexibilität der Lasten durch eine, teils gesonderte Marktrolle verstanden [21].

Die durch Lastmanagement erzielte Wirkung auf das elektrische Energiesystem ist identisch mit der Wirkung von Speichersystemen. Durch die flexible, zeitliche Verschiebung eines zuvor eingeplanten Strombezugs wird virtuell eine Einspeisung erzeugt, die später in Form einer erhöhten Last nachgeholt wird (siehe Abbildung 2-2). Aus diesem Grund wird die Lastverschiebung auch häufig mit einer *virtuellen Energiespeicherung* umschrieben.



**Abbildung 2-2: Speicherwirkung von Lastmanagementmaßnahmen.**

Lastmanagementmaßnahmen sind anders als Speichertechnologien mit nur geringen Investitionskosten für die benötigte Kommunikationsinfrastruktur sowie ggf. für die Flexibilisierung der verbundenen Prozesse verbunden. Im Gegenzug ergeben sich jedoch vergleichsweise hohe betriebliche Kosten für die Kommunikation sowie für die Eingriffe und die damit verbundenen Einschränkungen des jeweiligen Prozesses. Aus diesem Grund wird Lastmanagement aktuell überwiegend im Bereich stromintensiver, industrieller Prozesse eingesetzt und bspw. im Rahmen der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) als eine Form von Systemdienstleistung von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) per Ausschreibung beschafft [22]. Für den Haushalts- und GHD-Sektor spielt das Lastmanagement hingegen nur eine untergeordnete Rolle, ist jedoch Gegenstand einer Reihe theoretischer und praktischer Forschungsprojekte. Erste kommerziell verfügbare Lastmanagementsysteme für Privatkunden zielen vor allem auf die

Nutzung der Eigenverbrauchsregelung von PV-Strom ab (z. B. durch eine optimierte Wärmepumpensteuerung). Da dabei jedoch ggf. auch andere Formen der Speicherung (z. B. Wärmespeicher) genutzt werden, ist das Lastmanagement nicht immer klar von einer sektorübergreifenden Speicherung zu trennen.

### **Erzeugungsmanagement**

Analog zum Lastmanagement, bei dem eine Flexibilisierung der vormals starren Stromnachfrage durchgeführt wird, können auch nicht-flexible Stromerzeuger durch Flexibilisierungsmaßnahmen zu einer Flexibilitätsoption werden. Dieses Verfahren, auch *Supply-Side-Management* genannt, zielt auf eine bedarfsgerechtere Erzeugung zumeist dezentraler oder dargebotsabhängiger Stromproduzenten.

Zur Gewährleistung einer Verschiebung von Erzeugungsleistung nutzen flexible Erzeugungsanlagen häufig Energiespeicher. Biomasse-Anlagen, bei denen durch Einführung der *Flexibilitätsprämie* im Jahr 2012<sup>4</sup> eine Steigerung der Angebotsflexibilität erreicht werden konnte, nutzen bspw. Gasspeicher und/oder ein Fütterungsmanagement<sup>5</sup>. Bei KWK-Anlagen können höhere betriebliche Freiheitsgrade durch die Installation von Wärmespeichern erreicht werden. Bei dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen wie Windenergie- oder PV-Anlagen ist der Flexibilitätseinsatz hingegen mit hohen Effizienzverlusten verbunden. Daher wird deren betriebliche Flexibilität i. d. R. nur bei negativen Strommarktpreisen genutzt.

### **Austausch über das Stromnetz**

In einigen Publikationen wird auch der internationale Energieaustausch über das Stromnetz als Flexibilitätsoption interpretiert (vgl. [6]). Hierdurch wird jedoch keine zusätzliche Flexibilität im Gesamtsystem erschlossen. Vielmehr führen die erhöhten, überregionalen Ausgleichseffekte zu einer Verringerung des Flexibilitätsbedarfs und bewirken die Ausweitung des Nutzungsradius‘ bereits vorhandener Flexibilität.

### **2.1.3 Dezentrale Flexibilitätsoptionen**

Wie im vorherigen Abschnitt gezeigt, existiert betriebliche Flexibilität im elektrischen Energiesystem auf Seiten der konventionellen und regenerativen Stromerzeugung, des Stromverbrauchs sowie auf Seiten verschiedener Formen von Energiespeichern, bei denen die Bereitstellung von Flexibilität das primäre Geschäftsfeld darstellt. Flexibilität kann dabei einerseits von großtechnischen Anlagen im Gigawatt-Bereich (thermische Kraftwerke und PSW), die in den obersten Spannungsebenen des Stromnetzes angeschlossen sind, bereitgestellt werden. Andererseits verfügen auch Anlagen mit geringer elektrischer Leistung, deren Netzanschluss in den unteren Verteilnetzebenen erfolgt (z. B. Elektrospeicherheizungen und Solarstromspeicher), über betriebliche Flexibilität. Tabelle 2-1 zeigt eine

---

<sup>4</sup> siehe § 33g Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in der Fassung vom 28. Juli 2011 (sog. EEG 2012)

<sup>5</sup> Die Energiespeicherung erfolgt in diesem Fall in Form der veränderten Lagerdauer der benötigten Silage.

## 2 Grundlagen einer flexiblen Energieversorgung

Auswahl von Flexibilitätserbringern sowie deren Zuordnung zu den Spannungsebenen des Stromnetzes.

**Tabelle 2-1: Flexibilitätsoptionen (Auswahl) und Zuordnung zu Spannungsebenen des elektrischen Energiesystems.**

	<b>Kraftwerke</b>	<b>Stromspeicher</b>	<b>sektorübergr. Speicherung</b>	<b>Last- und Erzeugungsmanagement</b>
<b>Höchstspannung</b>	thermische und hydraulische Großkraftwerke	PSW		
<b>Hochspannung</b>	thermische und hydraulische Kraftwerke	PSW PRL <sup>6</sup> -Speicher	Power-to-Heat Power-to-Gas	industrielle Proz. flex. EE-Anlagen
<b>Mittelspannung</b>		PRL-Speicher	Power-to-Heat Power-to-Gas	flex. EE-Anlagen <b>BHKW</b>
<b>Niederspannung</b>		<b>Solarstromspeicher</b>	<b>Elektrofahrzeuge Speicherheizungen</b>	<b>BHKW</b> <b>Wärmepumpen</b> <b>Haushaltslasten</b>

Die hierbei hervorgehobenen Flexibilitätsoptionen werden im weiteren Verlauf dieser Untersuchung als *dezentrale Flexibilitätsoptionen* bezeichnet. Diese unterscheiden sich von den übrigen Flexibilitätserbringern durch folgende Eigenschaften:

- Der Netzanschluss erfolgt in der Nieder- und oder Mittelspannung.
- Dezentrale Flexibilitätsoptionen sind bereits heute oder entsprechend allgemeiner Prognosen bzw. Ziele zukünftig in großer Zahl vorhanden.
- Das Flexibilitätspotenzial dezentraler Flexibilitätsoptionen wird heute nicht, nur indirekt oder in einer aus systemischer Perspektiven nicht effizienten Art und Weise genutzt.

Aufgrund dieser Eigenschaften kann davon ausgegangen werden, dass dezentrale Flexibilitätsoptionen durch ihre hohe Durchdringung des Stromnetzes einerseits und der zukünftigen Entwicklung von Flexibilitätsbedarf und -erbringern andererseits einen großen Einfluss auf das elektrische Energiesystem ausüben werden. Dies betrifft vor allem die Bereiche der Flexibilitätsdeckung, also der Frage, welcher Anteil des Flexibilitätsbedarfs durch diese Art von Flexibilitätsoptionen gedeckt werden kann. Jedoch können der Neuanschluss und ein verändertes Nutzungsverhalten (gegenüber dem heute typischen) große Auswirkungen auf Planung und Betrieb der Verteilnetze haben.

<sup>6</sup> Primärregelleistung

Die in dieser Untersuchung betrachteten dezentralen Flexibilitätsoptionen sind in den folgenden Abschnitten aufgeführt. Da eine detaillierte Beschreibung der technischen Funktionsweise dieser Anlagen in der Literatur bereits umfassend dokumentiert ist, wird im Einzelnen nur auf entsprechende Quellen hingewiesen.

### **Blockheizkraftwerke (BHKW)**

Blockheizkraftwerke sind eine Unterart von Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Anlagen, die eine kombinierte Gewinnung von elektrischer und thermischer Energie erlauben. BHKW bedienen sich dabei i. d. R. eines Verbrennungsmotors, meist auf Basis von Gas-, Diesel- oder Stirlingmotoren und erreichen durch die KWK einen hohen Gesamtnutzungsgrad. BHKW werden daher im Rahmen des KWK-Gesetzes (KWKG) gefördert. Die Bereitstellung von Flexibilität wird bei BHKW meist in Kombination mit einem Wärmespeicher sowie einem zusätzlichen Spitzenlastkessel erreicht, der die Wärmeproduktion des BHKW substituieren kann. Eine ausführliche Beschreibung der Technologie findet sich u. a. in einem Grundlagenwerk zu BHKW [23]. Neben motorbasierten BHKW existieren zudem auch Konzepte auf Basis von Brennstoffzellen.

### **Wärmepumpenheizungen (WP)**

Eine Wärmepumpenheizung entzieht der Umgebung eines beheizten Objektes Wärme und nutzt diese auf einem höheren Temperaturniveau als Heizenergie. Der im Umfeld der Gebäudebeheizung dabei am häufigsten genutzte Prozess basiert auf der Kompression eines Kältemittels mittels elektrischer betriebener Kompressoren. Die Wärmeabgabe einer Wärmepumpe beträgt in der Praxis ca. 3 bis 6-fachen der elektrischen Leistungsaufnahme, weshalb Wärmepumpen als eine besonders effiziente Art von Raumheizungssystemen gelten. Weitere Details zu verschiedenen technischen Ausführungen von Wärmepumpen finden sich bspw. in einem aktuellen Handbuch aus dem Jahr 2017 [24] und detaillierte Beschreibungen der dabei verwendeten thermodynamischen Prozessen in einem Buch aus dem Jahr 2016 [25].

### **Elektrospeicherheizungen (ESH)**

Elektrospeicherheizungen, auch Nachtspeicherheizungen genannt, sind elektrisch betriebene Heizungssysteme, die über einen vergleichsweise großen Wärmespeicher verfügen. Somit ist es möglich, die Speicherheizung zu Schwachlastzeiten, meist zwischen 22 und 6 Uhr zu beladen, eine Wärmeabgabe jedoch im gesamten Tagesverlauf zu gewährleisten. Die Einführung von Elektrospeicherheizungen erfolgte in den 1960er Jahren zur Verbesserung der Auslastung thermischer Kraftwerke. Da der Gesamtnutzungsgrad vom Kraftwerk bis zur Raumwärme bei Elektrospeicherheizungen jedoch vergleichsweise gering ist, gilt dies als eine ineffiziente Technologie (vgl. [13], S. 579 f.). Elektrospeicherheizungen sind dennoch weit verbreitet und weisen aufgrund ihrer hohen installierten Leistung und vergleichsweise hohen Speicherkapazität eine hohe Flexibilität auf. Weitere Informationen zu ESH finden sich bspw. in Handbüchern (z. B. [26]).

### **Elektrofahrzeuge (EV)**

Elektrofahrzeuge stellen in Energiesystemen mit einem hohen Anteil regenerativer Stromerzeugung eine besonders emissionsarme Form der Mobilität dar. Aus diesem Grund wird der Elektromobilität trotz der aktuell hinter den Erwartungen zurückbleibenden Entwicklung zukünftig ein hoher Stellenwert zugeschrieben. Aufgrund ihrer langen Standzeiten und des vergleichsweise hohen elektrischen Energiebedarfs gelten Elektrofahrzeuge als relevante Flexibilitätsoption für das elektrische Energiesystem.

### **Flexible Haushaltslasten (HH)**

Unter den Begriff *flexible Haushaltslasten* fallen sämtliche elektrischen Verbraucher eines Haushaltes, deren Einsatz im Sinne eines vom Benutzer tolerierten Lastmanagements flexibel betrieben werden können. I. d. R. fallen in diese Kategorie Geräte der weißen Ware wie Spül- und Waschmaschinen sowie Wäschetrockner. Gelegentlich werden auch weitere Verbraucher wie Heizungsumwälzpumpen oder Lüftungsanlagen dieser Kategorie zugerechnet (bspw. in [13]). Im Rahmen dieser Arbeit werden jedoch nur Waschmaschinen und Wäschetrockner betrachtet, da diese eine ausreichend hohe Nutzertoleranz und elektrischen Energiebedarf aufweisen und nicht im Nutzungskonflikt mit anderen Flexibilitätsoptionen (z. B. Heizungssystemen) stehen.

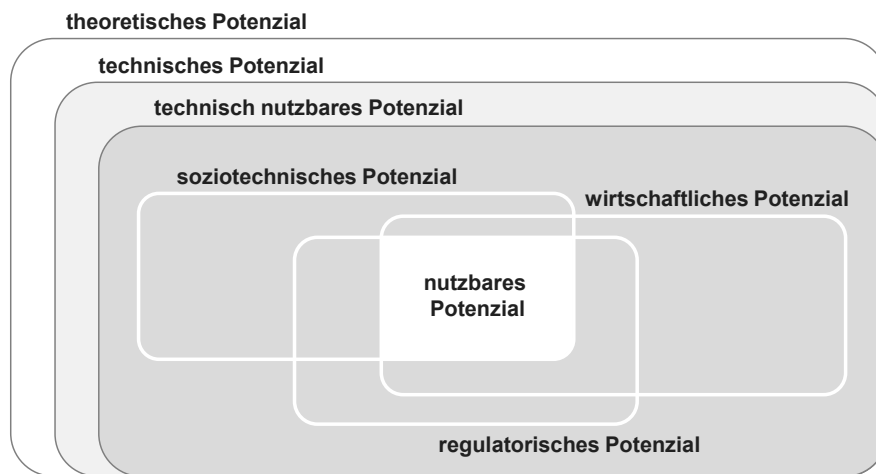
### **Solarstromspeicher (PV-BS)**

Solarstromspeicher sind Batteriespeichersysteme, zumeist auf Blei- oder Lithium-Basis, die zur Steigerung des Eigenverbrauchsanteils von PV- bzw. Solarstrom genutzt werden. Der Anreiz zur Installation eines Solarstromspeichers besteht, weil im deutschen Energiesystem stark asymmetrische Preisstrukturen für die Einspeisung und den Eigenverbrauch von PV-Strom existieren. Eine Erhöhung des Anteils selbst erzeugten und verbrauchten Stroms führt somit zu verminderten Strombezugskosten. Die Betriebsweise von Solarstromspeichern richtet sich i. d. R. allein nach der lokalen Einspeise- und Bedarfssituation. In einigen Fällen wird dabei auch darauf geachtet, die maximale PV-Einspeiseleistung zu reduzieren. Aktuellen Schätzungen zufolge wurden im Jahr 2015 ca. 41% der neu errichteten PV-Anlagen mit einem Solarstromspeicher ausgestattet [27].

### **2.1.4 Flexibilität und Flexibilitätspotenzial**

Neben dem Begriff Flexibilität verwenden viele wissenschaftlichen Publikationen und Studien den Begriff *Flexibilitätspotenzial*. Dieser wird häufig in Zusammenhang mit dem der Quantifizierung der Flexibilität einer Technologie genutzt. Dabei unterscheiden vielen Untersuchungen zwischen verschiedenen Qualitäten des Flexibilitätspotenzials, die unterschiedliche Hemmnisse der Flexibilitätsnutzung einbeziehen. In einer Studie für das Umweltbundesamt [28] wird dabei zwischen technischem, soziotechnischem und wirtschaftlichem Potenzial unterschieden.

Andere Publikationen wie etwa eine Studie der Forschungsstelle für Energiewirtschaft [29] ergänzen dies bspw. um das theoretische Potenzial. Der Potenzialbegriff lässt sich darüber hinaus durch weitere mögliche Hindernisse der praktischen Umsetzung, wie z. B. regulatorische Hemmnisse, erweitern (vgl. Abbildung 2-3).



**Abbildung 2-3: Abgrenzung verschiedener Potenzialbegriffe (Quelle: [28], [30], eigene Ergänzungen).**

Das theoretische Potenzial beschreibt dabei die installierte Leistung der betrachteten Flexibilitätsoption, welches jedoch durch technische Restriktionen zum technischen Potenzial reduziert wird. Eine zusätzliche Einschränkung ergibt sich durch die Anwendung der Flexibilität. Wie am Beispiel der Produktionswirtschaft zu Beginn des Kapitels dargelegt, hat die Nutzung von Flexibilität Rückwirkungen auf das Flexibilitätspotenzial, weshalb der Anwendungsfall selbst die Flexibilität weiter einschränkt. Dies wird in dieser Untersuchung als das technische nutzbare Potenzial bzw. die nutzbare Flexibilität (für einen spezifischen Anwendungsfall) aufgefasst. Innerhalb dieses Potenzialbegriffs lassen sich zudem weitere einschränkende Faktoren identifizieren. Dazu gehören die soziotechnische Akzeptanz, die Wirtschaftlichkeit der Anwendung und regulatorische Hemmnisse. Erst wenn diese Voraussetzungen gegeben sind, ist mit einem tatsächlichen Einsatz der Flexibilität zu rechnen. Dies stellt somit das tatsächlich nutzbare Potenzial dar.

Bei der zuletzt genannten Eingrenzung handelt es sich jedoch um nicht-technische Faktoren, die die Untersuchung des nutzbaren Potenzials, insbesondere für Szenarien, die zeitlich weit in der Zukunft liegen, deutlich erschweren. Hierzu zählen u. a. Strom- und Rohstoffpreise, regulatorische Rahmenbedingungen und die Kostenentwicklung der betrachteten Technologie sowie relevanter Konkurrenztechnologien. Im Rahmen dieser Untersuchung wird daher, dieser Potenzialdefinition folgend, das technisch nutzbare Potenzial einer definierten Anwendung untersucht.

### **2.2 Methoden der Untersuchung von Flexibilität**

Sowohl der Bedarf als auch die zukünftige Erbringung betrieblicher Flexibilität im elektrischen Energiesystem war in der Vergangenheit bereits Gegenstand vieler theoretischer und praktischer Untersuchungen. Um mit dieser Arbeit an den aktuellen Stand der Wissenschaft anzuknüpfen, wird in den folgenden Abschnitten evaluiert, welche Erkenntnisse zum zukünftigen Bedarf an und den Erbringern von Flexibilität bereits bestehen.

#### **2.2.1 Theoretisches und technisches Potenzial**

Die Methoden zur Ermittlung von Flexibilität unterscheiden sich dahingehend, welche Qualität des Flexibilitätspotenzials jeweils untersucht wird, deutlich. Grundsätzlich ist hierbei jedoch die Tendenz erkennbar, dass sich die Komplexität der wissenschaftlichen Untersuchungsmethoden entgegengesetzt zur Abstraktionsebene des untersuchten Flexibilitätseinsatzes verhält.

Zur Ermittlung des theoretischen Potenzials werden so i. d. R. Recherchen und Befragungen sowie daraus abgeleitete Prognosen der installierten Leistung der jeweils betrachteten Technologie oder Branche durchgeführt (vgl. [6], [28] und [30]). Die Ermittlung des technischen Potenzials erfolgt in vielen Arbeiten auf Basis einer, auf dem theoretischen Potenzial aufbauenden Analyse der zugrundeliegenden Prozesse. Vielbeachtete Untersuchungen zu diesem Potenzialbegriff sind die Dissertationen von Stadler [30] und Klobasa [31]. In diesen Arbeiten wird Flexibilität zumeist als Verlagerungs- bzw. Verschiebungspotenzial über eine bestimmte Zeitspanne aufgefasst. Aufgrund der hohen Abstraktionsebene dieses Flexibilitätseinsatzes erfolgt die Simulation des tatsächlichen Flexibilitätseinsatzes jedoch vereinfacht, zumeist in Form einer Leistung und Verlagerungszeit (vgl. [31] S. 133) oder eines zeitabhängigen Leistungspotenzials (vgl. [28]). Im Gegenzug kann bei dieser Analyseform eine Vielzahl von Flexibilitätserbringern betrachtet und vergleichend gegenübergestellt werden. Dazu zählen verschiedene Industrieprozesse, Belüftung, Klimatisierung aber auch dezentrale Flexibilitätsoptionen wie Haushaltsgeräte und Elektrospeicherheizungen. Aufgrund der Vielzahl derart ermittelter Daten sowie bereits vorhandener vergleichender Übersichtsstudien (z. B. [28]) wird auf eine Darstellung der in diesen Arbeiten ermittelten Potenziale verzichtet.

#### **2.2.2 Technisch nutzbares Potenzial**

Durch die Abhängigkeit der Flexibilität von vorhergehenden Flexibilitätseinsätzen ist zur Ermittlung des technischen nutzbaren Potenzials eine deutlich höhere technische Detailtiefe notwendig. In der überwiegenden Mehrzahl wissenschaftlicher Arbeiten werden dabei die detaillierten technischen Zusammenhänge der jeweiligen Flexibilitätsoption abgebildet und die Ausrichtung des Betriebsverhaltens hinsichtlich einer, dem untersuchten Anwendungsfall entsprechenden Ziel-funktion als Optimierungsproblem formuliert. Die dabei verwendeten Methoden



unterscheiden sich dabei u. a. hinsichtlich der verwendeten Optimierungsverfahren, der Detailtiefe der technischen Abbildungen sowie des Umgangs mit Unsicherheiten.

Die mathematische Optimierung stellt ein weitreichendes Feld der Mathematik dar und bietet viele Möglichkeiten, die dabei entwickelten Methoden auf Einsatzplanungsprobleme elektrischer Energiesysteme anzuwenden. Das am häufigsten verwendete Verfahren ist dabei die lineare (LP) oder gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung (GGLP). Dies kann mathematisch als das Problem der Ermittlung des Minimums einer Funktion  $f(x, y)$  hinsichtlich  $n_c$  kontinuierlicher Entscheidungsvariablen  $x$  sowie  $n_d$  diskreten Entscheidungsvariablen  $y$  formuliert werden:

$$\min \left\{ f(x, y) \mid \begin{array}{l} h(x, y) = 0 \quad h: X \times V \rightarrow \mathbb{R}^{n_e} \quad x \in X \subseteq \mathbb{R}^{n_c} \\ g(x, y) \geq 0 \quad g: X \times V \rightarrow \mathbb{Z}^{n_i} \quad y \in V \subseteq \mathbb{Z}^{n_d} \end{array} \right\}. \quad (2-1)$$

Dabei bezeichnet  $h(x, y)$  die  $n_e$  Gleichungsbedingungen und  $g$  die  $n_i$  Ungleichungsbedingungen. Wenn dabei  $f$ ,  $g$  und  $h$  lineare Funktionen sind sowie  $n_d > 0$  und  $n_c > 0$ , handelt es sich hierbei um ein GGLP. Weitere Details zu diesem Verfahren finden sich u. a. in einem Grundlagenwerk der gemischt-ganzzahligen Optimierung [32].

Diese Form der Problemformulierung wird in vielen wissenschaftlichen Arbeiten zur Einsatzplanung von Flexibilitätsoptionen genutzt. Beispiele jüngerer Untersuchungen existieren für KWK-Anlagen (siehe [33], [34], [35]), Wärmepumpen (siehe [36], [37]) Elektrofahrzeuge (siehe [38], [39]) oder Solarstromspeicher (siehe [38], [40]). Ebenso existieren Arbeiten, in denen neben einzelnen Flexibilitätsoptionen auch das Zusammenspiel mehrerer Flexibilitätserbringer untersucht wird. Winkel [41] etwa untersucht das kombinierte Flexibilitätspotenzial von KWK-Anlagen, Elektrospeicherheizungen, Power-to-Heat-Anlagen und Wärmepumpen. Die genutzten Zielfunktionen umfassen dabei den lokalen Ausgleich Erneuerbarer Energien auf Quartiersebene. Neben rein linearen werden darüber hinaus auch stückweise lineare [42], quadratische [43] oder nichtlineare Problemformulierungen [44] genutzt. Darüber hinaus werden, insbesondere bei nichtlinearen Optimierungsproblemen, auch weitere, häufig naturanaloge Optimierungsverfahren angewendet. Dazu gehören genetische Algorithmen, die Partikelschwarmoptimierung oder die simulierte Abkühlung. Eine Lösung des Einsatzplanungsproblems für eine Vielzahl von Flexibilitätsoptionen kann auch durch die Koordinierung von Lagrange-Faktoren zwischen vielen einzelnen Optimierungsproblemen gelöst werden. Dieses Verfahren wird bspw. von Ruthe [45] oder eine Reihe internationaler Arbeiten (z. B. [46]) genutzt.

Diese Arbeiten haben gemeinsam, dass das aufgestellte Optimierungsproblem rein deterministisch und unter Annahme vollständiger und vollkommener Informationen betrachtet wird. Somit wird davon ausgegangen, dass alle Eingangsparameter des Optimierungsproblems fehlerfrei prognostiziert werden und alle Ent-

scheidungen eines Akteurs allen anderen Akteuren des Optimierungsproblems bekannt sind. Um jedoch eine begrenzte Voraussicht des Optimierungsverfahrens zu erreichen, werden, insbesondere in Bezug auf die Regelleistungserbringung, mehrstufige Optimierungsansätze eingesetzt. Kanngießer [47] ermittelt so bspw. das Regelleistungspotenzial von Speichersystemen unter Verwendung eines zweistufigen rollierenden Optimierungshorizontes. Durch dieses Verfahren ist der Regelleistungsabruf, wie auch in der Realität, nicht ex ante bekannt und kann im vorhergehenden Betrieb nicht eingeplant werden.

Dem gegenüber stehen stochastische Optimierungsverfahren, in denen die in realen Anwendungen stets vorhandenen Unsicherheit der Eingangsparameter explizit berücksichtigt werden kann. Die stochastische Optimierung stellt ihrerseits ein umfassendes mathematisches Forschungsgebiet dar. In [48] wird bspw. die Betriebsoptimierung einer KWK-Anlage unter Berücksichtigung unsicherer Wärmebedarfs- und Strompreisprognosen durchgeführt. Diese Form der Optimierung liefert unter (bekannten) Unsicherheiten bessere Optimierungsergebnisse, ist im Vergleich zu deterministischen Optimierungsverfahren jedoch sehr rechenintensiv. Auf Basis dieser Erkenntnisse lässt sich der zuvor definierte Begriff des technischen nutzbaren Potenzials durch ein *nutzbares Potenzial unter Unsicherheit* theoretisch weiter eingrenzen.

Aufgrund der hohen Anzahl der in dieser Arbeit betrachteten Arten von Flexibilitätsoptionen, dem damit benötigten Kompromiss zwischen Rechenzeit und Güte der technisch-wirtschaftlichen Abbildung sowie der hohen Anzahl von Vorarbeiten konzentriert sich der weitere Verlauf dieser Untersuchung auf Verfahren der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung ohne die Berücksichtigung von Unsicherheiten.

### 2.2.3 Flexibilitätseinsatz im Verteilnetz

In den vorhergehenden Publikationen steht zumeist die volks- oder betriebswirtschaftliche Nutzung der Flexibilität oder der Einsatz zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Einspeisung im Fokus der Betrachtung. Durch die zunehmende Durchdringung des Stromnetzes mit dezentralen Energieanlagen stellt jedoch auch der Flexibilitätseinsatz im (Verteil-)Netz ein relevantes Forschungsfeld dar. In vielen Publikationen kommen dabei Verfahren des sog. *Optimal Power Flow* (OPF) zur Anwendung. Diese kombinieren das Einsatzplanungsproblem flexibler Lasten und Erzeugungsanlagen (meist in Bezug auf Wirk- und Blindleistung) mit Verfahren der Leistungsflussrechnung. Da die mathematische Beschreibung des Leistungsflusses jedoch einen nichtlinearen Charakter aufweist, erschwert dies die Lösung von Problemen dieser Art deutlich. Aus diesem Grund existiert eine Vielzahl von Lösungsansätzen, die auf verschiedenste Optimierungsverfahren, Entkopplungen oder die Linearisierung der Leistungsflussrechnung setzen. Einen umfassenden Überblick über die dabei verwendeten Verfahren gibt u. a. ein Buch aus dem Jahr 2012 [49]. Diese Verfahren können auch dann verwendet werden,

wenn das Ziel der Einsatzplanung nicht primär eine netzseitige Anwendung, sondern die Teilnahme an einem übergeordneten Markt oder die Gewährleistung der Versorgungsaufgabe unter Berücksichtigung der Netzrandbedingungen ist. Wenn neben der eigentlichen Flexibilität auch die Wechselwirkungen mit dem Verteilnetz berücksichtigt werden sollen, sind diese Verfahren daher auch für die Untersuchung der Flexibilität von dezentralen Flexibilitätsoptionen relevant.

Ein weiteres Konzept zur Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen Flexibilitätsoptionen und Verteilnetzen stellen sog. *Multi-Agenten-Systeme* dar. Dabei werden die einzelnen Akteure des Energiesystems durch einzelne Software-Agenten abgebildet, die jeweils entsprechend ihrer individuellen Marktrolle agieren. Somit lassen sich auch komplexere, bspw. marktbasierende Flexibilitätsmechanismen abbilden und das Zusammenspiel der verschiedenen Akteure untersuchen. Im Gegensatz zu einer reinen Lösung des Einsatzplanungsproblems von Flexibilitätsoptionen unter Netzrandbedingungen können diese Verfahren somit auch das individuelle Marktverhalten sowie die Marktrollentrennung und begrenzte Informationen abbilden. Ein Beispiel für ein solches Verfahren stellt das Simulationswerkzeug SIMONA dar, ein Multi-Agenten-System, das eine optimierte Netzausbauplanung für zukünftige Verteilnetze durchführt. Detaillierte Beschreibungen der Funktionsweise finden sich in den Dissertationen von Kays [50] und Seack [51] oder internationalen Arbeiten (siehe z. B. [52]).

## 2.3 Untersuchungen zu Flexibilitätsbedarf und -optionen

Die Deckung des Flexibilitätsbedarfs des elektrischen Energiesystems war in der Vergangenheit bereits Gegenstand vieler Untersuchungen, darunter viele umfassende Studien. In den folgenden Abschnitten wird kurz auf einige wichtige Publikationen eingegangen und die für diese Untersuchung wesentlichen Erkenntnisse werden zusammengefasst. Dabei wird zwischen Studien mit Sicht auf das gesamte Stromsystem und das Transportnetz und Studien mit Fokus auf die Verteilnetze unterschieden.

### 2.3.1 Systemstudien auf nationaler und europäischer Ebene

In einer Studie der Agora Energiewende und des Fraunhofer IWES aus dem Jahr 2015 [53] werden Bedarf und Erbringer von Flexibilität im Europäischen Stromnetz für das Jahr 2030 untersucht. Wesentliches Ergebnis der Studie ist, dass die Residuallastglättung zukünftig der Haupttreiber des Flexibilitätsbedarfes darstellen wird. Zudem wird gezeigt, dass der Ausbau des internationalen Verbundnetzes zu geografischen Glättungseffekten führt und so den Flexibilitätsbedarf deutlich verringert. Gegenüber einer individuellen nationalen Energiespeicherung stellt der Ausbau des Europäischen Verbundnetzes die deutlich kostengünstigere Handlungsalternative dar. Dennoch werden Flexibilitätsoptionen mit hohem technologischem Querschnitt benötigt. Dabei wird insbesondere die Rolle eines effizienten Strommarktdesigns hervorgehoben, das Flexibilitätsoptionen entsprechend ihrer Relevanz für das Stromsystem fördert.

In einer Studie für den Bundesverband Erneuerbare Energien [6] wird der Flexibilitätsbedarf im deutschen Stromsystem bis 2050 anhand von Häufigkeit und Dauer des Überangebots erneuerbarer Stromerzeugung sowie auftretender Gradienten der Residuallast betrachtet. Anschließend wird das Potenzial einer Vielzahl von Flexibilitätsoptionen auf Basis eines Leistungspotenzials, einer Einsatzdauer und eines Leistungsgradienten zusammengefasst. Die Studie gibt einen umfassenden Überblick über bereits vorhandene Untersuchungen, eine Simulation des Einsatzverhaltens der betrachteten Flexibilitätserbringer erfolgt jedoch nicht.

Eine solche Simulation wird bspw. in den Dissertationen von Klobasa [31] und Teuwsen [54] durchgeführt. Hierbei wird die Flexibilität als verschiebbare oder disponible Last oder Erzeugung abgebildet, die z. B. über den Verlauf eines Tages verschoben werden kann. Die Flexibilität wird somit auf eine flexible Leistung, eine virtuelle Speicherkapazität sowie einen Zeithorizont der Speicherung reduziert. Das Last- und Erzeugungsmanagement wird bei Teuwsen [54] als ein pauschaler Prozentsatz der aktuellen Netzlast bzw. BHKW-Erzeugung simuliert, in Klobasa [31] hingegen u. a. anhand der Analyse verschiedener Industrieprozesse ermittelt. Umgekehrt wird in der Dissertation von Metz [35] eine detaillierte Betriebsoptimierung von BHKW durchgeführt, und anhand der Modellergebnisse die Parameter eines abstrahierten Flexibilitätsmodells (mit dem Fokus auf die Regelleistungserbringung) ermittelt. Gegenüber der Einsatzplanung unter Berücksichtigung der individuellen technischen Funktionsweise der Flexibilitätsoptionen vernachlässigen diese Modelle jedoch die Auswirkung des Flexibilitätseinsatzes auf das zukünftige Flexibilitätspotenzial und können aufgrund des hohen Abstraktionsgrades der Betrachtungsebene nur schwer validiert werden.

Neben den genannten existiert eine Vielzahl weiterer Untersuchungen mit ähnlicher Fragestellung. Dazu zählen eine Studie der Agora Energiewende [55], Studien des ETG zur Demand-Side-Integration [56] oder zum Speicherbedarf im Allgemeinen [14] sowie die Untersuchung von Lastmanagementpotenzialen durch Wärmepumpen von Ecofys und Prognos [36]. Aufgrund der hohen Anzahl von Systemstudien existieren bereits Meta-Studien, die die verwendeten Szenarien und Ergebnisse anderer Studien vergleichend gegenüberstellen (siehe bspw. [57]).

### **2.3.2 Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz**

Neben Untersuchungen mit dem Fokus auf den Flexibilitätsbedarf im Gesamtsystem existieren auch Arbeiten zu Flexibilitätsoptionen in direktem Zusammenhang mit dem Verteilnetz. Gegenstand der Untersuchungen ist dabei häufig der Flexibilitätseinsatz aus dem Verteilnetz für das Gesamtsystem sowie die Wechselwirkungen zwischen Flexibilitätseinsatz und Netzausbau.

In der dena-Netzflexstudie [58] wurden sechs nutzerbezogene, marktorientierte und/oder netzdienliche Anwendungsfälle untersucht. Dabei erfolgte die Simulation in fünf Anwendungsfällen unter Berücksichtigung der Restriktionen des Verteilnetzes. Diese umfassten die Nutzung der Flexibilität von Elektrofahrzeugen,

Eigenverbrauchskonzepte, die Nutzung von Power-to-Heat sowie die Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen durch den Einsatz von Batteriespeichern. Wichtiges Ergebnis der Studie ist, dass die Berücksichtigung der Netzrestriktionen in der Einsatzplanung der Flexibilitätsoptionen nur geringe Einbußen in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit des jeweiligen Anwendungsfalls bedeutet. Um dem Netzbetreiber den dafür notwendigen Zugriff auf die Flexibilitätsoptionen zu gewähren, wird daraus die Forderung nach der Schaffung neuer Netznutzungsprodukte abgeleitet.

Darüber hinaus wurden in den vergangenen Jahren für das deutsche Verteilnetz verschiedene sog. *Verteilnetzstudien* durchgeführt. Diese untersuchen primär den durch Zubau dezentraler Energieanlagen induzierten Ausbaubedarf in Verteilnetzen. Die Analyse erfolgt dabei auf Basis einer umfassenden Stichprobe realer Netze, die simulativ hinsichtlich einer prognostizierten Versorgungsaufgabe ausgebaut werden. Durch Variation der dabei verwendeten Betriebsmittel, Planungs- und Betriebsgrundsätze kann zudem analysiert werden, welche Technologien zukünftig zu einer Reduktion der Netzausbaukosten führen können. In einer Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg [59] wurden dabei erstmalig auch detailliert der Einfluss neuer Stromanwendungen sowie deren Nutzung als Flexibilitätsoption in einem nationalen Energiemarkt betrachtet. Hierbei wurde deutlich, dass der aus Sicht des Verteilnetzes unbeschränkte Marktzugang von Flexibilitätsoptionen einen erhöhten Netzausbaubedarf zur Folge haben kann. Analog zur dena-Netzflexstudie wurde dabei die Forderung nach Instrumenten zur netzseitigen Beschränkung der Marktaktivität von Flexibilitätsoptionen in Verteilnetzen abgeleitet.

Als eines der prominentesten Konzepte gilt die sog. *Verteilnetzampel*, die im Rahmen des Eckpunktepapiers „*Smart Grid*“ und „*Smart Market*“ der Bundesnetzagentur [60] im Jahr 2011 vorgestellt wurde. Die Netzampel stellt ein Instrument dar, mit dessen Hilfe der Flexibilitätseinsatz durch den Verteilnetzbetreiber eingeschränkt werden kann. Dieses Konzept wurde in der Forschung und durch verschiedene Verbände aufgegriffen und bspw. um regionale Flexibilitätsmärkte, an denen auch Verteilnetzbetreiber Flexibilität zu netzdienlichen Zwecken beschaffen können, ergänzt (siehe z. B. [61], [62]). Ampelkonzepte stellen jedoch in erster Linie eine Organisationsform der netzdienlichen Beeinflussung des Flexibilitätseinsatzes dar. Bei effizienter Umsetzung eines Ampelkonzeptes wird der technisch mögliche Flexibilitätseinsatz aus dem Verteilnetz, der Gegenstand dieser Untersuchung ist, nur im Rahmen der tatsächlichen technischen Notwendigkeit beeinträchtigt.

Auch im europäischen Kontext wurde die Nutzung marktbasierter Verfahren zur Koordinierung des Flexibilitätseinsatzes im Verteilnetz intensiv untersucht. Ein Beispiel für ein umfassendes Forschungsprojekt stellt ADDRESS dar, in dem neben vielen weiteren Aspekten des Flexibilitätseinsatzes durch sog. Aggregatoren auch die Engpassbewirtschaftung im Verteilnetz betrachtet wurde (siehe [63]). Dabei wurden einheitliche Flexibilitätsprodukte entwickelt, durch deren Erwerb

der Verteilnetzbetreiber planbare Engpässe beheben (sog. *scheduled re-profiling*) oder durch Optionsprodukte kurzfristig auf unvorhergesehene Grenzwertverletzungen reagieren kann (sog. *conditional re-profiling*). Neben verschiedenen Flexibilitätsprodukten wurden dabei auch Prozesse und Algorithmen zur Realisation dezentraler Flexibilitätsmärkte entwickelt und in drei Feldtests evaluiert.

### 2.4 Zusammenfassung und Abgrenzung der Themenstellung

Diese Übersicht bereits vorhandener Untersuchungen im Bereich des nutzbaren Flexibilitätspotenzials zeigt, dass in bestehenden Forschungsarbeiten zwei wesentliche Ansätze dominieren, die sich in die Kategorien *Top-down* und *Bottom-up* unterteilen lassen:

Bottom-up-Ansätze fokussieren auf die lokale Ebene einzelner Flexibilitätsoptionen und sind um eine detaillierte Abbildung der systemeigenen Prozesse und/oder des Nutzungsverhaltens bemüht. Durch Modellierung dieser Prozesse können Freiheitsgrade des Betriebsverhaltens identifiziert und diese hinsichtlich des jeweiligen Ziels des Flexibilitätseinsatzes genutzt werden. Der Betrachtungshorizont von Bottom-up-Ansätzen bleibt i. d. R. lokal. So wird bspw. der Ausgleich lokaler fluktuierender Einspeisung angestrebt oder das wirtschaftliche Potenzial einer Anwendung analysiert. Wird eine Marktteilnahme simuliert, so erfolgt, bedingt durch die geringe Anzahl simulierter Anlagen, meist keine Rückkopplung zwischen Flexibilitätseinsatz und Marktgeschehen (Flexibilitätsoptionen sind reine *Price-Taker*, siehe z. B. [58]). Bei Berücksichtigung begrenzter Netzrestriktionen steht bei Bottom-up-Ansätzen meist das Verteilnetz im Vordergrund. Dieses wird als zusätzliche Nebenbedingung eines marktorientierten Flexibilitätseinsatzes berücksichtigt oder stellt zumindest einen Teil der Zielfunktion(en) des Planungsproblems dar. Flexibilität wird bei Bottom-up-Ansätzen zumeist nicht direkt quantifiziert, sondern bemisst sich an den Auswirkungen des Flexibilitätseinsatzes (z. B. Erlöse der Marktteilnahme, Reduktion von Grenzwertverletzungen). Eine systematische Induktion des Flexibilitätspotenzials (d. h. das Abstrahieren der beobachteten Effekte auf eine allgemeine Erkenntnis) findet aufgrund des Fehlens einer quantitativen Messgröße für Flexibilität und/oder aufgrund oft mangelnder statistischer Grundlagen meist nicht statt.

Bei Top-down-Ansätzen stellt meist die Analyse allgemeiner Erkenntnisse über eine bestimmte Art von Flexibilitätsoptionen den Ausgangspunkt der Betrachtung dar. Anschließend wird versucht, eine quantitative Beschreibung des Flexibilitätspotenzials vorzunehmen. Dies erfolgt bspw. in Form flexibler Leistungen, verschiebbarer Energiemengen und eines zeitlichen Horizontes der Verschiebung. Aufgrund des meist geringen Detailwissens über die zugrundeliegenden Prozesse bzw. das Nutzungsverhalten und der hohen Abstraktionsebene werden die dabei gewonnenen Erkenntnisse meist nicht validiert. Im Gegenzug erlauben Top-down-Ansätze, da sie i. d. R. den Anspruch erheben, den Gesamtbestand an Flexibilitätsoptionen zu repräsentieren, Analysen auf Systemebene. So können unter Nutzung von Top-down-Ansätzen der Energieausgleich in einem Verbundnetz,

die Bereitstellung der gesamten Regelreserve oder Wechselwirkungen mit dem Kraftwerkseinsatz und dem Energiemarkt (Flexibilitätsoptionen als Teil des Marktgleichgewichts) simuliert werden. Bei Berücksichtigung des Stromnetzes werden meist das Transportnetz und dessen Erweiterungsbedarf adressiert. Aufgrund der hohen Abstraktionsebene findet bei Top-down-Ansätzen meist keine Deduktion, d. h. Aussagen über konkrete Flexibilitätserbringer eines bestimmten Typs, statt. In Hinblick auf die Definition von Flexibilität (vgl. Kapitel 2.1) werden in Top-down-Ansätzen zudem zwei wichtige Eigenschaften von Flexibilität vernachlässigt. Einerseits stellt Flexibilität keine absolute Größe dar und ist stets in Zusammenhang mit dem konkreten Flexibilitätsbedarf zu betrachten. Andererseits hat der Einsatz von Flexibilität stets Rückwirkungen auf die Flexibilität selbst.

Für die Simulation dezentraler Flexibilitätsoptionen empfiehlt es sich daher, einen Bottom-up-Ansatz als zentrale Analyseverfahren zu verwenden. Um dem Ziel der Arbeit, der Analyse des deutschlandweiten Flexibilitätspotenzials, dennoch gerecht zu werden, muss dabei die bislang nicht unternommene Induktion und der Schluss auf die nutzbare Flexibilität des Gesamtbestandes dezentraler Flexibilitätsoptionen durchgeführt werden. Dafür ist zusätzlich ein erheblicher empirischer Arbeitsaufwand notwendig, in dem die Statistik der auf die Flexibilität einwirkenden Größen analysiert wird. Darüber hinaus stellt die große Anzahl verschiedener betrachteter Anlagentypen hohe Ansprüche an die Rechenintensität des zugrundeliegenden Einsatzplanungsproblems, das in vielen Bottom-up-Ansätzen genutzt wird. Die Zielsetzung der Analyse verteilnetzseitiger Einflüsse auf Basis empirischer Erkenntnisse erfordert zudem die Betrachtung einer großen Anzahl realer Netzdaten, weshalb auch in diesem Teilproblem Kompromisse zwischen dem Detailgrad der Untersuchung und der Rechenintensität des verwendeten Modellierungsansatzes eingegangen werden müssen.

Im Gegensatz zu bestehenden Untersuchungen wird in dieser Arbeit der systemweite Beitrag dezentraler Flexibilitätsoptionen auf Basis eines Bottom-up-Ansatzes entwickelt. Damit wird die bestehende Lücke zwischen dem Detailgrad der Simulation und den Auswirkungen auf das Gesamtsystem zum Teil geschlossen. Dieses Vorgehen erlaubt es, die Auswirkungen detaillierter Erkenntnisse über dezentrale Flexibilitätsoptionen auch auf Systemebene berücksichtigen zu können. Die detaillierte Simulation von Einzelanlagen ermöglicht zudem die Analyse der Wechselwirkungen zwischen Flexibilitätseinsatz und den Verteilnetzen. Bestehenden Top-down-Untersuchungen fehlt hierzu i. d. R. das Detailwissen über den Eingriff in den Betrieb der Einzelanlage, während Bottom-up-Ansätze in diesem Bereich zumeist nur exemplarische Aussagekraft haben. Darüber hinaus mangelt es vielen bisherigen Bottom-up-Ansätzen an der Berücksichtigung der gegenseitigen Beeinflussung in Bezug auf die Deckung des Flexibilitätsbedarfs, was erst durch eine integrierte Betrachtung des Gesamtsystems erreicht werden kann. Durch die Simulation einer hohen Zahl realistisch dimensionierter und genutzter Flexibilitätsoptionen in Zusammenhang mit einer großen Anzahl existierender Verteilnetze kann zudem erstmals untersucht werden, welche Wechselwirkungen

zwischen dem Flexibilitätseinsatz und den Verteilnetzen realistisch zu erwarten sind. Bestehende Untersuchungen analysieren hierzu meist nur exemplarische Verteilnetze und/oder ein Betriebsverhalten als Price-Taker, ohne Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen individuellem Anlagenverhalten und systemweiten Flexibilitätsbedarf. Auch wird der Einfluss der Verteilnetzplanung auf die im Verteilnetz nutzbare Flexibilität dabei bislang nicht betrachtet und in dieser Untersuchung erstmalig explizit berücksichtigt.



## 3 Modellierung dezentraler Flexibilitätsoptionen

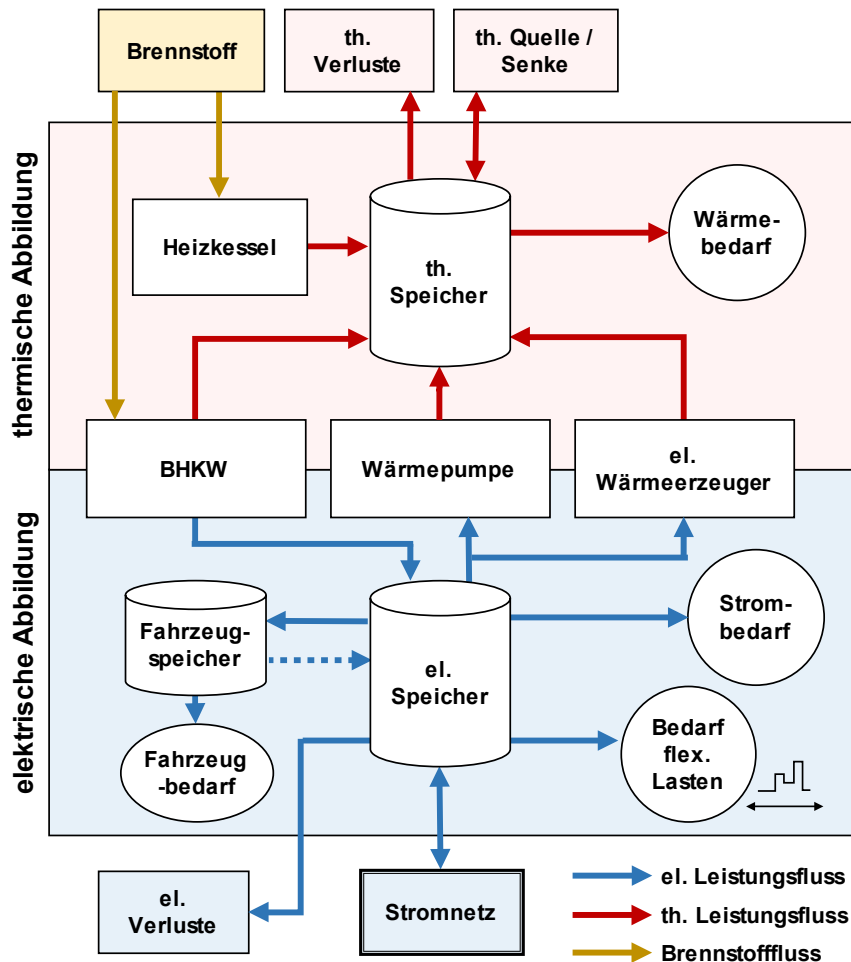
Die Analyse des nutzbaren Potenzials von Flexibilitätsoptionen bedarf zunächst eines Modells, das es erlaubt, das optimale Einsatzverhalten der Flexibilitätsoptionen zu ermitteln. Zu diesem Zweck wird in diesem Abschnitt ein Modell vorgestellt, das das Verhalten von Flexibilitätsoptionen als Einsatzplanungsproblem abbildet und in Form einer mathematischen Optimierung löst. Dazu wird in Abschnitt 3.1 das verwendete Verfahren zur Bestimmung des Einsatzes von Flexibilitätsoptionen vorgestellt. In Abschnitt 3.2 wird das Verfahren zusätzlich um die Berücksichtigung begrenzter Kapazitäten der Verteilnetze ergänzt. Abschnitt 3.3 befasst sich mit der praktischen Implementierung des Modellansatzes.

### 3.1 Flexibilität als Einsatzplanungsproblem

In diesem Abschnitt wird die mathematische Formulierung des Einsatzplanungsproblems der betrachteten Flexibilitätsoptionen vorgestellt. Das so entwickelte Optimierungsmodell stellt das wesentliche Instrument dar, mit dem im weiteren Verlauf dieser Untersuchung die nutzbare Flexibilität dezentraler Flexibilitätsoptionen untersucht wird. Entsprechend der Definition dieser Kategorie von Flexibilitätserbringern umfasst diese im Einzelnen BHKW, Wärmepumpen, Elektro-speicherheizungen, Elektrofahrzeuge, Solarstromspeicher und flexible Haushaltslasten.

Für diese technischen Einheiten können, wie teils schon in vorhergehenden Arbeiten erfolgt, jeweils einzelne Einsatzplanungsprobleme formuliert werden. Im Rahmen dieser Untersuchung wird hingegen ein kombiniertes Optimierungsmodell erstellt, das das Einsatzplanungsproblem aller dezentralen Flexibilitätsoptionen gemeinsam umfasst. Durch einen adaptiven Modellierungsansatz können dabei verschiedenen Komponenten des Optimierungsproblems ein- oder ausgeblendet werden, sodass auch das komplexe Zusammenspiel verschiedener Flexibilitätsoptionen in einem einzelnen Objekt untersucht werden kann. Neben der eigentlichen Zielstellung dieser Untersuchung kann das Modell somit auch für weiterführende Fragestellungen im Bereich der Flexibilitätsoptionen genutzt werden.

Da viele der untersuchten Flexibilitätsoptionen auf einer Kopplung des Elektrizitäts- und Wärmesektors basieren, liegt ein besonderer Fokus des Modellansatzes auf der detaillierten Abbildung der thermischen Bedarfs- und Erzeugungsseite. Abbildung 3-1 zeigt schematisch die dabei verwendeten Komponenten, die entweder dezentrale Flexibilitätsoptionen selbst darstellen oder wichtiger Bestandteil einer realitätsnahen Modellierung sind (bspw. Heizkessel).



**Abbildung 3-1:** Schematische Darstellung der einzelnen Komponenten des entwickelten Optimierungsmodells dezentraler Flexibilitätsoptionen.

Die mathematische Abbildung der einzelnen Komponenten wird in den folgenden Unterkapiteln beschrieben. Dabei werden Begriffe und Größen verwendet, denen im folgenden Abschnitt eine feste Bedeutung zugewiesen wird.

Eine *Anlage* ist eine technische Einheit, durch deren Betriebsoptimierung ein Flexibilitätspotenzial erschlossen wird oder die für die Modellierung anderer Anlagen notwendig ist. Eine Anlage ist dabei der Vertreter eines definierten *Anlagentyps*. Anlagen mit direkter Wirkung auf das Stromsystem werden als Flexibilitätsoptionen bezeichnet. Ein *Objekt* bezeichnet ein Gebäude, innerhalb dessen eine beliebige Kombination von Anlagen existiert. Jedem Objekt kann ein eigenes Wärmelastprofil sowie individuelle finanzielle Rahmenbedingungen wie Brennstoff- und Strombezugskosten zugewiesen werden. Die Menge der simultan betrachteten Objekte wird mit  $\mathcal{N} = \{1, 2, \dots, N\}$  bezeichnet. Die Modellierung erfolgt in Form einzelner Zeitperioden, dem *Optimierungshorizont*  $\mathcal{T} = \{1, 2, \dots, T\}$ . Der Faktor  $\tau$  bezeichnet die zeitliche Auflösung der Optimierungsperioden. In der verwendeten Modellkonfiguration entspricht die zeitliche Auflösung von  $\tau = 0,25 \text{ h}$  einer viertelstündigen Betrachtung.

In den folgenden Abschnitten erfolgt zunächst die Beschreibung des Modells für den Anwendungsfall *Energiehandel*. Das hierfür erstellte Modell wird als Basismodell bezeichnet. In Abschnitt 3.2 wird das Basismodell um die Möglichkeit zur Berücksichtigung von Netzrestriktionen erweitert. In Anhang A wird zudem eine Erweiterung um die Bereitstellung von Regelleistung vorgestellt, die im weiteren Verlauf der Untersuchung jedoch keine Anwendung findet.

### 3.1.1 Optimierungsziel Energiehandel

Mit Hilfe des Optimierungsmodells soll das optimale Verhalten eines am Energiemarkt agierenden Flexibilitätsbetreibers simuliert werden. Dieser kann Strommengen am Energiemarkt beziehen und veräußern und ist, entgegen den geltenden Marktbedingungen, nicht an Mindestlosgrößen und Mindestinkremente gebunden.

Entsprechend dieser Annahmen bildet die Zielfunktion die Kosten- und Erlösstruktur der einzelnen Anlagentypen realitätsnah ab. Im Basisfall umfasst dies die Kosten und die Erlöse durch Strombezug und -lieferung am Energiemarkt, die Erlöse durch gesetzliche Zulagen sowie die ggf. anfallenden Brennstoffkosten. Zusätzlich berücksichtigt die Zielfunktion Strafkosten, die bei alternativer Unlösbarkeit eine Lösung des Optimierungsproblems ermöglichen können oder zu häufige Startvorgänge unterbinden. Befinden sich mehrere Stromerzeuger in einem Objekt oder wird KWK-Strom im Objekt selbst verbraucht, lässt sich dieser in der Modellumsetzung nicht explizit identifizieren und muss daher gesondert berücksichtigt werden. Die heute vorhandene KWK-Zulage wird daher als gesonderter Erlösterm berücksichtigt. Die folgende Tabelle 3-1 fasst die dabei verwendeten Größen und Formelzeichen zusammen.

**Tabelle 3-1: Übersicht der verwendeten Größen der Zielfunktion Energiehandel.**

<b>Handel am Energiemarkt</b>		Symbol	Einheit	Dimension
<b>Preisvektoren</b>	Preis der Stromlieferung	$Pr_{Obj}^{out}$	€/kWh	N×T
	Preis des Strombezugs	$Pr_{Obj}^{in}$	€/kWh	N×T
	Höhe der KWK-Zulage	$Pr_{KWK}$	€/kWh	N×T
	Brennstoffkosten	$Pr_F$	€/kWh	N×T
	Strafkosten Wärmesaldo	$Pr_{Pen}$	€/kWh	N×T
	Strafkosten Anlagenstarts	$Pr_{Start}$	€	N×T
<b>Kostenbestandteile</b>	Erlöse der Stromlieferung	$c_{el}^{out}$	€	(3-2)
	Kosten des Strombezugs	$c_{el}^{in}$	€	(3-3)
	Erlöse aus KWK-Zulage	$c_{KWK}$	€	(3-4)
	Brennstoffkosten	$c_F$	€	(3-5)
	Strafkosten	$c_{Pen}$	€	(3-6)

Für das Optimierungsziel *Energiehandel* wird dementsprechend die folgende Zielfunktion verwendet:

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{n \in N} -c_{el}^{out}(n, t) + c_{el}^{in}(n, t) - c_{KWK}(n, t) + c_F(n, t) + c_{Pen}(n, t). \quad (3-1)$$

Die einzelnen Kostenterme der Zielfunktion berechnen sich aus den jeweiligen Anlagenleistungen und Preisvektoren der einzelnen Perioden sowie der verwendeten Strafkosten:

$$c_{el}^{out}(n, t) = P_{Obj}^{out}(n, t) \cdot Pr_{Obj}^{out}(n, t) \cdot \tau \quad (3-2)$$

$$c_{el}^{in}(n, t) = P_{Obj}^{in}(n, t) \cdot Pr_{Obj}^{in}(n, t) \cdot \tau \quad (3-3)$$

$$c_{KWK}(n, t) = P_B(n, t) \cdot Pr_{KWK}(n, t) \cdot \tau \quad (3-4)$$

$$c_F(n, t) = \left( (P_B(n, t) + \dot{Q}_B(n, t)) \cdot \eta_B^{-\tau}(n) + \dot{Q}_{HK}(n, t) \cdot \eta_{HK}^{-\tau}(n) \right) \cdot Pr_F(n, t) \cdot \tau \quad (3-5)$$

$$c_{Pen}(n, t) = \left( \dot{Q}_{EQ}^{in}(n, t) + \dot{Q}_{EQ}^{out}(n, t) \right) \cdot Pr_{Pen}(n, t) \cdot \tau + (START_B(n, t) + START_{WP}(n, t)) \cdot Pr_{Start}(n, t). \quad (3-6)$$

Hierbei bezeichnet  $P_{Obj}^{out}$  die von einem optimierten Objekt bereitgestellte elektrische Leistung und  $P_{Obj}^{in}$  der Leistungsbezug des Objektes.  $P_B$  und  $\dot{Q}_B$  stellen die aktuelle elektrische bzw. thermische Leistung gegebenenfalls vorhandener KWK-Anlagen und  $\eta_B$  deren Gesamtwirkungsgrad dar.  $\eta_{HK}$  bezeichnet den Wirkungsgrad von Heizkesseln und  $\dot{Q}_{EQ}^{in}$  bzw.  $\dot{Q}_{EQ}^{out}$  die Leistung einer thermischen Ersatzquelle resp. -senke.  $START_B$  und  $START_{WP}$  zeigen die Einschaltvorgänge von BHKW bzw. Wärmepumpen an.

Aufgrund der Diversität der abgebildeten Anlagentypen ergibt sich für das Optimierungsproblem eine hohe Anzahl an individuellen Nebenbedingungen. In den folgenden Abschnitten werden diese getrennt nach Anlagentyp detailliert beschrieben.

#### 3.1.2 Blockheizkraftwerke

Die Modellierung von BHKW erfolgt anhand einer linearen Abbildung des Anlagenverhaltens. Neben den grundlegenden Anlagenfunktionen kann dabei eine Leistungsabhängigkeit der Stromkennzahl berücksichtigt werden. Die Anlage verfügt über eine Höchst- und Mindestleistung, zudem werden die Startvorgänge der Anlage erfasst. Die hierzu verwendeten Anlagengrößen und Nebenbedingungen sind in Tabelle 3-2 zusammengefasst. Der Begriff Anlagengrößen umfasst hierbei die konstanten und zeitvariablen Anlagenparameter sowie die verwendeten Entscheidungsvariablen.

**Tabelle 3-2: Übersicht der verwendeten Größen und Nebenbedingungen für BHKW.**

<b>Blockheizkraftwerke</b>		Symbol	Einheit	Dimension
<b>Anlagenkonstanten</b>	max. el. Leistung	$P_B^{max}$	kW	$N \times 1$
	min. el. Leistung	$P_B^{min}$	kW	$N \times 1$
	Stromkennzahl bei $P_{el}^{max}$	$\sigma_{max}$	-	$N \times 1$
	Stromkennzahl bei $P_{el}^{min}$	$\sigma_{min}$	-	$N \times 1$
	Gesamtwirkungsgrad	$\eta_B$	-	$N \times 1$
<b>Anlagenparameter</b>	Anlagenbetrieb in $t_0$	$ON_B^0$	binär	$N \times 1$
<b>Entscheidungsvariablen</b>	Anlage in Betrieb	$ON_B$	binär	$N \times T$
	Anlagenbetrieb endet	$END_B$	binär	$N \times T$
	Anlagenstart	$START_B$	binär	$N \times T$
	Elektrische Leistung	$P_B$	kW	$N \times T$
	Thermische Leistung	$\dot{Q}_B$	kW	$N \times T$
<b>Nebenbedingungen</b>	Einschaltvorgänge	Formel (3-7) - (3-9)		
	Leistungsgrenzen	(3-10)		
	Stromkennzahl	(3-11) - (3-12)		

### Bestimmung des Betriebszustandes

Häufige Einschaltvorgänge können bei BHKW in Form von Effizienzverlusten oder einer Lebensdauerverkürzung zusätzliche Kosten für den Anlagenbetrieb bedeuten. Aus diesem Grund wird bei Konstruktion und Auslegung der Anlagen häufig eine Minimierung der betrieblichen Einschaltvorgänge angestrebt. Um die Einschaltvorgänge im Optimierungsmodell adäquat berücksichtigen zu können, müssen diese modelltechnisch erfasst werden. Dies erfolgt mit Hilfe von drei Ganzzahligkeitsbedingungen, die Betrieb, Start und Ausschaltvorgang der Anlagen abbilden. Die folgenden drei Nebenbedingungen stellen sicher, dass der jeweilige Anlagenzustand erfasst werden kann. Dies erlaubt bspw. eine zahlenmäßige Beschränkung der Startvorgänge oder die Berücksichtigung von Strafkosten in der Zielfunktion.

$$ON_B(n, t) - ON_B^0(n) = START_B(n, t) - END_B(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \{1\} \quad (3-7)$$

$$ON_B(t) - ON_B(t-1) = START_B(t) - END_B(t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \setminus \{1\} \quad (3-8)$$

$$START_B(t) + END_B(t) \leq 1 \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (3-9)$$

### Leistungsgrenzen

Einige, besonders leistungsstärkere BHKW ermöglichen einen Betrieb bei Teillast. Dies erlaubt die Verwendung kleinerer Pufferspeicher oder kann eine Erhö-

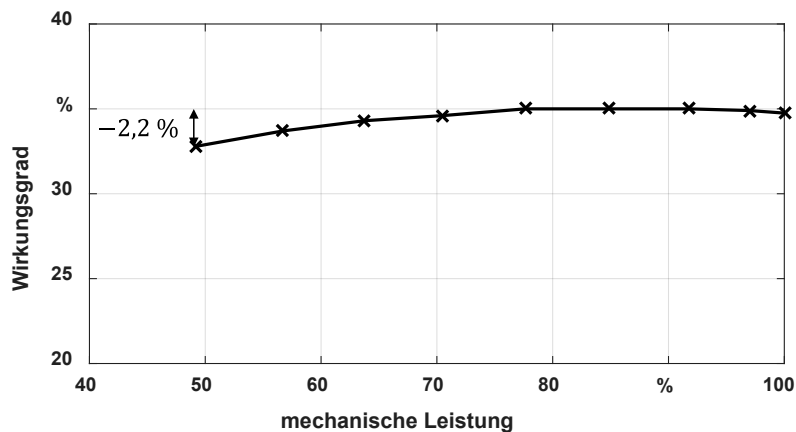
hung der jährlichen Vollaststunden bewirken. Die folgende Nebenbedingung beschränkt den Anlagenbetrieb auf den zulässigen Leistungsbereich und ermöglicht in Verbindung mit den Nebenbedingungen (3-7) bis (3-9) eine Erfassung des Betriebszustandes.

$$P_B^{min}(n) \cdot ON_B(n, t) \leq P_B(n, t) \leq P_B^{max}(n) \cdot ON_B(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (3-10)$$

#### Stromkennzahl

Die Stromkennzahl eines BHKW gibt das Verhältnis zwischen der aktuell erzeugten thermischen und elektrischen Leistung an und kann je nach Art des verwendeten Motors und auch mit dem aktuellen Betriebspunkt variieren.

Eine Analyse des Einflusses des drehzahlgeregelten Teillastbetriebs auf die Stromkennzahl von BHKW (siehe [64], S. 108) zeigt jedoch, dass im relevanten Teillastbereich zwischen 50 % und 100 % nur mit geringen Einbußen bezüglich des elektrischen Wirkungsgrades von BHKW zu rechnen ist (ca. 2 Prozentpunkte, siehe Abbildung 3-2).



**Abbildung 3-2:** Verlauf des Wirkungsgrades von Motor-BHKW im Teillastbereich (eigene Darstellung nach [64]).

Ein Zusammenhang zwischen Teillastbetrieb und Stromkennzahl ist jedoch prinzipiell möglich und sollte daher mit Blick auf die universelle Anwendbarkeit des Optimierungsansatzes berücksichtigt werden. Eine Möglichkeit, diese Abhängigkeit in ein GGLP zu überführen wurde in einer Dissertation aus dem Jahr 2013 vorgestellt [34]. Die dabei verwendeten Nebenbedingungen ermöglichen die Definition einer linear von der elektrischen Leistung abhängigen thermischen Leistung:

$$\dot{Q}_B(n, t) \geq 0 \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (3-11)$$

$$\dot{Q}_B(n, t) = \alpha \cdot P_B(n, t) + \beta \cdot ON_B \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (3-12)$$

$$\text{mit } \alpha = \frac{1}{\sigma_{min}} - \frac{\left(\frac{1}{\sigma_{max}} - \frac{1}{\sigma_{min}}\right)}{\left(\frac{P_B^{min}}{P_B^{max}} - 1\right)}, \quad \beta = \frac{\left(\frac{1}{\sigma_{max}} - \frac{1}{\sigma_{min}}\right)}{\left(\frac{1}{P_B^{max}} - \frac{1}{P_B^{min}}\right)}$$

Für BHKW, bei denen im Teillastbetrieb keine Reduzierung der Stromkennzahl zu erwarten ist, ergeben sich bei Wahl von  $\sigma_{max} = \sigma_{min}$  die Faktoren  $a = (\sigma_{max})^{-1}$  und  $b = 0$ . Dies entspricht einer konstanten Stromkennzahl im Teillastbetrieb. Da bei einem Anlagenstart die thermische und die elektrische Nennleistung auch bei einem Kaltstart bereits nach spätestens einer Minute erreicht werden (vgl. [65], S. 78), wird ein Einfluss der Anlagenstarts auf die Stromkennzahl oder die Anlagenleistung nicht berücksichtigt.

### 3.1.3 Heizkessel

BHKW werden üblicherweise auf eine hohe Betriebszeit ausgelegt und erfordern zur Deckung des thermischen Spitzenbedarfs daher den Einsatz eines Heiz- bzw. Spitzenlastkessels. Aus dem Verhalten des Heizkessels ergeben sich wiederum Rückwirkungen auf den Einsatz des BHKW, weshalb dieser in der Modellierung berücksichtigt werden muss. Tabelle 3-3 fasst die hierzu verwendeten Anlagengrößen zusammen.

**Tabelle 3-3: Übersicht der verwendeten Größen und Nebenbedingungen für Heizkessel.**

<b>Heizkessel</b>		Symbol	Einheit	Dimension
<b>Anlagenkonstanten</b>	max. th. Leistung	$\dot{Q}_{HK}^{max}$	kW	$N \times 1$
	Wirkungsgrad	$\eta_{HK}$	-	$N \times 1$
<b>Entscheidungsvariablen</b>	th. Leistung	$\dot{Q}_{HK}$	kW	$N \times T$
<b>Nebenbedingungen</b>	Leistungsgrenze	Formel (3-13)		

Da Heizkessel in vergleichsweise kurzer Zeit ein- und ausgeschaltet werden können, stellt die praktisch vorhandene Mindestleistung des Brenners bei 15-minütiger Betrachtung keine relevante Einschränkung des Lösungsraumes dar. Entsprechend ist die thermische Leistung nur durch die Nennleistung der Anlage begrenzt:

$$0 \leq \dot{Q}_{HK}(n, t) \leq \dot{Q}_{HK}^{max}(n) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-13)$$

Der Brennstoffbedarf, der sich aus der thermischen Anlagenleistung und dem Wirkungsgrad ergibt, wird direkt in der Zielfunktion berücksichtigt und bedarf keiner zusätzlichen Entscheidungsvariablen.

### 3.1.4 Wärmepumpen

Die primäre Entscheidungsvariable für die Simulation von Wärmepumpen bildet die elektrische Leistungsaufnahme  $P_{WP}$ . Den Großteil der benötigten Leistung

nimmt dabei der Verdichter auf. Die Leistungsaufnahmen von Nebenaggregaten wie Solepumpe, Lüfter oder Umwälzpumpe werden hingegen nicht explizit simuliert, sondern implizit in Form der Leistungszahl berücksichtigt und somit als proportional zur Stromaufnahme des Verdichters angenommen. Zur Simulation von Anlagenstarts und Teillastbetrieb werden zudem Binärvariablen genutzt. Die maximale und die minimale elektrische Leistungsaufnahme des Verdichters stellen die einzigen verwendeten Anlagenkonstanten dar. Zeitvariable Anlagenparameter sind die Leistungszahl (COP) sowie der Anlagenstatus in der ersten Simulationsperiode. Tabelle 3-4 fasst die für die Simulation von Wärmepumpen genutzten Größen zusammen.

**Tabelle 3-4: Übersicht der verwendeten Größen und Nebenbedingungen für Wärmepumpen.**

<b>Wärmepumpen</b>		Symbol	Einheit	Dimension
<b>Anlagenkonstanten</b>	max. el. Leistung	$P_{WP}^{max}$	kW	N×1
	min. el. Leistung	$P_{WP}^{min}$	kW	N×1
<b>Anlagenparameter</b>	Anlagenbetrieb in $t_0$	$ON_{WP}^0$	binär	N×1
	Leistungszahl	$COP$	-	N×T
<b>Entscheidungsvariablen</b>	Anlage in Betrieb	$ON_{WP}$	binär	N×T
	Anlagenbetrieb endet	$END_{WP}$	binär	N×T
	Anlagenstart	$START_{WP}$	binär	N×T
	Elektrische Leistung	$P_{WP}$	kW	N×T
	Thermische Leistung	$\dot{Q}_{WP}$	kW	N×T
<b>Nebenbedingungen</b>	Einschaltvorgänge	Formel		
	Leistungsgrenzen	-		
	Leistungszahl	(3-14) (3-15)		

#### Bestimmung von Einschaltvorgängen

Der Einschaltvorgang einer Wärmepumpe verursacht in Form von Effizienzverlust und Abnutzung indirekt Kosten für den Anlagenbetrieb. Aus diesem Grund kann bei Konstruktion und Auslegung der Anlagen eine Minimierung der betrieblichen Einschaltvorgänge angestrebt werden. In der Praxis besitzt die Starthäufigkeit für Wärmepumpen jedoch eine deutlich geringere Relevanz als bspw. für BHKW. Um die Einschaltvorgänge im Optimierungsmodell dennoch berücksichtigen zu können, müssen diese modelltechnisch erfasst werden. Dies erfolgt analog zur Modellierung von BHKW mit Hilfe von drei Ganzzahligkeitsbedingungen, die Betrieb, Start und Ausschaltvorgang der Wärmepumpe abbilden.



## Leistungsregelung

Moderne Wärmepumpensysteme verfügen in der Regel über eine kontinuierliche Leistungsregelung. Bei stark variierender Temperatur der primären Wärmequelle bietet diese den Vorteil, dass der Betriebspunkt der Wärmepumpe dem Wärmebedarf angepasst werden kann. Besonders bei Luft-Wasser-Wärmepumpen trifft ein in den Sommermonaten verringerter Wärmebedarf auf eine erhöhte Wärmeleistung. Durch die Reduktion der Wärmeproduktion kann in diesen Phasen ein Takten der Anlage verhindert werden. Die Leistungsregelung erfolgt i. d. R. durch eine Frequenzregelung des Verdichtermotors. Hierdurch wird die Verdichterdrehzahl verringert und der Volumenstrom durch den Verdichter reduziert. Neben drehzahlgeregelten Verdichtern existieren weitere Bauformen, die eine Drehzahlregelung ermöglichen. Durch Einsatz eines Druckentlastungsventils kann der Verdichter zeitweise umgangen werden. Hierdurch wird der Verdichtungsprozess gestoppt und der Verdichter wechselt in den Leerlaufbetrieb. Durch Taktung des Druckentlastungsventils kann so eine Leistungsregelung von bis zu 30 % erreicht werden. [66]

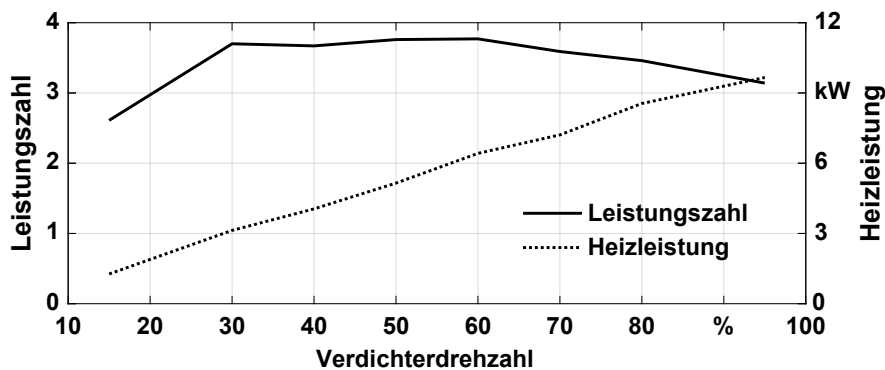
Um die elektrische Leistung der Wärmepumpe nur innerhalb der gegebenen Leistungsgrenzen des Verdichters zuzulassen, gilt für kontinuierlich leistungsgeregelte Wärmepumpen folgende Restriktion, die einen Anlagenbetrieb nur innerhalb der gegebenen Leistungsgrenzen zulässt:

$$P_{WP}^{min}(n) \cdot ON_{WP}(n, t) \leq P_{WP}(n, t) \leq P_{WP}^{max}(n) \cdot ON_{WP}(n, t) \quad \forall t \in \mathcal{T}, n \in \mathcal{N}. \quad (3-14)$$

Für Wärmepumpen ohne kontinuierliche Leistungsregelung kann eine Anpassung der durchschnittlichen Leistung innerhalb einer viertelstündlichen Periode durch Modulation des Anlagenbetriebs erreicht werden. Da dies jedoch in Konflikt mit der expliziten Identifikation von Startvorgängen steht, kann entweder eine Berücksichtigung von Startvorgängen erfolgen oder alternativ ein scheinbarer Teillastbetrieb moduliert betriebener Wärmepumpen erlaubt werden.

## Leistungszahl

Der Einsatz eines drehzahlreduzierten Verdichters geht bei heutigen Wärmepumpen in der Regel nicht mit einer Reduktion der Systemeffizienz einher. Abbildung 3-3 zeigt exemplarisch die Änderung des COP einer drehzahlgeregelten Wärmepumpe der Firma Viessmann im Teillastbetrieb. Es wird deutlich, dass erst im Lastbereich unter 30 % ein Effizienzverlust eintritt. Im übrigen Teillastbereich zeigt sich hingegen eine leicht erhöhte Systemeffizienz. [66]



**Abbildung 3-3: Einfluss der Verdichterdrehzahl auf Leistungszahl und Heizleistung einer Wärmepumpe. [66]**

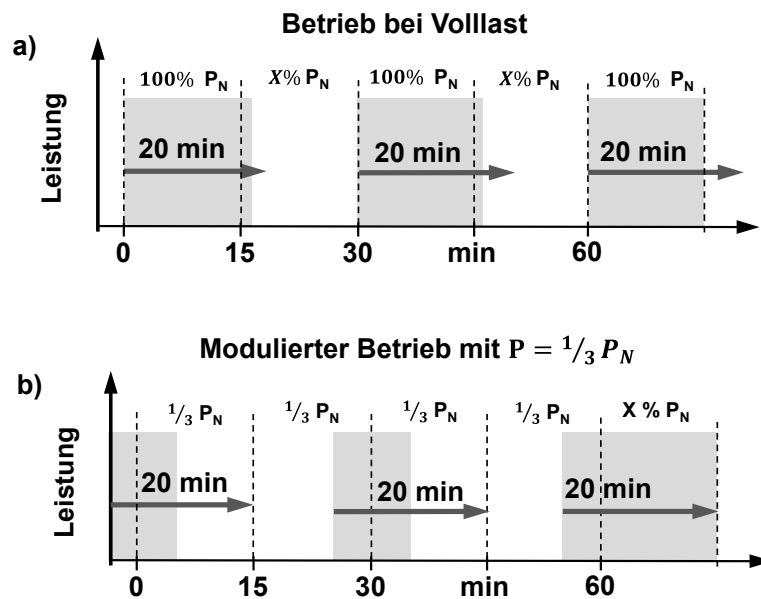
Aufgrund des unterschiedlichen Verhaltens von Wärmepumpen im Teillastbereich, bzw. des stark nichtlinearen Verhaltens im unteren Leistungsbereich wird in dieser Modellierung vereinfacht von einer konstanten Leistungszahl ausgegangen. Hierdurch ergibt sich die folgende Verknüpfung zwischen elektrischer und thermischer Leistung für Wärmepumpen:

$$\dot{Q}_{WP}(n, t) = P_{WP}(n, t) \cdot COP(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-15)$$

Die Leistungszahl von Wärmepumpen ist u. a. von der Temperaturdifferenz zwischen thermischer Quelle und Senke abhängig. Diese können je nach Art der genutzten primären Wärmequelle und des benötigten Warmwasser-Temperaturniveaus im Jahresverlauf stark variieren. Aus diesem Grund ist eine externe Modellierung des Zeitverlaufs der Leistungszahl notwendig. Die Leistungszahl ist in der Betriebsoptimierung entsprechend ein externer Parameter. Die thermische Leistung lässt sich demnach direkt aus der elektrischen Leistung ableiten. Daher muss diese aus modelltechnischer Sicht nicht explizit als Entscheidungsvariable formuliert werden. Die gewählte Formulierung erhöht jedoch die Übersichtlichkeit der Modellierung. Die Presolve-Phase moderner Solver eliminiert diese redundanten Entscheidungsvariablen, wodurch keine Beeinträchtigung in der Lösungsgeschwindigkeit zu erwarten ist.

#### Häufigkeit von Startvorgängen

Die technischen Anschlussbedingungen des VDN (TAB) (siehe [67], S. 20) sehen für den Anschluss von Wärmepumpen im Niederspannungsnetz eine maximale Anzahl von Einschaltvorgängen pro Stunde vor. Je nach Anlaufstrom und Art des Anschlusses dürfen entweder 3 oder 6 Einschaltvorgänge pro Stunde erfolgen. In der Anlagensteuerung wird diese Vorgabe i. d. R. nach erfolgtem Einschalten durch eine 10- bzw. 20-minütige Sperre der Einschaltfreigabe umgesetzt. Bei Volllastbetrieb stellt dies naturgemäß keine relevante Nebenbedingung dar, da in diesem Fall auf ein Betriebsperiode mit Volllast eine Periode mit beliebiger Leistung folgen kann (vgl. Abbildung 3-4a).



**Abbildung 3-4:** Die TAB des VDN haben keinen Einfluss auf einen Betrieb bei Volllast, aber begrenzen die minimale Leistung von Wärmepumpen im Modulationsbetrieb auf 33 %  $P_N$ .

Ebenso ergibt sich für leistungsgeregelte Anlagen keine Betriebseinschränkung. Erst für moduliert betriebene Anlagen stellen die TAB ab einem scheinbaren Teillastbetrieb von  $\frac{1}{3} P_N$  eine relevante Nebenbedingung dar (vgl. Abbildung 3-4b). Bis zu diesem Wert kann stets gewährleistet werden, dass aus dem Teillastbetrieb in einer Zeitperiode keine Restriktionen für die folgenden Perioden entstehen.

### 3.1.5 Thermische Speicher

Thermische Speicher entkoppeln die Wärmeproduktion vom eigentlichen Wärmebedarf und sind für thermische Anlagen daher die grundlegende Voraussetzung dafür, dass die jeweilige Anlage in ihrem Betrieb zeitlich flexibel wird. Die hier verwendete mathematische Beschreibung eines thermischen Speichers entspricht dem Prinzip eines Schichtenspeichers mit idealem Schichtverhalten. Eine detaillierte Beschreibung dieses Prinzips findet sich in einer Dissertation aus dem Jahr 2008 [65]. Der Speicher verfügt zudem über eine begrenzte Speicherleistung und -kapazität. Die modellierten Speicherverluste gliedern sich nach Winkel [41] in füllstandsabhängige und -unabhängige Verluste. Tabelle 3-5 gibt eine Übersicht der modelltechnischen Abbildung von thermischen Speichern.

**Tabelle 3-5: Übersicht der verwendeten Größen und Nebenbedingungen thermischer Speicher.**

<b>Thermischer Speicher</b>		Symbol	Einheit	Dimension
<b>Anlagenkonstanten</b>	Speicherkapazität	$Q_{WS}^{max}$	kWh	$N \times 1$
	max. th. Leistung	$\dot{Q}_{WS}^{max}$	kW	$N \times 1$
	Verlustleistung	$\dot{Q}_{WS}^V$	kW	$N \times 1$
	füllstandsabh. Verluste	$\eta_{WS}$	-	$N \times 1$
<b>Anlagenparameter</b>	Speicherstand in $t_0$	$Q_{WS}^0$	kWh	$N \times 1$
	Kapazitätsfaktor	$\Delta_{WS}$	-	$N \times T$
<b>Entscheidungsvariablen</b>	Speicherleistung	$\dot{Q}_{WS}$	kW	$N \times T$
	Speicherstand	$Q_{WS}$	kWh	$N \times T$
<b>Nebenbedingungen</b>	Speicherleistung	Formel (3-16)		
	Speicherkapazität	(3-18)		
	Speicherbilanz	(3-21) - (3-22)		

### Speicherleistung

Die Leistung eines thermischen Speichers wird durch den maximalen Volumenstrom der Be- und Entladung sowie die Systemtemperaturen des Speichers bestimmt und über einen externen Parameter  $\dot{Q}_{max}$  vorgegeben. Im Modell entsprechen eine positive Speicherleistung einer Entladung und eine negative Leistung einer Speicherbeladung:

$$-\dot{Q}_{WS}^{max}(n) \leq \dot{Q}_{WS}(n, t) \leq \dot{Q}_{WS}^{max}(n) \quad \forall n \in \mathcal{N} \quad t \in \mathcal{T}. \quad (3-16)$$

### Speicherkapazität

Die Wärmekapazität sensibler Wärmespeicher  $Q_{WS}$  ergibt sich aus dem Volumen  $V$  des Speichers, der spezifischen Wärmekapazität  $c_w$  und der Dichte  $\rho$  des verwendeten Speichermediums sowie der Temperaturdifferenz  $\Delta T$ , die zur Speicherung verwendet werden kann. Diese Wärmekapazität ergibt sich durch:

$$Q_{WS} = V \cdot \rho \cdot c_w \cdot \Delta T. \quad (3-17)$$

Die Temperaturdifferenz  $\Delta T$  ist, für Heizungssysteme mit einer Einbindung des thermischen Speichers als hydraulische Weiche, die Temperaturdifferenz zwischen Vor- ( $T_v$ ) und Rücklauf ( $T_r$ ). Mit Ausnahme der Elektrospeicherheizung nutzen alle hier betrachteten Heizungssysteme Wasser als Speichermedium. Bei Elektrospeicherheizungen werden hingegen feste Speichermedien wie z. B. Schamottesteine verwendet. Diese werden auf Temperaturen von mehreren hundert Grad Celsius erwärmt und verursachen entsprechend hohe Speicherverluste, die direkt an den zu beheizenden Raum abgegeben werden. Um eine Überschreitung

der gewünschten Raumtemperatur durch die Speicherverluste zu vermeiden, können Elektrospeicherheizungen in den Sommer- und Übergangsmonaten nicht bis zu ihrer maximalen Temperatur aufgeheizt werden. Um dies im Modell für thermische Speicher berücksichtigen zu können, kann die maximale Speicherkapazität von thermischen Speichern in jedem Zeitschritt durch den Kapazitätsfaktor  $\Delta_{WS}$  modifiziert werden. Entsprechend gilt für die Kapazität thermischer Speicher

$$0 \leq Q_{WS}(n, t) \leq Q_{WS}^{max}(n) \cdot \Delta_{WS}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-18)$$

Die maximale Speicherkapazität  $Q_{max}^{WS}$  wird vor Aufstellung der Nebenbedingungen entsprechend der jeweiligen Systemparameter bestimmt. Bei Simulation von Elektrospeicherheizungen und anderen Speichern mit zeitlich variierender Kapazität wird  $\Delta_{WS}$  ebenfalls separat ermittelt und nimmt dabei Werte zwischen 0 und 1 an.

#### Speicherverluste

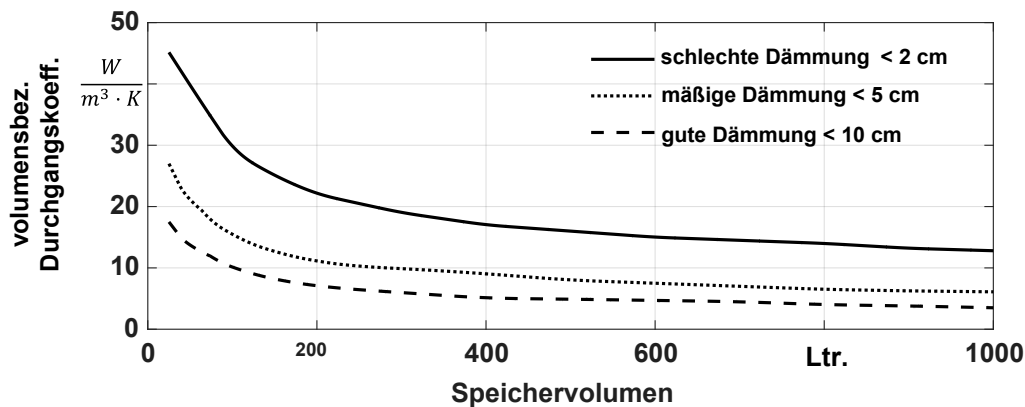
Bedingt durch die Differenz zwischen der Temperatur des Speicherinhalts und der Umgebungstemperatur des Wärmespeichers  $T_U$  kommt es bei Wärmespeichern stets zu Speicherverlusten. Da die Rücklaufstemperatur von Heizungssystemen i. d. R. höher ist als die Umgebungstemperatur, fallen auch dann Verluste an, wenn der Speicher leer ist. Bei gefülltem Wärmespeicher erhöhen sich die Speicherverluste hingegen proportional zum Speicherfüllstand. Diesen Zusammenhang hat Winkel im Jahr 2015 (siehe [41] S. 92) durch zwei lineare Verlustterme beschrieben. Diese bestehen aus einem konstantenm füllstandsunabhängigen Wärmeverluststrom

$$\dot{Q}_{WS}^V = U_{WS} \cdot V \cdot (T_v - T_U) \quad (3-19)$$

sowie einem, auf die Verluste einer Stunde bezogenen, füllstandsabhängigen Verlustfaktor

$$\eta_{WS} = 1 - \frac{U_{WS}}{\rho \cdot c_w}. \quad (3-20)$$

Hierbei bezeichnet  $U_{WS}$  den volumenbezogenen Wärmedurchgangskoeffizienten des Wärmespeichers. Dieser lässt sich für typische Warmwasserspeicher in Abhängigkeit des Speichervolumens ausdrücken und wird z. B. in einem Standardwerk der Heizungstechnik (siehe [68], S. 1084) ausführlich beschrieben. Abbildung 3-5 zeigt den Zusammenhang zwischen Speichervolumen und  $U_{WS}$  in Abhängigkeit verschiedener Dämmungen für Warmwasserspeicher. Im weiteren Verlauf dieser Untersuchung wird für Warmwasserspeicher die hier gezeigte, *gute Dämmeigenschaft* angenommen.



**Abbildung 3-5: Volumenbezogener Wärmedurchgangskoeffizient für Warmwasserspeicher mit unterschiedlichen Dämmeigenschaften, entnommen aus [68].**

### Speicherbilanz

Die Nebenbedingung der Speicherbilanz ist periodenübergreifend und berücksichtigt die auftretenden Speicherverluste. Die füllstandsabhängigen Speicherverluste werden mittels des auf die Periodendauer bezogenen Speicherwirkungsgrades  $\eta_{WS}^\tau$  bestimmt. Die vom Speicherfüllstand unabhängigen Verluste werden durch eine konstante Verlustleistung  $\dot{Q}_V$  berücksichtigt:

$$Q_{WS}(n, t) = Q_{WS}(n, t - 1) \cdot \eta_{WS}^\tau + (\dot{Q}_{WS}(n, t) - \dot{Q}_{WS}^V(n)) \cdot \tau \quad (3-21)$$

$$\forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \setminus \{1\}.$$

Für den ersten Zeitschritt wird abweichend der Füllstand zu Beginn des Optimierungsfensters übergeben:

$$Q_{WS}(n, t) = Q_{WS}^0(n) \cdot \eta_{WS}^\tau + (\dot{Q}_{WS}(n, t) - \dot{Q}_{WS}^V(n)) \cdot \tau \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \{1\}. \quad (3-22)$$

### 3.1.6 Elektrische Wärmeerzeugung

Durch den Einsatz eines elektrischen Wärmeerzeugers kann elektrische in thermische Energie umgewandelt werden. Die Umwandlung erfolgt bei kleinen Anlagen in der Regel mittels eines einfachen Leistungswiderstandes. Elektrische Wärmeerzeuger werden z. B. in Elektrospeicherheizungen oder als Zusatzheizgerät in Wärmepumpen eingesetzt. Tabelle 3-6 zeigt die zur deren Modellierung verwendeten Größen.

**Tabelle 3-6: Übersicht der verwendeten Größen und Nebenbedingungen elektrischer Wärmeerzeuger.**

Elektrische Wärmeerzeuger		Symbol	Einheit	Dimension
<b>Anlagenkonstanten</b>	max. el. Leistung	$P_{EW}^{max}$	kW	$N \times 1$
	Gesamtwirkungsgrad	$\eta_{EW}$	-	$N \times 1$
<b>Entscheidungsvariablen</b>	Elektrische Leistung	$P_{EW}$	kW	$N \times T$
<b>Nebenbedingungen</b>	Leistungsgrenzen	Formel (3-23)		

Da elektrische Wärmeerzeuger in der hier betrachteten Leistungsklassen je nach Typ leistungsgeregelt arbeiten oder in schneller Folge ein- und ausgeschaltet werden können, stellt eine mögliche Mindestleistung in der gewählten zeitlichen Auflösung von 15 Minuten keine praktische Beschränkung dar. Somit ist nur eine Nebenbedingung erforderlich, welche die maximale Leistungsaufnahme beschränkt:

$$0 \leq P_{EW}(n, t) \leq P_{EW}^{max}(n) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-23)$$

Die Umrechnung der elektrischen in die thermische Anlagenleistung erfolgt mittels des Wirkungsgrades  $\eta_{EW}$  bei Aufstellung der thermischen Bilanz.

### 3.1.7 Elektrofahrzeuge

Für Elektrofahrzeuge besteht das Entscheidungsproblem aus der Suche nach der optimalen Ladeleistung in jedem Zeitpunkt. Dies erfolgt unter Berücksichtigung der Fahrzeugnutzung, seines Standortes und der maximalen Ladeleistung. Als zusätzliche Restriktion kann ein Ladestand vorgegeben werden, der nach einer Fahrt sofort aufgeladen werden muss. So kann bspw. festgelegt werden, dass nach Ankunft an einem Ladepunkt die Fahrzeugbatterie zu 50 % sofort geladen werden muss und die restlichen 50 % für einen optimierten Ladebetrieb zur Verfügung stehen. Tabelle 3-7 fasst die hierfür erforderlichen Größen und Nebenbedingungen zusammen.

#### Ladeleistung

Ein Elektrofahrzeug kann immer dann geladen werden, wenn es nicht in Benutzung ist und über eine Lademöglichkeit verfügt. Diese Zeiten werden durch den Parameter *Fahrzeugstandort*  $s_{EV}$  angezeigt. Ist ein Ladevorgang möglich, gilt:

$$s_{EV}(n, t) = \begin{cases} 1, & \text{Laden möglich} \\ 0, & \text{Laden nicht möglich} \end{cases} \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-24)$$

Verfügt das Fahrzeug über eine Lademöglichkeit, kann die Ladeleistung zwischen 0 und  $P_{EV}^{max}(n)$  frei gewählt werden:

$$0 \leq P_{EV}(n, t) \leq P_{EV}^{max}(n) \cdot s_{EV}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-25)$$

Dies entspricht nicht notwendigerweise einer frei regelbaren Ladeleistung, sondern kann etwa auch durch das Aktivieren und Deaktivieren des Ladevorgangs innerhalb der 15-minütigen Periodendauer  $\tau$  realisiert werden.

**Tabelle 3-7: Übersicht der verwendeten Größen und Nebenbedingungen von Elektrofahrzeugen.**

Elektrofahrzeuge		Symbol	Einheit	Dimension
<b>Anlagenkonstanten</b>	max. Ladeleistung	$P_{EV}^{max}$	kW	$N \times 1$
	Batteriekapazität	$E_{EV}^{max}$	kWh	$N \times 1$
	Ladewirkungsgrad	$\eta_{EV}$	-	$N \times 1$
	Anteil Sofortladung	$X_{EV}$	-	$N \times 1$
<b>Anlagenparameter</b>	Fahrzeugstandort	$s_{EV}$	-	$N \times T$
	Ladebedarf	$l_{EV}$	kWh	$N \times T$
	Fahrtbeginn	$b_{EV}$	-	$N \times T$
	Sofortladung	$x_{EV}$	-	$N \times T$
	Füllstand zu Beginn	$E_{EV}^0$	kWh	$N \times 1$
<b>Entscheidungsvariablen</b>	Ladeleistung	$P_{EV}$	kW	$N \times T$
	Ladezustand	$E_{EV}$	kWh	$N \times T$
<b>Nebenbedingungen</b>	Ladeleistung	Formel (3-25)		
	Speicherkapazität	(3-26) - (3-27)		
	Speicherbilanz	(3-28) - (3-29)		

### Speicherkapazität

Für den Fahrzeugspeicher bietet es sich zunächst an, den Speicher durch eine einfache lineare und zeitschrittübergreifende Nebenbedingung abzubilden, bei der durch das Laden Energie hinzugefügt und durch Fahrten Energie entnommen wird. Diese Form der Formulierung wird in der Regel jedoch dazu führen, dass der Ladezustand bei Fahrtbeginn genau nur für die nächste Fahrzeugnutzung ausreicht. Dies kann nur durch eine genaue Prognose der Fahrstrecke erreicht werden und somit in der Praxis eine starke Einschränkung des Nutzerkomforts bedeuten. Zur Gewährleistung einer ausreichenden Flexibilität für den Fahrzeugnutzer wird die Forderung aufgestellt, dass die Fahrzeugbatterie bei Antritt einer Fahrt vollständig geladen ist. Der Parameter  $b_{EV} \in \{0,1\}$  zeigt hierbei den Beginn einer Fahrt an:



$$b_{EV}(n, t) = \begin{cases} 1, & \text{Fahrtsbeginn} \\ 0, & \text{kein Fahrtsbeginn} \end{cases} \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-26)$$

Zusätzlich zeigt der Parameter  $x_{EV} \in \{0,1\}$  an, wann das Fahrzeug nach Ankunft bis zum *Anteil der Sofortladung*  $X_{EV} \in [0,1]$  geladen werden kann. Diese Zeitpunkte müssen zur Vermeidung einer Unlösbarkeit des Optimierungsproblems vor dem Modelldurchlauf extern bestimmt werden. Diese Forderungen können anschließend in die Begrenzung der Batteriekapazität integriert werden:

$$E_{EV}^{\min}(n, t) \leq E_{EV}(n, t) \leq E_{EV}^{\max}(n) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (3-27)$$

$$\text{mit: } E_{EV}^{\min}(n, t) = E_{EV}^{\max}(n) \cdot \left( b_{EV}(n, t) + (1 - b_{EV}(n, t)) \cdot x_{EV}(n, t) \cdot X_{EV}(n) \right).$$

### Speicherbilanz

Der Speicherstand der Fahrzeugbatterie richtet sich nach dem Speicherstand der Vorperiode sowie der auftretenden Lade- und Entladevorgänge unter Berücksichtigung des Ladewirkungsgrades:

$$E_{EV}(n, t) = E_{EV}(n, t-1) - l_{EV}(n, t) + P_{EV}(n, t) \cdot \eta_{EV} \cdot \tau \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \setminus \{1\}. \quad (3-28)$$

Für die erste Periode wird abweichend von Formel (3-29) der Ladestand zu Beginn des Optimierungszeitraumes verwendet:

$$E_{EV}(n, t) = E_{EV}^0(n) - l_{EV}(n, t) + P_{EV}(n, t) \cdot \eta_{EV} \cdot \tau \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \{1\}. \quad (3-29)$$

Eine Selbstentladung des Fahrzeugspeichers wird aufgrund des, bei regelmäßiger Fahrzeugnutzung geringen Einflusses nicht berücksichtigt.

### 3.1.8 Flexible Haushaltslasten

Für flexible Haushaltslasten besteht das Entscheidungsproblem aus der Ermittlung des optimalen Anschaltzeitpunktes  $ON_{HH}$  jedes einzelnen Gerätes. Ab dem Zeitpunkt des Einschaltens wird ein vordefiniertes Programm durchgeführt. Die hierfür benötigten Größen sind in Tabelle 3-8 zusammengefasst.

Restriktionen ergeben sich zunächst aus der Tatsache, dass das jeweilige Gerät nur während des Bereitstellungszeitraumes genutzt werden kann:

$$ON_{HH}(n, t) \leq BSZ_{HH}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-30)$$

Die elektrische Leistung der flexiblen Haushaltslast ergibt sich in einem Zeitpunkt  $t$  anschließend aus den vorhergehenden Anschaltvorgängen multipliziert mit der zeitabhängigen Leistung des Programms  $\alpha_{HH}(n, \theta)$ .

$$P_{HH}(n, t) = \sum_{\theta=0}^{T_{HH}(n)-1} (\alpha_{HH}(n, \theta+1) \cdot ON_{HH}(n, t-\theta)) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in [T_{HH}(n)-1, T] \quad (3-31)$$

Hierbei bezeichnet  $\theta$  den aktuellen Fortschritt bei Durchführung des Programms und  $T_{HH}$  die Programmlänge. Die Leistung der ersten  $T_{HH} - 1$  Perioden ist jedoch zusätzlich von den Entscheidungen im vorhergehenden Optimierungshorizont  $\omega - 1$  abhängig. Für die ersten  $T_{HH}$  Zeitschritte wird daher abweichend auch der Lastgang vorhergehenden Entscheidungen berücksichtigt (nicht dargestellt).

**Tabelle 3-8: Übersicht der verwendeten Größen und Nebenbedingungen flexibler Haushaltslasten.**

Flexible Haushaltslasten		Symbol	Einheit	Dimension
<b>Anlagenkonstanten</b>	Programmdauer	$T_{HH}$	h/4	$N \times 1$
	Programmverlauf	$\alpha_{HH}$	kW	$N \times T_{HH}$
<b>Anlagenparameter</b>	Bereitstellungszeit	$BSZ_{HH}$	kWh	$N \times T$
	Anzahl Programme	$N_{HH}$	-	$N \times 1$
<b>Entscheidungsvariablen</b>	Elektrische Leistung	$P_{HH}$	kW	$N \times T$
	Einschaltvorgänge	$ON_{HH}$	-	$N \times T$
<b>Nebenbedingungen</b>	Bereitstellungszeit	Formel (3-30)		
	Programmverlauf	(3-31)		
	Anzahl Programme	(3-32)		

Als weitere Nebenbedingung muss das Programm während eines Bereitstellungszeitraums genau  $N_{HH}$ -mal ausgeführt werden:

$$\sum_{t=1}^T ON_{HH}(n, t) = N_{HH}(n) \quad \forall n \in \mathcal{N}. \quad (3-32)$$

Zusätzlich ergibt sich jedoch die Forderung, dass in jedem Optimierungshorizont nur ein zusammenhängender Bereitstellungszeitraum liegen kann. Andernfalls wäre es möglich, dass das Programm in einem Bereitstellungszeitraum mehrmals, in einem andere aber nicht ausgeführt wird. Dies kann durch die passende Wahl des jeweiligen Optimierungsfensters oder zusätzliche Nebenbedingungen (nicht dargestellt) erreicht werden.

#### 3.1.9 Elektrochemische Energiespeicher

Für elektrochemische Energiespeicher (Batteriespeicher) existiert eine große Anzahl von Modellen zur optimierten Einsatzplanung, die verschiedene Eigenschaften von Batteriespeichern mit variierendem Detailgrad abbilden können. Diese Modelle nutzen z. B. nichtlineare [69], quadratische [70] oder lineare [71] Abbildungen der komplexen elektrochemischen Vorgänge in verschiedenen Typen von Batteriespeichern.

Das mathematische Programm in dieser Untersuchung zielt jedoch darauf ab, das Einsatzplanungsproblem einer beliebigen Anzahl gemischter Flexibilitätsoptionen geschlossen lösen zu können. Dies erfordert eine hohe Lösungsgeschwindigkeit der Einzelmodelle sowie die gemeinsame Lösbarkeit mit einem Lösungsalgorithmus. Aus diesem Grund wird ein vollständig lineares Speichermodell genutzt. Hierdurch werden nichtlineare Effekte wie z. B. die Leistungsabhängigkeit von Speicherkapazität und Wirkungsgrad oder leistungs- und füllstandsabhängige Alterungseffekte vernachlässigt. Im Gegenzug kann das Modell in Kombination mit anderen Anlagentypen verwendet und das Optimierungsproblem in vergleichsweise kurzer Zeit gelöst werden. Die hierzu verwendeten Größen sind in Tabelle 3-9 zusammengefasst.

Eine Besonderheit dieses Modellansatzes stellen die Verfügbarkeit des Speichers und der maximale Speicherfüllstand dar. Durch die mit diesen Parametern verbundenen Nebenbedingungen kann speziell der optimierte Betrieb von Solarstromspeichern betrachtet werden. Hieraus ergeben sich die folgenden Nebenbedingungen.

**Tabelle 3-9: Übersicht der verwendeten Größen und Nebenbedingungen für Batteriespeicher.**

<b>Batteriespeicher</b>		Symbol	Einheit	Dimension
<b>Anlagenkonstanten</b>	max. Wirkleistung	$P_{BS}^{max}$	kW	$N \times 1$
	Speicherkapazität	$E_{BS}^{max}$	kWh	$N \times 1$
	Bereitschaftsenergieverlust	$\eta_{BS}^B$	-	$N \times 1$
	Zykluswirkungsgrad	$\eta_{BS}^Z$	-	$N \times 1$
<b>Anlagenparameter</b>	Anfangsladezustand	$E_{BS}^0$	kWh	$N \times 1$
	Verfügbarkeit	$b_{BS}$	binär	$N \times T$
	Faktor max. Speicherstand	$\Delta_{BS}^{max}$	-	$N \times T$
<b>Entscheidungsvariablen</b>	Ladeleistung	$P_{BS}^{in}$	kW	$N \times T$
	Entladeleistung	$P_{BS}^{out}$	kW	$N \times T$
	Speicherfüllstand	$E_{BS}$	kWh	$N \times T$
	Ladebetrieb	$L_{BS}$	binär	$N \times T$
<b>Nebenbedingungen</b>	Leistungsgrenzen	Formel (3-39)-(3-40)		
	Speicherkapazität	(3-41)		
	Speicherbilanz	(3-42)		

#### Leistungsgrenzen

Die maximale Lade- und Entladeleistung des Speichers sind durch seine Nennleistung begrenzt. Zur Berücksichtigung der zeitlichen Verfügbarkeit des Speichers wird die maximal mögliche Speicherleistung in jedem Zeitschritt mit dem Parameter der zeitlichen Verfügbarkeit multipliziert:

$$0 \leq P_{BS}^{in}(n, t) \leq P_{BS}^{max}(n) \cdot b_{BS}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (3-33)$$

$$0 \leq P_{BS}^{out}(n, t) \leq P_{BS}^{max}(n) \cdot b_{BS}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-34)$$

#### Speicherkapazität

In der Praxis ist die nutzbare Kapazität von Batteriespeichern häufig von der genutzten Entladeleistung abhängig. Dieser Zusammenhang steht jedoch im Konflikt mit dem Ziel einer rein linearen Definition des Entscheidungsproblems und wird daher nicht abgebildet. Der maximale Speicherstand des Speichers wird zusätzlich durch den zeitvariablen Parameter  $\Delta_{BS}^{max}$  gemindert. Dieses Vorgehen erlaubt eine zusätzliche Berücksichtigung kombinierter Speicheranwendungen, die im weiteren Verlauf dieser Untersuchung relevant werden.

$$0 \leq E_{BS}(n, t) \leq E_{BS}^{max}(n) \cdot \Delta_{BS}^{max}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-35)$$

#### Speicherbilanz

Die Speicherbilanz bildet die Auswirkungen von Laden- und Entladevorgängen auf den Speicherfüllstand sowie das Auftreten von Speicherverlusten ab:

$$E_{BS}(n, t) = E_{BS}(n, t-1) \cdot (\eta_{BS}^B)^\tau + \left( P_{BS}^{in}(n, t) \cdot \eta_{BS}^Z - P_{BS}^{out}(n, t) \right) \cdot \tau \quad (3-36)$$

$$\forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \setminus \{1\}.$$

Für die erste Periode wird der Term  $E_{BS}(n, t-1)$  abweichend durch den Anfangsladezustand  $E_{BS}^1(n)$  ersetzt. Die stündliche Selbstentladung  $\eta_{BS}^B$  wird durch den Exponenten  $\tau$  an die gewählte Periodendauer angepasst.

#### Laden und Entladen

Das bisherige Modell ermöglicht implizit das zeitgleiche Laden und Entladen des Speichers. In Kombination mit dem Ladewirkungsgrad kann der Speicher so (etwa bei negativen Strompreisen) elektrische Energie gezielt vernichten, was jedoch in der Realität nicht möglich bzw. erwünscht ist. Um dieses Verhalten zu vermeiden, wird das zeitgleiche Laden und Entladen mit Hilfe der binären Entscheidungsvariablen  $L_{BS}$  unterbunden:

$$P_{BS}^{in}(n, t) \leq P_{BS}^{max}(n) \cdot L_{BS}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (3-37)$$

$$P_{BS}^{out}(n, t) \leq P_{BS}^{max}(n) \cdot (1 - L_{BS}(n, t)) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-38)$$

### 3.1.10 Elektrische Bilanz

Um die elektrische Außenwirkung der betrachteten Objekte und die hieraus hervorgehenden Kosten und Erlöse adäquat berücksichtigen zu können, sind weitere Nebenbedingungen und Entscheidungsvariablen notwendig. Diese umfassen die elektrische Anschlussleistung sowie den Bezug und die Einspeisung elektrischen Stroms. Tabelle 3-10 fasst die hierzu notwendigen Größen zusammen.

**Tabelle 3-10: Übersicht der verwendeten Größen und Nebenbedingungen zur elektrischen Lastdeckung.**

Elektrische Lastdeckung		Symbol	Einheit	Dimension
<b>Anlagenkonstanten</b>	el. Anschlussleistung	$P_{Obj}^{max}$	kW	$N \times 1$
<b>Anlagenparameter</b>	el. Bedarf des Objektes	$P_{Obj}$	kW	$N \times T$
<b>Entscheidungsvariablen</b>	Bezugsleistung	$P_{Obj}^{in}$	kW	$N \times T$
	Einspeiseleistung	$P_{Obj}^{out}$	kW	$N \times T$
	Strombezug	$B_{Obj}$	binär	$N \times T$
<b>Nebenbedingungen</b>	Elektrische Bilanz Anschlussleistung	Formel (3-39) (3-40) - (3-41)		

Bezug und Einspeisung elektrischer Energie können in den Zielfunktionen unterschiedliche Kosten zugewiesen werden. Aus diesem Grund wird die elektrische Außenwirkung des Objektes ebenfalls durch zwei unterschiedliche Entscheidungsvariablen  $P_{Obj}^{in}$  und  $P_{Obj}^{out}$  abgebildet. Diese setzen sich aus den elektrischen Leistungen der einzelnen Anlagen sowie dem nicht beeinflussbaren Stromverbrauch des Objektes selbst zusammen. Die benötigte Bezugs- bzw. Einspeiseleistung werden durch die elektrische Bilanz festgelegt.

#### Elektrische Bilanz

Die elektrische Bilanz des Objektes setzt sich aus der Leistung aller elektrischen Verbraucher und Einspeiser zuzüglich der Entscheidungsvariablen der elektrischen Außenwirkung zusammen:

$$P_{Obj}(n, t) + P_{BS}^{in}(n, t) + P_{WP}(n, t) + P_{Obj}^{out}(n, t) + P_{EW}(n, t) + P_{EV}(n, t) =$$

$$P_B(n, t) + P_{Obj}^{in}(n, t) + P_{BS}^{in}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-39)$$

Die linke Seite der Gleichung repräsentiert hierbei elektrische Verbraucher und die Einspeisung von Strom in das öffentliche Stromnetz. Die rechte Seite repräsentiert elektrische Einspeiser sowie den Strombezug aus dem öffentlichen Netz.

### Anschlussleistung

Zur Einhaltung der maximalen Anschlussleistung eines Objektes werden weitere Nebenbedingungen benötigt. Die Begrenzung von  $P_{in}$  und  $P_{out}$  auf den positiven Zahlenraum stellt in Verbindung mit Formel (3-39) sicher, dass die Bepreisung von Ein- und Ausspeisung nur mit den jeweiligen Kosten erfolgt. Die Multiplikation der maximalen Anschlussleistung mit der binären Entscheidungsvariablen  $B_{obj}$  bewirkt zudem, dass keine zeitgleiche Ein- und Ausspeisung stattfinden kann. Dies ist bspw. dann notwendig, wenn das Objekt über (die üblichen) asymmetrische Preisstrukturen verfügt und die Einspeisung elektrischer Energie anders vergütet wird als der Bezug bepreist wird:

$$0 \leq P_{Obj}^{in}(n, t) \leq P_{Obj}^{max}(n) \cdot B_{Obj}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (3-40)$$

$$0 \leq P_{Obj}^{out}(n, t) \leq P_{Obj}^{max}(n) \cdot (1 - B_{Obj}(n, t)) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-41)$$

### 3.1.11 Thermische Bilanz

Analog zur elektrischen Bilanz muss auch die thermische Bilanz in jeder Periode ausgeglichen sein. Abweichungen dieser Bilanz führen zu Beeinträchtigungen des Nutzerkomforts und sind entsprechend den Prämissen dieser Untersuchung zu vermeiden. Die hierzu verwendeten Größen sind in Tabelle 3-11 zusammengefasst.

**Tabelle 3-11: Übersicht der verwendeten Größen und Nebenbedingungen zur thermischen Lastdeckung.**

Elektrische Lastdeckung		Symbol	Einheit	Dimension
<b>Anlagenparameter</b>	th. Bedarf des Objektes	$\dot{Q}_{Obj}$	kW	N×T
<b>Entscheidungsvariablen</b>	th. Ersatzquelle	$\dot{Q}_{EQ}^{in}$	kW	N×T
	th. Ersatzsenke	$\dot{Q}_{EQ}^{out}$	kW	N×T
<b>Nebenbedingungen</b>	th. Ersatzquelle	Formel		
	th. Bilanz	(3-42) - (3-43) (3-44)		

### Thermische Ersatzquelle

Bei unplausiblen Eingangsdaten und damit einhergehender Unmöglichkeit der thermischen Lastdeckung kann der Lösungsalgorithmus keine gültige Lösung finden. Um in diesem Fall einen Abbruch des Programmdurchlaufs zu verhindern, wird eine fiktive thermische Ersatzquelle verwendet. Diese kann thermische Energie mit beliebiger Leistung liefern ( $\dot{Q}_{EQ}^{in}$ ) oder beziehen ( $\dot{Q}_{EQ}^{out}$ ). Durch eine Bepreisung mit hohen Strafkosten kommt sie nur dann zum Einsatz, wenn sonst ein

Programmabbruch droht. Da getrennt Entscheidungsvariablen für Bezug und Lieferung verwendet werden, müssen diese stets positiv sein:

$$0 \leq \dot{Q}_{EQ}^{in}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (3-42)$$

$$0 \leq \dot{Q}_{EQ}^{out}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-43)$$

### Thermische Bilanz

Die thermische Bilanz ist analog zur elektrischen Bilanz formuliert und umfasst alle Senken (linker Teil der Gleichung) und Quellen (rechter Teil) thermischer Leistung:

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{Obj}(n, t) + \dot{Q}_{WS}^{in}(n, t) + \dot{Q}_{EQ}^{out}(n, t) = \\ \dot{Q}_B(n, t) + \dot{Q}_{WP}(n, t) + \dot{Q}_{HK}(n, t) + P_{EW}(n, t) \cdot \eta_{EW} \\ + \dot{Q}_{WS}^{out}(n, t) + \dot{Q}_{EQ}^{in}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \end{aligned} \quad (3-44)$$

### 3.1.12 Weitere Nebenbedingungen

Für verschiedene Anlagentypen wie Wärmepumpen und Elektrospeicherheizungen können, je nach Ermessen des jeweiligen Verteilnetzbetreibers, Sperrzeiten vorgeschrieben werden. Hierzu heißt es in den *Technischen Anschlussbedingungen für das Niederspannungsnetz* (TAB, siehe [67]): „Der Netzbetreiber kann den Betrieb von Geräten zur Heizung oder Klimatisierung von der Installation einer Steuerungs- bzw. Regelungseinrichtung abhängig machen.“ Hintergrund dieser Regelung ist, dass so der Anlagenbetrieb zu Zeiten einer typischerweise hohen Netzbelastung und/oder hoher Strompreise unterbunden wird. Dies stellt eine einfache Methode dar, die zeitliche Flexibilität einer Anlage zugunsten der Netzbelastung bzw. der Strombezugskosten zu nutzen. Da im Rahmen dieser Untersuchung sowohl die Netzentlastung als auch der gezielte Ausgleich Erneuerbarer Energien als konkrete Anwendungsfälle untersucht werden, wird auf die Berücksichtigung von Sperrzeiten im optimierten Betriebsfall verzichtet.

Neben den hier beschriebenen Nebenbedingungen werden in ähnlichen Untersuchungen meist einzelner Anlagentypen z. T. weitere Nebenbedingungen verwendet. Bei der Betriebsoptimierung von BHKW umfasst dies die Begrenzung von Leistungsgradienten, Mindestbetrieb und -stillstandzeiten oder die Festlegung einer maximalen Anzahl von Startvorgängen. Leistungsgradienten und Betriebszeiten sind in der hier gewählten Periodendauer von 15 Minuten für Großkraftwerke, nicht aber für dezentrale Flexibilitätsoptionen relevant und werden daher nicht berücksichtigt. Die Begrenzung der Startvorgänge kann hingegen auch bei kleineren BHKW notwendig werden. Anstatt zu diesem Zweck eine maximale Anzahl vorzugeben, können Startvorgänge mit Strafkosten versehen werden. Da aber weder gesicherte Kenntnisse über die maximal zu tolerierende Anzahl von Startvorgängen noch die hierdurch verursachten Kosten bekannt sind, wird auf die Verwendung dieser Nebenbedingungen verzichtet.

### 3.2 Berücksichtigung begrenzter Netzkapazitäten

Der koordinierte Betrieb von Flexibilitätsoptionen kann dazu führen, dass eine große Anzahl dieser Anlagen, bspw. als Reaktion auf entsprechende Marktsignale, zeitgleich in Betrieb gehen. Die hier betrachteten Flexibilitätsoptionen sind aufgrund ihrer typischen Leistungen i. d. R. im Verteilnetz angeschlossen. Durch den koordinierten Betrieb verändern sich die Leistungsflüsse in Verteilnetzen und können somit zu bestehenden Netzüberlastungen beitragen oder diese verursachen.

Dies gilt vor allem für solche Flexibilitätsoptionen, die im ungesteuerten Betrieb starke Durchmischungseffekte aufweisen. Insbesondere bei Haushaltslasten oder Elektrofahrzeuge tritt ein zeitgleicher Betrieb einer Vielzahl von Anlagen nicht oder nur selten auf. Entsprechend muss bei der Planung von Verteilnetzen nicht die gesamte installierte Leistung, sondern der maximal zu erwartende Gleichzeitigkeitsgrad dieser Flexibilitätsoptionen berücksichtigt werden. Für Solarstromspeicher gilt zudem, dass sich diese im ungesteuerten Betriebsverhalten stets entgegen PV-Einspeisung und Haushaltslast verhalten und somit im Regelbetrieb keine negativen Netzurückwirkungen verursachen.

Durch die Einbindung verteilter Anlagen im Rahmen eines virtuellen Energiespeichers ist es jedoch wahrscheinlich, dass viele Anlagen zeitgleich auf eine übergeordnete Flexibilitätsanforderung reagieren. In diesem Fall können die bei der Netzplanung berücksichtigten Gleichzeitigkeitsgrade überschritten werden. In Folge sind Verletzungen der Betriebsgrenzen des Verteilnetzes möglich. Zur Vermeidung dieser Grenzwertverletzung kann es notwendig sein, die begrenzten Netzkapazitäten eines Verteilnetzes bei der Einsatzplanung der einzelnen Anlagen zu berücksichtigen.

In dieser Modellerweiterung wird der Betrieb des virtuellen Speichers daher zusätzlich darauf ausgerichtet, lokale Netzüberlastungen zu vermeiden oder positiv auf bereits bestehende Überlastungen einzuwirken. Hierbei werden sowohl die thermische Überlastung von Betriebsmitteln als auch die Einhaltung des Spannungsbandes in allen Netzknoten berücksichtigt. Gegenüber der bisherigen Modellierung erweitert sich das Entscheidungsproblem um die Restriktion, dass mehrere flexible Anlagen um eine begrenzte Netzkapazität konkurrieren. Hierbei hat zudem der Standort der einzelnen Anlagen im elektrischen Verteilnetz einen Einfluss auf die Wirkung der Anlage auf eine spezifische Netzrandbedingung.

In den folgenden Abschnitten werden zunächst die theoretischen Grundlagen der Leistungsflussrechnung sowie der daraus gewonnenen Leistungs- und Spannungssensitivitäten beschrieben. Anschließend erfolgt die Umformung der ermittelten Sensitivitäten zu Nebenbedingungen eines linearen Optimierungsproblems.



### 3.2.1 Leistungsflussrechnung und Netzsensitivitäten

Zur Bestimmung der Leistungsflüsse in einem elektrischen Netz existieren verschiedene mathematische Verfahren, die zumeist auf einer iterativen, numerischen Lösung der (nichtlinearen) Zustandsgleichungen des zu berechnenden Netzes basieren. Ein häufig genutztes Verfahren zur Berechnung des Leistungsflusses in elektrischen Netzen ist das sog. *Newton-Raphson-Verfahren* (vgl. [72], S. 389 ff.). Dieses Verfahren bedient sich partieller Ableitungen der komplexen Knotenleistungen bzw. Knotenspannungen hinsichtlich des Spannungsbetrags  $|U_m|$  und des Spannungswinkels  $\delta_m$  aller Knotenspannungen. Diese werden in der sog. *Jacobi-Matrix*  $J$  zusammengefasst. Unter Verwendung der Jacobi-Matrix kann so die Sensitivität der Leistungsflüsse  $P_{ij}$  zwischen verschiedenen Knoten  $i$  und  $j$  hinsichtlich Spannungsbetrag und -winkel bestimmt werden. Eine detaillierte Beschreibung dieses Verfahrens findet sich in [73] sowie einer Veröffentlichung des Autors [74]. Die folgende Gleichung stellt den für diese Untersuchung relevanten Teil des Newton-Raphson-Verfahrens dar, in dem die partiellen Ableitungen der Leistungsflussgleichungen hinsichtlich Spannungswinkel und -betrag zur Jacobi-Matrix zusammengefasst werden.

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_m} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial |U_m|} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \delta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_m} \\ \frac{\partial P_k}{\partial |U_m|} & \frac{\partial Q_k}{\partial |U_m|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ij}}{\partial P_k} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial Q_k} \end{bmatrix} = [J^T] \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ij}}{\partial P_k} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial Q_k} \end{bmatrix} \quad (3-45)$$

Diese Sensitivitäten beschreiben die Auswirkungen einer Wirk- und Blindleistungsänderung an einem Knoten  $k$  auf den Leistungsfluss zwischen zwei Knoten  $i$  und  $j$ . Durch Umstellung dieser Gleichung und der damit einhergehenden Inversion von  $J^T$  können die Sensitivitäten des Leistungsflusses zwischen den Netzknoten aufgrund der Knotenleistungen bzw. die Auswirkungen auf die Knotenspannungen ermittelt werden:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ij}}{\partial P_k} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial Q_k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \delta_m}{\partial P_k} & \frac{\partial \delta_m}{\partial Q_k} \\ \frac{\partial |U_m|}{\partial P_k} & \frac{\partial |U_m|}{\partial Q_k} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_m} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial |U_m|} \end{bmatrix} = [J^T]^{-1} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ij}}{\partial \delta_m} \\ \frac{\partial P_{ij}}{\partial |U_m|} \end{bmatrix}. \quad (3-46)$$

Hierbei bezeichnet  $\partial P_{ij}/\partial P_k$  die Auswirkung einer Wirkleistungsänderung am Knoten  $k$  auf den Wirkleistungsfluss zwischen zwei Knoten  $i$  und  $j$ . Analog bezeichnet  $\partial P_{ij}/\partial Q_k$  den Einfluss einer Blindleistungsänderung am Knoten  $k$  auf denselben Leistungsfluss.

Nach Ausführung der Leistungsflussrechnung für ein gegebenes Stromnetz können diese Faktoren aus der letzten Iteration des Newton-Raphson-Verfahrens extrahiert werden. Unter Annahme eines konstanten Leistungsfaktors  $\phi$  eines Knoten  $k$  lassen sich diese Faktoren weiter zur *Leistungssensitivität*  $s^p$  vereinfachen und analog zur wirkleistungsfokussierten Modellbildung der vorhergehenden Kapitel in Abhängigkeit der Wirkleistungsänderung ausdrücken:

$$s_{k,ij}^p = \frac{\partial P_{ij}}{\partial P_k} + \frac{\partial P_{ij}}{\partial Q_k} \cdot \tan \phi \quad \forall k \in \mathcal{K}, (i,j) \in \{\mathcal{K}^2 | i \neq j\}. \quad (3-47)$$

Hierbei bezeichnet  $\mathcal{K} = \{1, 2, \dots, K\}$  die Menge aller Knoten des betrachteten Netzes.  $\mathcal{L} = \{1, 2, \dots, L\}$  bezeichnet im Folgenden die Menge aller Leitungen und Transformatoren, die sich aus Kombinationen von Netzknoten ergibt und für die eine direkte elektrische Verbindung existiert.

Die Änderung des Leistungsflusses  $\Delta P_l$  über eine Leitung  $l$  aufgrund von Leistungsänderungen  $\Delta P_k$  an den Knoten  $k \in \mathcal{K}$  kann anschließend wie folgt abgeschätzt werden:

$$\Delta P_l = \sum_{k=1}^K \Delta P_k \cdot s_{k,l}^p. \quad (3-48)$$

Diese Form der Darstellung eignet sich jedoch lediglich für Netzelemente mit einem wesentlichen Wirkleistungsanteil. Bei reiner Blindleistungserbringung ( $\phi = \pm 90^\circ$ ) nimmt  $s_{k,l}^p$  unendliche Werte an und ist nicht mehr plausibel verwendbar.

#### Spannungssensitivitäten

Neben den Leistungssensitivitäten enthält die Jacobi-Matrix, bzw. deren Inverse Informationen über die Abhängigkeit der Knotenspannungen hinsichtlich veränderter Knotenleistungen. Analog zur Formel (3-47) kann so die Spannungssensitivität  $s^u$  eines Knotens  $m$  gegenüber Leistungsänderungen am Knoten  $k$  definiert werden:

$$s_{m,k}^u = \frac{\partial |U_m|}{\partial P_k} + \frac{\partial |U_m|}{\partial Q_k} \cdot \tan \phi \quad \forall m, k \in \mathcal{K}. \quad (3-49)$$

Die Reaktion des Knotenspannungsbetrages eines Knotens  $m$  auf veränderte Leistungswerte aller Knoten  $K$  kann anschließend abgeschätzt werden durch:

$$\Delta |U_m| = \sum_{k=1}^K \Delta P_k \cdot s_{m,k}^u. \quad (3-50)$$

#### Abhängigkeit vom Betriebspunkt

Bedingt durch die Nichtlinearität der Lastflussgleichungen sind die ermittelten Leistungs- und Spannungssensitivitäten lediglich für infinitesimale Änderungen des Betriebszustandes des betrachteten Netzes gültig. Wesentliche Änderungen der Knotenleistungen führen somit zwangsläufig zu Über- oder Unterschätzung der verursachten Netzurückwirkungen. Die Höhe der Abweichung ist dabei sowohl von der Netztopologie als auch vom Belastungsfall abhängig. In einer Analyse zum Vergleich unterschiedlicher Möglichkeiten der Berücksichtigung von Netzrestriktionen (siehe [74]) konnte gezeigt werden, dass, solange das Netz in oder nahe den üblichen Betriebsgrenzen betrieben wird, nur geringe Änderungen der

ermittelten Sensitivitäten auftreten. Selbst bei langen Mittelspannungsleitungen und ungünstigen Belastungssituationen betragen die Abweichungen zwischen ermittelten Belastungsgrenzen und den durch diesen Ansatz realisierten Netzbelastungen unter 0,5 % der maximal möglichen Netzbelastungen.

### 3.2.2 Sensitivitätsbasierte Netzrandbedingungen

Durch Erweiterung des Einsatzplanungsproblems dezentraler Energieanlagen um Netzrandbedingungen ergibt sich eine deutliche Ausweitung der zu berücksichtigenden Nebenbedingungen. Hierzu werden die  $n \in \mathcal{N}$  simulierten Energieanlagen je einem Knoten  $k_n \in \mathcal{K}$  zugewiesen. Die Netzknoten sind zudem durch  $L$  Leitungen oder Transformatoren untereinander verbunden. Als zusätzliche Nebenbedingung für gültige Gesamtfahrpläne aller simulierter Anlagen gilt, dass es durch den Anlageneinsatz zu keinen Verletzungen der Netzrandbedingungen kommt. Durch Nutzung der zuvor bestimmten Netzsensitivitäten können nun gültige Kombinationen von Anlagenleistungen  $P_n(t)$  bestimmt werden, die den Netzrandbedingungen genügen. Positive Anlagenleistungen entsprechen dabei einer Wirkleistungsaufnahme, während negative Werte einer Einspeisung entsprechen.

Zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebes müssen alle Betriebsmittel unterhalb des maximal zulässigen Strom- bzw. Leistungsgrenzwertes betrieben werden. Dies kann durch die folgenden Nebenbedingungen ausgedrückt werden:

$$\sum_{n=1}^N P_n(t) \cdot s_{k_n,l}^p(t) \leq P_l^{verf^+}(t) \quad \forall l \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T} \quad (3-51)$$

$$\sum_{n=1}^N P_n(t) \cdot s_{k_n,l}^p(t) \geq P_l^{verf^-}(t) \quad \forall l \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-52)$$

Hierbei bezeichnet  $s_{k_n,l}^p$  die Leistungssensitivität der Leistung  $l$  bezüglich Leistungsänderung am Knoten  $k_n$ .  $P_l^{verf^+}$  bezeichnet die noch verfügbare Leistungsreserve des Betriebsmittels  $l$  in Bezug auf laststeigernde Wirkleistungsveränderungen der betrachteten Flexibilitäten.  $P_l^{verf^-}$  hingegen bezeichnet die verfügbare Auslastungsreserve in Bezug auf Wirkleistungsänderungen, die zu einer Reduktion der Last des Knotens führen. Die zur Verfügung stehenden Leistungsreserven zum Zeitpunkt  $t$  und des Betriebsmittels  $l$  berechnen sich aus der maximalen Betriebsmittelauslastung  $P_l^{max}$  sowie aus der aktuellen Auslastung  $P_l^{akt}$ , die sich aus dem Verhalten aller nicht flexiblen Lasten und Einspeiser des betrachteten Verteilnetzes ergibt:

$$P_l^{verf^+}(t) = P_l^{max} - P_l^{akt}(t) \quad (3-53)$$

$$P_l^{verf^-}(t) = P_l^{akt}(t) - P_l^{max}. \quad (3-54)$$

Hierbei wird diejenige Betriebsmittelauslastung  $P_l^{akt}$ , die sich durch einen lastgeprägten Betrieb des Verteilnetzes ergibt, als positive Auslastung definiert. Analog zur Definition der Sensitivitäten wird zudem von einem konstanten Leistungsfaktor aller Netzknoten ausgegangen.

Neben der Betriebsmittelauslastung stellt auch das zulässige Spannungsband der Netzknoten eine wichtige Netzrandbedingung dar. Da der Einfluss des Einsatzverhaltens der betrachteten Flexibilitäten durch die ermittelten Spannungssensitivitäten bereits bekannt ist, kann die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes ebenfalls durch lineare Nebenbedingungen gewährleistet werden:

$$\sum_{n=1}^N P_n(t) \cdot s_{u,k}(k_n, t) \leq U_k^{verf-}(t) \quad \forall k \in \mathcal{K}, t \in \mathcal{T} \quad (3-55)$$

$$\sum_{n=1}^N P_n(t) \cdot s_{u,k}(k_n, t) \geq U_k^{verf+}(t) \quad \forall k \in \mathcal{K}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-56)$$

Hierbei bezeichnet  $U_k^{verf-}$  die verfügbare Spannungsreserve bis zum Erreichen der unteren Spannungsgrenze des Knotens  $k$ .  $U_k^{verf+}$  stellt analog die Differenz zur oberen Spannungsgrenze dar und weist im regulären Netzbetrieb negative Werte auf.

Insgesamt ergeben sich durch die Nebenbedingungen (3-51) bis (3-55)  $(2T \cdot (K + L))$  zusätzliche Nebenbedingungen für das Einsatzplanungsproblem der betrachteten Flexibilitätsoptionen. Spannungsprobleme treten typischerweise jedoch zunächst am transformatorfernsten Netzknoten jeden Stranges bzw. Ringes auf, während Grenzstromübertretungen typischerweise am Transformator oder den ersten Leitungssegmenten auftreten. Aus diesem Grund sind viele Nebenbedingungen redundant und beschränken den möglichen Lösungsraum nicht zusätzlich. Zur Erkennung redundanter Nebenbedingungen existieren eine Vielzahl von Verfahren, die in der Preprocessing-Phase moderner Lösungsalgorithmen erkannt und eliminiert werden (siehe [32] S.158 ff.).

Dennoch stellen die so berücksichtigten Netzrandbedingungen anlagenübergreifende Nebenbedingung dar, die eine geschlossene Lösung des aufgestellten Entscheidungsproblems über alle im Netzgebiet vorhandenen Flexibilitätsoptionen notwendig macht. Dies kann bei einer großen Anlagenanzahl die praktische Verwendbarkeit des Modellierungsansatzes erheblich einschränken. Aus diesem Grund wurde in [74] ein Ansatz entwickelt, mit dem das Entscheidungsproblem für einzelne Gruppen von Flexibilitäten (die in [74] einzelnen Aggregatoren flexibler Anlagen zugeordnet sind) entkoppelt werden kann.

#### 3.2.3 Quotenbasierte Netzrandbedingungen

Grundlage des Ansatzes ist es, dass für die Gesamtmenge von Flexibilitätsoptionen in einem Netz oder Teilnetz eine Freigabequote festgelegt wird. Diese

schränkt den zeitgleichen Einsatz der vorhandenen Anlagen zeitweise ein und garantiert so einen sicheren Netzbetrieb. Die maximal mögliche Freigabequote für alle vorhandenen Flexibilitäten kann dabei direkt aus den in Abschnitt 3.2.2 bestimmten Nebenbedingungen ermittelt werden. Hierzu wird in Formel (3-51) zunächst die absolute Anlagenleistung  $P_n(t)$  durch eine relative Leistung  $\alpha_n(t) \cdot P_n^{max}$  ersetzt. Dadurch ergibt sich

$$\sum_{n=1}^N \alpha_n(t) \cdot P_n^{max} \cdot s_{k_n,l}^p(t) \leq P_l^{verf^+}(t) \quad \forall l \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-57)$$

Unter Annahme einer allgemeinen, anlagenübergreifenden Freigabequote  $\alpha_l^+$  für positive Wirkleistungsaufnahmen kann deren maximaler Wert in Bezug auf Überlastungen aller Leitungen und Transformatoren bestimmt werden durch:

$$\alpha_l^+(t) = \frac{P_l^{verf^+}(t)}{\sum_{n=1}^N (P_n^{max} \cdot s_{k_n,l}^p(t))} \quad \forall l \in \mathcal{L}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-58)$$

Da im Nenner dieses Ausdrucks die Summe aller Einflüsse der vorhandenen Flexibilitätsoptionen verwendet wird, stellt dies nicht den ungünstigsten anzunehmenden Fall dar. Mit Hinblick auf die spätere, empirische Analyse von Verteilnetzen wird somit stattdessen von einer gleichmäßigen Flexibilitätsaktivierung im Verteilnetz ausgegangen. Die Bestimmung von  $\alpha_l$  (und analog  $\alpha_k$ ) für den (hier nicht betrachteten) Worst-Case-Fall erfolgt stattdessen iterativ. Hierzu werden die Einflüsse, beginnend bei der Anlage mit dem größten Einfluss auf den jeweiligen Engpass aufsummiert, bis die Engpasskapazität erreicht wird. Wird die Engpasskapazität erreicht, stellt die relative, bis zu dieser Leistung aktivierbare flexible Leistung die jeweilige Freigabequote dar.

Durch analoges Vorgehen für ein lastreduzierendes Anlagenverhalten kann anschließend die Freigabequote  $\alpha_l^-$  bestimmt werden, die den Gleichzeitigkeitsgrad der einspeisenden Flexibilitätsoptionen begrenzt. Auf Basis der spannungsbedingten Nebenbedingungen (3-56) und (3-55) können auch Freigabequoten in Bezug auf Überspannungen ( $\alpha_k^+$ ) sowie Unterspannungen ( $\alpha_k^-$ ) aller Netzknoten ermittelt werden. Somit existieren pro Zeitschritt ( $|K| + |L|$ ) Freigabequoten für alle Leitungen und Transformatoren sowie alle Netzknoten. Die allgemeine Freigabequote aller Flexibilitätsoptionen eines Teilnetzes kann anschließend als das Minimum aller betriebsmittel- und knotenabhängigen Quoten eines Zeitschrittes bestimmt werden und wird auf einen Wertebereich zwischen 1 und -1 beschränkt:

$$\alpha^+(t) = \min_{k \in \mathcal{K}, l \in \mathcal{L}} \{\alpha_k^+(t), \alpha_l^+(t), 1\} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (3-59)$$

$$\alpha^-(t) = \max_{k \in \mathcal{K}, l \in \mathcal{L}} \{\alpha_k^-(t), \alpha_l^-(t), -1\} \quad \forall t \in \mathcal{T}. \quad (3-60)$$

Die so ermittelten Freigabequoten können anschließend als lineare Nebenbedingungen eines Einsatzplanungsproblems berücksichtigt werden:

$$\alpha^-(t) \leq \frac{P_n(t)}{|P_n^{max}|} \leq \alpha^+(t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \quad (3-61)$$

Die so definierten Netzrandbedingungen sind im Gegensatz zur Formulierung in Abschnitt 3.2.2 nicht vom Verhalten der übrigen Flexibilitätsoptionen abhängig und erlauben somit eine entkoppelte Lösung des Optimierungsproblems. Im Gegenzug findet die Allokation der verfügbaren Netzkapazitäten jedoch nicht mehr anlagenübergreifend statt, wodurch die verfügbare Netzkapazität ggf. nicht vollständig ausgenutzt oder durch Anlagen mit geringerem Nutzen im Sinne der übergeordneten Zielfunktion in Anspruch genommen wird. In [74] konnte am Beispiel von verteilten Batteriespeichern in einem MS-Netz jedoch gezeigt werden, dass die wirtschaftlichen Effizienzverluste durch eine quotenbasierte Allokation der Netzkapazitäten bei realistischen Netzauslastungen und Marktpreisen als sehr gering einzuschätzen sind. Aus diesem Grund erfolgt die Berücksichtigung von Netzrandbedingungen im weiteren Verlauf dieser Untersuchung auf dem beschriebenen, quotenbasierten Modellansatz.

## 3.3 Umsetzung und Implementierung

Das Lösen des beschriebenen Entscheidungsproblems erfordert aufgrund der Komplexität eine effiziente Umsetzung in einer geeigneten Software. Zusätzlich sind Methoden erforderlich, die eine in der Praxis akzeptable Lösungsgeschwindigkeit ermöglichen, ohne die Lösungsgüte signifikant zu verringern.

### 3.3.1 Kombination von Anlagentypen

Um einen möglichst generischen Optimierungsansatz zu erhalten, können die o. g. Anlagenmodelle einer Simulation flexibel zugewiesen werden. Hierbei werden für jede Simulation  $N$  Objekte definiert, denen eine beliebige Kombination von Anlagen zugeordnet werden kann. Somit können einfache Systeme wie eine Wärmepumpe mit thermischem Speicher ebenso abgebildet werden wie komplexe Kombinationen aus z. B. PV-Anlagen, Batteriespeichern und Elektrofahrzeugen (Anwendungsbeispiel des Autors, siehe [38]). Über die Wahl des individuellen Preisvektors für ein Objekt können somit auch komplexe eigenverbrauchsorientierte Optimierungen abgebildet werden. Ist ein Anlagentyp nicht in einem Objekt vertreten, so werden dessen Entscheidungsvariablen und Nebenbedingungen nicht initialisiert oder wahlweise mit gesonderten Nebenbedingungen zu Null gesetzt.

Die gemeinsame Optimierung mehrerer Objekte ist jedoch nur dann notwendig, wenn das Entscheidungsproblem über objektübergreifende Nebenbedingungen und/oder Zielfunktionen verfügt. Dies trifft vor allem bei sensitivitätsbasierter Berücksichtigung von Netzrandbedingungen zu. Bei einer Optimierung hinsichtlich eines exogen vorgegeben Marktpreises kann das Entscheidungsproblem durch die Vernachlässigung des Einflusses des Anlageneinsatzes auf den Börsenpreis selbst für jede Anlage separat gelöst werden.

### 3.3.2 Rollierender Optimierungshorizont

Da das beschriebene Optimierungsproblem je nach verwendetem Anlagentyp eine große Anzahl ganzzahliger Entscheidungsvariablen beinhaltet, steigt die Lösungszeit überproportional mit der Anzahl der betrachteten Objekte sowie des Betrachtungszeitraumes. Dies führt bereits bei einer geringen Anzahl von Anlagen und einem Betrachtungszeitraum von einem Jahr zu einem Entscheidungsproblem, das zwar theoretisch lösbar, aufgrund der benötigten Rechenzeit jedoch praktisch nicht verwendbar ist. Aus diesem Grund wird das Entscheidungsproblem mittels eines rollierenden Optimierungshorizontes zeitlich entkoppelt. Dies bedeutet, dass zunächst nur ein zeitlicher Ausschnitt des Gesamtproblems gelöst wird. Der Zustand der betrachteten Anlagen am Ende des Betrachtungszeitraumes wird anschließend als Startparameter für den folgenden Ausschnitt genutzt (vgl. Abbildung 3-6). Durch eine Überlappung dieser Zeiträume können zudem auftretende Ineffizienzen wie die vollständige Entleerung eines Wärmespeichers am Ende des Optimierungshorizontes vermieden werden.

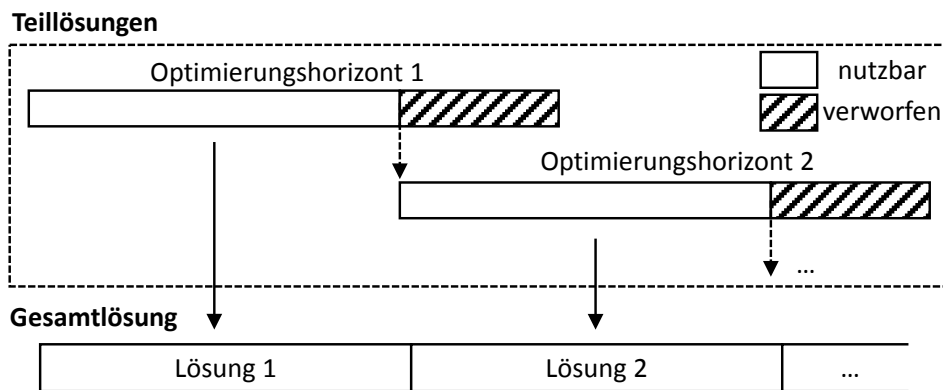


Abbildung 3-6: Schematische Darstellung eines rollierendes Optimierungshorizontes.

Bei der Verwendung eines rollierenden Optimierungshorizontes gilt es zu beachten, dass dieses Vorgehen nur dann nahe an einer geschlossenen Lösung über den gesamten Betrachtungszeitraum liegt, wenn das Anlagenverhalten in einem Fenster nur einen geringen Einfluss auf das Folgende ausübt. Dies ist i. d. R. dann der Fall, wenn die vorhandene Speicherkapazität nur für die Versorgung eines Zeitraumes ausreicht, der deutlich geringer ist als das Optimierungsfenster (bei Wärmespeichern) oder wenn der Speicher innerhalb des Fensters mindestens einen vollen Zyklus durchläuft. Für Anlagen, bei denen ein Einsatz zwangsläufig innerhalb eines gegebenen Toleranzzeitraumes erfolgen muss (Elektrofahrzeuge und Haushaltslasten) muss lediglich darauf geachtet werden, dass das verwendete Optimierungsfenster stets einen vollständigen Toleranzzeitraum umfasst. Bei üblicher Dimensionierung der betrachteten Anlagen ist daher ein Optimierungshorizont von 1,5 Tagen ausreichend, von denen ein Tag für die Gesamtlösung genutzt wird. Eine Ausnahme bilden Elektrospeicherheizungen, bei denen aufgrund der vergleichsweise hohen thermischen Speicherkapazität ein Horizont von 3 Tagen notwendig ist, um sowohl eine Unlösbarkeit des Entscheidungsproblems zu verhindern als auch eine hohe Güte der ermittelten Gesamtlösung zu garantieren.

### 3.3.3 Implementierung und Lösung

Die Implementierung des Optimierungsmodells erfolgt in der mathematischen Programmiersprache MATLAB. Zur Formulierung des Optimierungsmodells wird hierbei die kostenlos verfügbare MATLAB-Toolbox *YALMIP* [75] verwendet. Diese erlaubt es, in MATLAB Zielfunktionen, Entscheidungsvariablen und Nebenbedingungen für ein mathematisches Programm zu formulieren. Das Optimierungsproblem wird anschließend an einen externen Solver übergeben. Als Solver kommt hierbei die Software *IBM ILOG CPLEX* zur Anwendung.



## **4 Dimensionierung und Nutzung dezentraler Flexibilitätsoptionen**

Der zuvor beschriebene Optimierungsansatz erlaubt es, das optimale Betriebsverhalten der in dieser Untersuchung betrachteten Flexibilitätsoptionen hinsichtlich einer am Energiemarkt angelehnten Zielfunktion zu untersuchen. Dabei können unterschiedliche Arten von Flexibilitätsoptionen singulär oder als Kombination von Anlagen mit und ohne Eigenverbrauchsregelung simuliert werden.

Entsprechend den Zielen dieser Untersuchung sollen jedoch nicht nur einzelne exemplarische Flexibilitätsoptionen betrachtet werden, sondern ein möglichst repräsentatives Abbild des Gesamtbestandes dezentraler Flexibilitätsoptionen untersucht werden. Damit durch die Modellanwendung realitätsnahe Aussagen getroffen werden können, ist es notwendig, dass die Beschaffenheit der genutzten Eingangsdaten repräsentativ für den jeweiligen Typ der Flexibilitätsoptionen ist. Hierzu zählen bspw. das Nutzungsverhalten, das mit dem jeweiligen Anlagentyp korrespondiert sowie eine praxisgerechte Anlagendimensionierung. Zudem ist eine realitätsnahe Abbildung wichtiger technischer Zusammenhänge, wie z. B. die Auswirkungen der Systemtemperaturen in Heizungsanlagen auf die Leistungszahl von Wärmepumpe nicht implizit im vorgestellten Optimierungsmodell enthalten und muss daher mit Hilfe zusätzlicher Teilmodelle simuliert werden. Da sich die Flexibilität einer Anlage erst durch den Vergleich des flexiblen bzw. optimierten Betriebsverhaltens mit dem ungesteuerten Betriebsverhalten ergibt, ist es zudem notwendig, auch das ungesteuerte Betriebsverhalten der Flexibilitätsoptionen realitätsnah zu bestimmen.

Ziel dieses Kapitels ist es daher, für die Bundesrepublik Deutschland statistisch repräsentative Eingangsdaten für das in Abschnitt 3 formulierte Entscheidungsproblem zu generieren. Hierzu wird in Abschnitt 4.1 eine Vielzahl statistischer Erhebungen zu Heizungssystemen ausgewertet oder selbst erstellt. Zur Simulation weiterer technischer Zusammenhänge werden zudem einzelne, meist vereinfachte Modelle zur Generierung notwendiger Eingangsdaten aufgestellt. Anschließend erfolgt in Abschnitt 4.2 die Beschreibung von Modellen, die das Nutzerverhalten von Elektrofahrzeugen, flexibler Haushaltslasten und Solarstromspeichern beschreiben. Abschließend erfolgt in Abschnitt 4.3 die Beschreibung der Simulation des ungesteuerten, nicht-optimierten Anlagenbetriebs.

### **4.1 Nutzung und Auslegung flexibler Heizungssysteme**

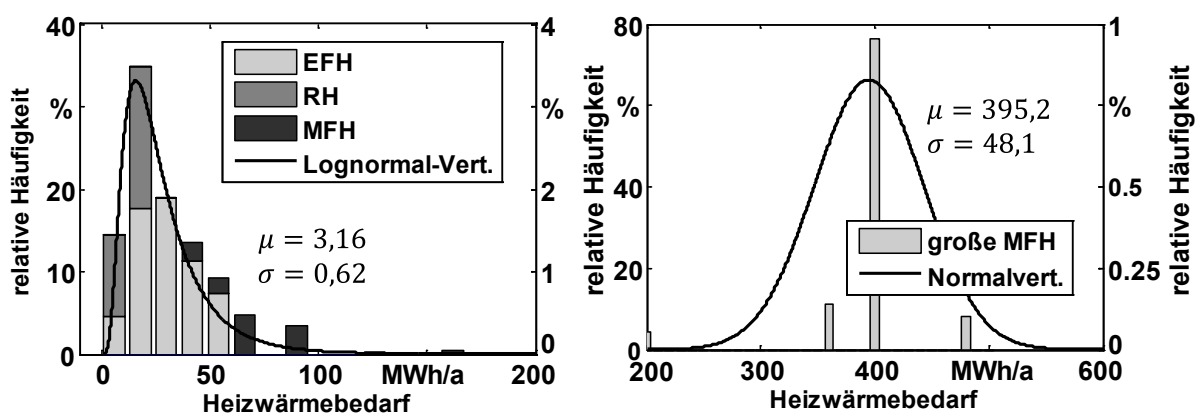
Bei vielen der betrachteten Flexibilitätsoptionen wird die nutzbare Flexibilität aus der Kopplung zwischen Strom- und Wärmesektor in Verbindung mit einer Speicherung von Wärmeenergie erschlossen. Hierzu ist es notwendig, sowohl den

Heizwärme- und Trinkwarmwasserbedarf als auch dessen zeitlichen Verlauf simulieren zu können. Dazu wird zunächst der Heizwärmebedarf von Wohngebäuden analysiert. Anschließend folgt ein Modell zur Simulation stochastischer Wärmelastprofile, gefolgt von weiteren Systemparametern, die zur Simulation von Heizungssystemen notwendig sind.

### 4.1.1 Heizwärmebedarf

Für die Simulation von Wärmesystemen im Zeitverlauf sind zunächst Erkenntnisse über den Heizwärmebedarf von Wohngebäuden notwendig. Das Institut Wohnen und Umwelt (IWU) hat im Jahr 2002 eine umfassende Studie vorgelegt, in der 7.364 Haushalte u. a. hinsichtlich ihres spezifischen Wärmebedarfs sowie ihrer Häufigkeit im deutschen Wohngebäudebestand untersucht wurden (siehe [76]). Hierzu wurden die Gebäude in insgesamt 34 grundlegende Gebäudetypen eingeteilt und energetisch analysiert.

Mit Hilfe des in dieser Studie ermittelten Heizenergiebedarfs der einzelnen Gebäudeklassen (vgl. [76] S. 80) sowie der Häufigkeit der einzelnen Klassen im gesamten Gebäudebestand (vgl. [76] S. 19) kann eine Aussage über die Häufigkeitsverteilung des Heizwärmebedarfs von Wohngebäuden in Deutschland abgeleitet werden. Da der ermittelte Heizwärmebedarf jedoch die Nutzung von TWW einschließt, wird über die ebenfalls dargestellte durchschnittliche Anzahl von Wohnungen je Wohngebäude auf den Trinkwarmwasser(TWW)-Bedarf geschlossen und dieser vom Heizwärmebedarf subtrahiert. Dabei wird von einer durchschnittlichen Anzahl von 2,01 Personen pro Haushalt [77] sowie einem jährlichen Energiebedarf für TWW von 500 kWh/a pro Person ausgegangen [78].



**Abbildung 4-1: Häufigkeitsverteilung des Heizwärmebedarfs im deutschen Wohngebäudebestand.**

In den Bestandsdaten des IWU teilt sich der Heizwärmebedarf der betrachteten Gebäudetypen in zwei Gruppen. Die größere Gruppe mit 64 % des Gesamtenergiebedarfs der Wohngebäude stellen Einfamilienhäuser (EFH), Reihenhäuser (RH) und kleinere Mehrfamilienhäuser (MFH). Der Heizenergiebedarf dieser Gebäude erstreckt sich von 10 bis ca. 100 MWh/a (siehe Abbildung 4-1, links). Die

Verteilung des Heizenergiebedarfs in dieser Gruppe lässt sich gut durch eine Lognormalverteilung annähern. Die kleinere Gruppe stellen große MFH mit einem Heizenergiebedarf von über 200 MWh dar. Diese werden, ungeachtet der geringen Stichprobe, über eine Normalverteilung abgebildet.

Zusätzlich zum Heizwärmebedarf erfordert eine realitätsnahe Simulation Informationen über den Energiebedarf der TWW-Versorgung der Objekte. Hierzu wird das Verhältnis zwischen Heizwärme- und TWW-Bedarf der Daten des IWU [76] analysiert. Abbildung 4-2 zeigt den prozentualen TWW-Bedarf  $e_{TWW}$  der einzelnen Gebäudeklassen, gemessen am Heizenergiebedarf der jeweiligen Klassen. Es wird deutlich, dass für EFH und RH eine deutliche Abhängigkeit der beiden Größen zu erkennen ist. Diese lässt sich durch eine Funktion der Form

$$e_{TWW}(E_{Heiz}) = a + b \cdot (E_{Heiz})^{-1} \quad (4-1)$$

annähern. Die Faktoren  $a$  und  $b$  werden dabei durch optimierende Kurvenanpassung (vgl. [79]) ermittelt. Für MFH ist der Zusammenhang zwischen Heiz- und TWW-Bedarf weniger eindeutig. Eine prinzipielle Anhängigkeit der beiden Größen ist jedoch ebenfalls erkennbar.

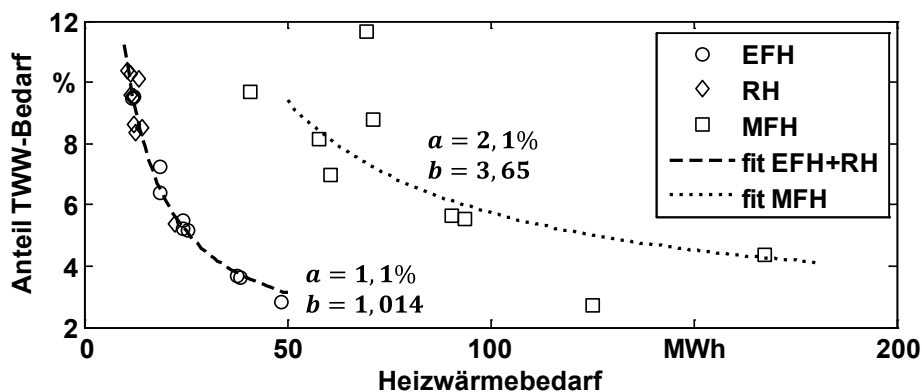


Abbildung 4-2: Verhältnis zwischen Heizwärmebedarf eines Gebäudes und dem Energiebedarf zur TWW-Bereitstellung.

Zur Bestimmung des jährlichen Energiebedarfs zur Bereitstellung von TWW wird bei einem Heizenergiebedarf  $<50$  MWh/a davon ausgegangen, dass es sich bei dem simulierten Objekt um ein EFH oder RH und andernfalls um ein MFH handelt. Anschließend kann durch Auswertung der Funktionsverläufe der Jahresenergiebedarf zur TWW-Erwärmung bestimmt werden.

### 4.1.2 Wärmebedarfsprofil

Da die Simulation im Rahmen dieser Untersuchung in Form von Zeitreihen durchgeführt wird, ist in diesem Zusammenhang besonders das Wärmebedarfsprofil eine wichtige Eingangsgröße für die Abbildung wärmetechnischer Anlagen. Dieses wird analog zu dem in Abschnitt 3.1 vorgestellten Optimierungsmodell als die vom Heizkreislauf aufgenommene thermische Leistung aufgefasst.

Das Wärmebedarfsprofil von Privathaushalten ist, im Vergleich zu Strombedarfsprofilen, bislang wenig untersucht worden. Als Referenz für Wärmebedarfsprofile von privaten Haushalten können jedoch verschiedene Quellen herangezogen werden. Hierzu zählen die VDI-Richtlinie 4655, das Standardlastprofil für Gaskunden sowie bereits existierende Simulationsmodelle zur Modellierung thermischer Vorgänge in Gebäuden.

Die VDI-Richtlinie 4655 (siehe [78]) beinhaltet Referenzlastprofile für die wirtschaftliche Bewertung von BHKW in Ein- und Mehrfamilienhäusern. Die Richtlinie unterscheidet zwischen zehn verschiedenen Typtagen, denen ein individuelles Tagesprofil in viertelstündiger Auflösung zugewiesen ist. Zur Erstellung eines Jahresprofils können die Klimadaten eines gegebenen Standortes in die Typtagekategorien eingeordnet werden. Anschließend kann das Jahresprofil aus den verschiedenen Typtagesprofilen zusammengesetzt werden.

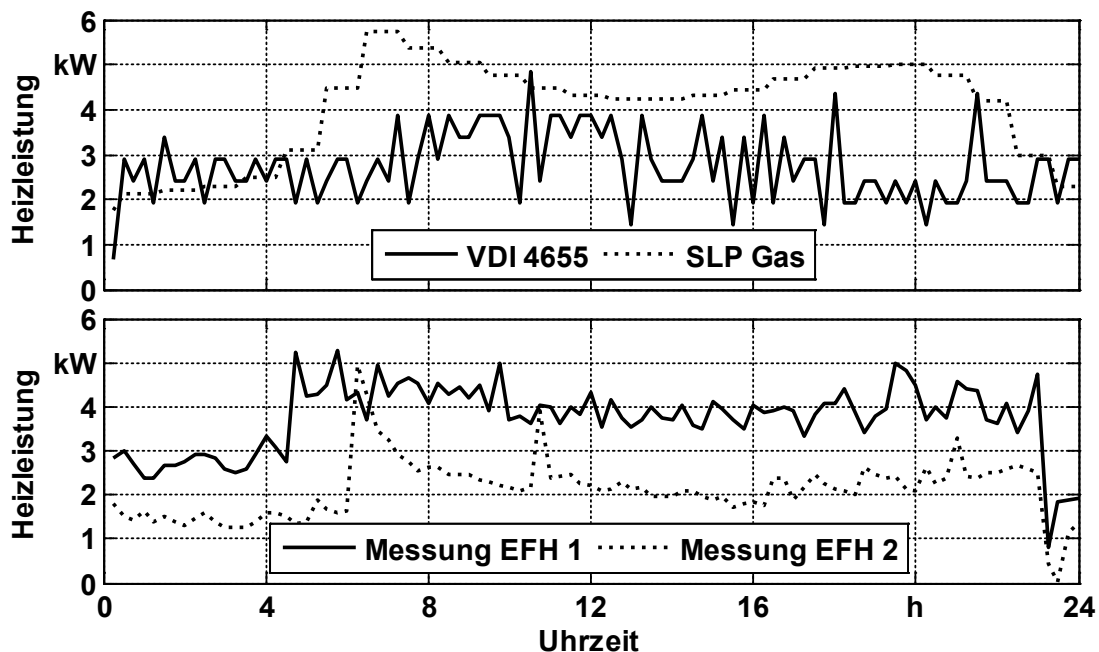
Eine weitere Form von Wärmelastprofilen stellen die in der Gaswirtschaft verwendeten Standardlastprofile (SLP, siehe [80]) für Gaskunden dar. Diese bilden den Gasabsatz verschiedener privater und gewerblicher Kundengruppen ab. Es kann davon ausgegangen werden, dass ein Großteil dieses Gasabsatzes auf den Heizwärmebedarf entfällt und dass die thermische Speicherkapazität der einzelnen Heizungsanlagen nur einen geringfügigen Einfluss auf das Wärmebedarfsprofil einer großen Kundenmenge ausübt. Die Standardlastprofile bilden jedoch lediglich den Absatz einer Kundengruppe ab und ergeben sich somit als Summe einer großen Anzahl von Einzelprofilen. Der Einfluss individueller Ausprägungen im Heizwärmebedarf einzelner Objekte lassen sich bei Verwendung des SLP Gas folglich nicht analysieren.

Eine weitere Möglichkeit zur Erstellung von Wärmebedarfsprofilen ist die thermische Gebäudesimulation. Dieses Verfahren ist bspw. in der VDI-Norm 6007 [81] beschrieben und beinhaltet ein Rechenmodell zur Abbildung der physikalischen Gebäudeeigenschaften. Dieses Modell berücksichtigt Material- und Dämmeigenschaften individueller Gebäude sowie Zeitreihen der Außentemperatur und solarer Einstrahlung. Aus einer solchen Simulation lässt sich ableiten, welche Heizleistung erforderlich ist, um die Solltemperatur in allen Räumen des Objektes gegenüber einer variierenden Außentemperatur aufrechtzuerhalten. Für dieses Verfahren ergibt sich jedoch die besondere Herausforderung, das stochastische Nutzerverhalten, die Gebäudestruktur und -ausrichtung, solare und interne Wärmegewinne und den daraus resultierenden Einfluss auf das Wärmebedarfsprofil statistisch korrekt abzubilden. Die Abbildung des Gebäudebestandes mit den dazu erforderlichen technischen Parametern und deren Varianten ist für eine große Anzahl von Gebäuden mit erheblichem Aufwand verbunden.

Alternativ zu den o. g. Methoden stehen für diese Untersuchung 13 gemessene Wärmelastprofile aus Ein- und Mehrfamilienhäusern zur Verfügung. Diese Daten wurden in den Jahren 2012 bis 2013 bei einem privatwirtschaftlichen Modellversuch zur wirtschaftlichen Analyse von BHKW-Systemen erhoben und können für diese Untersuchung anonymisiert verwendet werden. Neben einer Vielzahl von

weiteren Messpunkten wurde hierbei die vom Heizkreislauf aufgenommene Wärmeleistung aufgezeichnet. Diese bildet, unabhängig vom verwendeten Heizungssystem und einem ggf. vorhandenen Pufferspeicher, das vom Objekt bezogene thermische Lastprofil ab.

Abbildung 4-3 zeigt das Referenzprofil der VDI 4655, das SLP Gas für EFH im Vergleich zu real gemessenen Wärmelastprofilen zweier EFH. Dargestellt ist ein Tag in der Winterzeit (Tagesmitteltemperatur 4°C), der gemäß der VDI 4655 Bewölkung aufweist.



**Abbildung 4-3:** Vergleich verschiedener Heizlastprofile bei einer Tagesmitteltemperatur von 4°C.

Die Abbildung verdeutlicht, dass die Profile deutliche strukturelle Unterschiede aufweisen. Insbesondere das SLP Gas, das sich durch die Vermischungseffekte einer Vielzahl von versorgten Gebäuden ergibt, bildet naturgemäß den fluktuierenden Verlauf realer Wärmelastprofile nicht ab. Die übrigen Profile ergeben sich hingegen aus der individuellen Gebäudecharakteristik sowie stochastischen Einflussparametern wie Nutzerverhalten, Witterung und Konfiguration des Heizungssystems. Bei den gemessenen Profilen fällt zudem auf, dass in Folge der Nachtabsenkung einen deutlichen Abfall der Leistungsaufnahme in den Nachtstunden zu erkennen ist. Diese Charakteristik ist auch bei den übrigen gemessenen Objekten in unterschiedlich starker Ausprägung zu beobachten.

In Bezug auf diese Untersuchung ergibt sich aus der Verwendung der vorhandenen Wärmelastprofile die Herausforderung, dass sich diese entweder auf die Gesamtheit aller Heizlasten beziehen (SLP Gas) oder lediglich einen einzelnen Haushalt mit individueller Charakteristik abbilden (VDI 4655 und gemessene Profile). Um jedoch Vermischungseffekte zwischen einer Vielzahl von Objekten abbilden zu können, ist eine entsprechende Anzahl individueller Wärmelastprofile

notwendig. Diese sollten idealerweise das stochastische Verhalten einzelner Objekte abbilden und in ihrer Gesamtheit dem Wärmelastverhalten des gesamten Gebäudebestands entsprechen. Eine analoge Problemstellung ergibt sich bspw. bei der Generierung einzelner Stromlastprofile für Haushaltskunden. Diese weisen ebenfalls eine starke individuelle Charakteristik auf, die deutlich vom SLP für Stromkunden abweicht.

Um für die Bewertung von Flexibilitätspotenzialen eine verlässliche Datenbasis zu generieren, wird im Folgenden ein Modell vorgestellt, welches das stochastische Verhalten von Wärmelasten abbildet. Hierbei erfolgt zunächst eine Analyse der vorhandenen Messdaten in fünf Schritten. Basierend auf den Ergebnissen der Analyse wird anschließend ein stochastisches Modell zur Generierung individueller Heizlastprofile abgeleitet.

### Datenbasis

Die im Folgenden analysierten Messdaten entstammen einem privatwirtschaftlichen Feldtest zur Erprobung von BHKW. Im Rahmen des Tests wurden die Heizungssysteme von 13 Ein- und Mehrfamilienhäuser durch sechs Temperatursensoren und zwei Wärmemengenzähler detailliert erfasst. Diese zeichneten u. a. die Wärmeproduktion von BHKW und Spitzenlastkessel, die vom Heizkreislauf aufgenommene Wärmeleistung sowie die aufgenommene Wärmeleistung des TWW-Systems auf. Zusätzlich wurden die elektrische und die thermische Leistungsabgabe der BHKW sowie der Stromverbrauch im Haushalt aufgezeichnet. Die Messung erfolgte zwischen September 2012 und August 2013 mit einer zeitlichen Auflösung von einer Minute über den Zeitraum von – je nach Objekt – 9 bis 12 Monaten. Für die folgenden Analysen wurde die zeitliche Auflösung der Messdaten auf 15-Minuten reduziert.

### Tagesenergiebedarf

Der Tagesenergiebedarf an Heizwärme eines Objektes ist stark von der Außentemperatur abhängig. Diese Abhängigkeit kann mittels einer sog. Sigmoidfunktion abgebildet werden. Diese Funktion der Form

$$E_n(\Theta_d) = \frac{a}{1 + \left(\frac{b}{\Theta_d - 40K}\right)^c} + d \quad (4-2)$$

findet ebenfalls bei der Bestimmung der SLP-Gas Verwendung [80]. Hierbei bezeichnet  $E$  den Tagesenergiebedarf des Objektes  $n$  und  $\Theta_d$  die geometrische Tagesmitteltemperatur<sup>7</sup> (vgl. [80]) des Tages  $d$ . Die Faktoren  $a$  bis  $d$  werden mittels optimierender Parameterschätzung (vgl. [79]) für die gemessenen Objekte ermittelt bzw. sind bei Anwendung des SLP Gas je nach Objektart vorgegeben. Abbildung 4-4 zeigt das Ergebnis der Parameterschätzung für eines der untersuchten

---

<sup>7</sup> Die geometrische Tagesmitteltemperatur bezeichnet die als geometrische Reihe der vergangenen vier Tage ermittelte Tagesmitteltemperatur und wird u. a. zur Berechnung der Standardlastprofile für Gaskunden [80] verwendet.

Objekte. Abgebildet ist der relative Tagesenergiebedarf, der den Anteil des jeweiligen Tagesenergiebedarfs am Jahresenergiebedarf des Objektes darstellt.

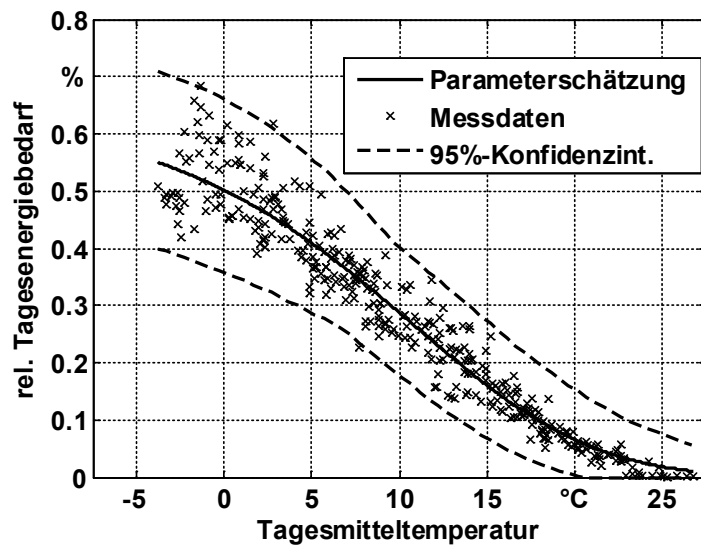


Abbildung 4-4: Gemessener Zusammenhang zwischen Tagesmitteltemperatur und Heizenergiebedarf eines EFH sowie ermittelte Sigmoid-Funktion.

Der Vergleich der so ermittelten Sigmoid-Funktionen zeigt, dass diese ein individuelles Merkmal des Objektes darstellen. Zur Bestimmung zufälliger Sigmoid-Funktionen wird deshalb zunächst die gemeinsame Sigmoid-Funktion der gemessenen Objekte bestimmt. Über das Konfidenz-Intervall der ermittelten Funktionsparameter lassen sich unter Annahme normalverteilter Abweichungen anschließend zufällige Sigmoid-Verläufe generieren. Aufgrund des variierenden Messzeitraumes der Objekte und teils vorhandener, großer Aufzeichnungslücken werden hierbei jedoch nur sechs der 13 gemessenen Objekte berücksichtigt. Abbildung 4-5 zeigt das Ergebnis der Parameterschätzung und das ermittelte Konfidenzintervall für den gemeinsamen Sigmoidverlauf sowie drei zufällig generierte Verläufe.

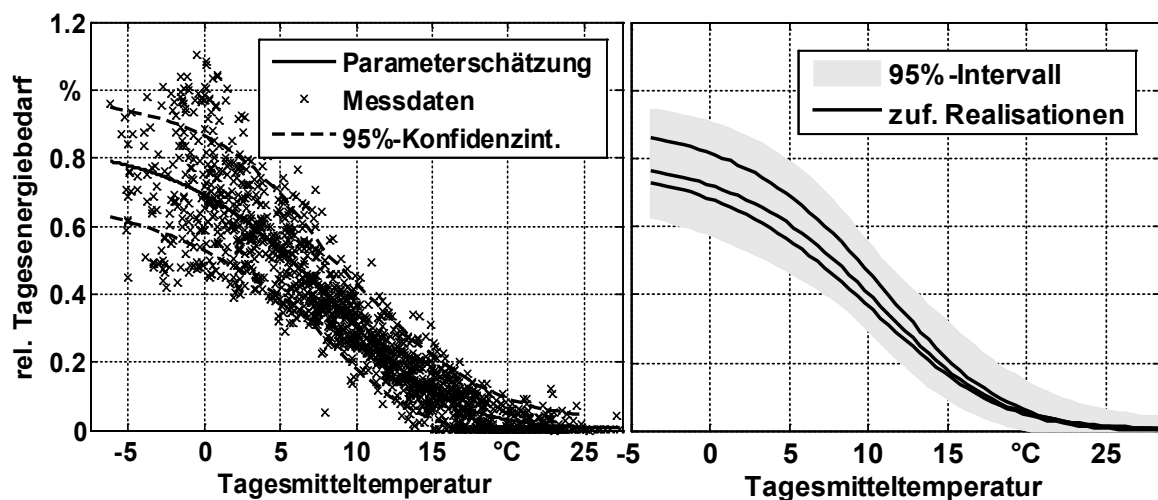


Abbildung 4-5: Parameterschätzung der gemeinsamen Sigmoid-Funktion (links) und Generierung zufälliger Sigmoid-Verläufe (rechts).

Die so ermittelten zufälligen Verläufe werden anschließend für je ein simuliertes Objekt zur Ermittlung des Tagesenergiebedarfs über den gesamten Betrachtungszeitraum genutzt.

### Ermittlung durchschnittlicher Heizlastprofile

Neben dem Tagesenergiebedarf stellt das viertelstündliche Heizlastprofil eines Objektes ein individuelles Merkmal dar. Zur Analyse des durchschnittlichen Heizlastprofils der untersuchten Objekte wird zunächst das normierte Heizlastprofil  $P'_{n,d}(t)$  eines jeden Tages  $d$  und jeden Objektes  $n$  gebildet:

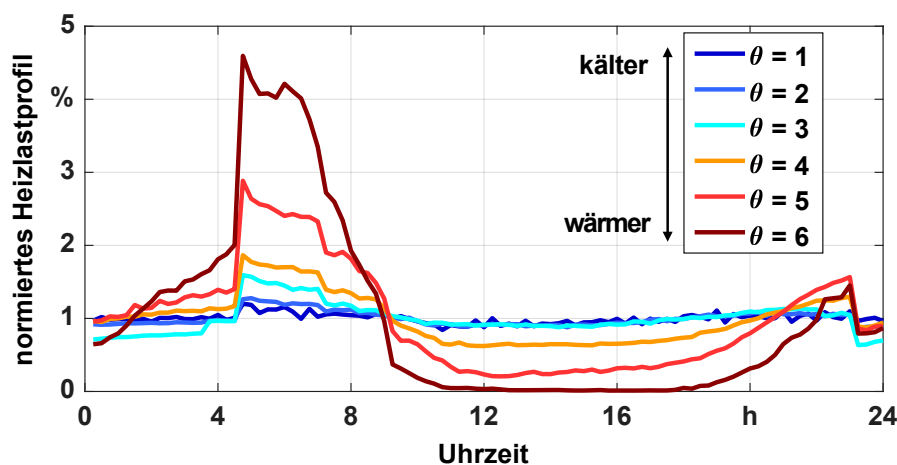
$$P'_{n,d}(t) = \frac{P_{n,d}(t)}{\sum_{\tau=1}^T P_{n,d}(\tau)} \quad \forall t \in \mathcal{T}_d, d \in \mathcal{D}, n \in \mathcal{N}. \quad (4-3)$$

Hierbei bezeichnet  $\mathcal{D}$  die Menge der untersuchten Tage und  $\mathcal{T}_d$  die Menge der Zeitperioden eines Tages. Bei der gewählten viertelstündlichen Auflösung gilt dementsprechend  $|\mathcal{T}_d| = 96$ . Die Analyse der so ermittelten Profile zeigt, dass das normierte Heizlastprofil eines Objektes stark mit der Außentemperatur des Gebäudes variiert. Um diesen Effekt zu verdeutlichen, wird das normierte Heizprofil jedes Objektes über einen definierten Temperaturbereich  $\theta$  gemittelt. Hierbei werden die folgenden Temperaturbereiche verwendet.

**Tabelle 4-1: Verwendete Temperaturbereiche.**

$\theta =$	1	2	3	4	5	6
Temp.-Bereich	$\theta_d \leq 0^\circ\text{C}$	$0^\circ\text{C} < \theta_d \leq 5^\circ\text{C}$	$5^\circ\text{C} < \theta_d \leq 10^\circ\text{C}$	$10^\circ\text{C} < \theta_d \leq 15^\circ\text{C}$	$15^\circ\text{C} < \theta_d \leq 20^\circ\text{C}$	$\theta_d > 20^\circ\text{C}$

Das so erzeugte normierte und gemittelte Heizlastprofil charakterisiert das Verhalten der Heizlast eines Objektes in einem gegebenen Temperaturbereich. Abbildung 3-3 zeigt beispielhaft die temperaturabhängigen Heizlastprofile für ein Einfamilienhaus.



**Abbildung 4-6: Normierte Heizlastprofile eines EFH in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur.**

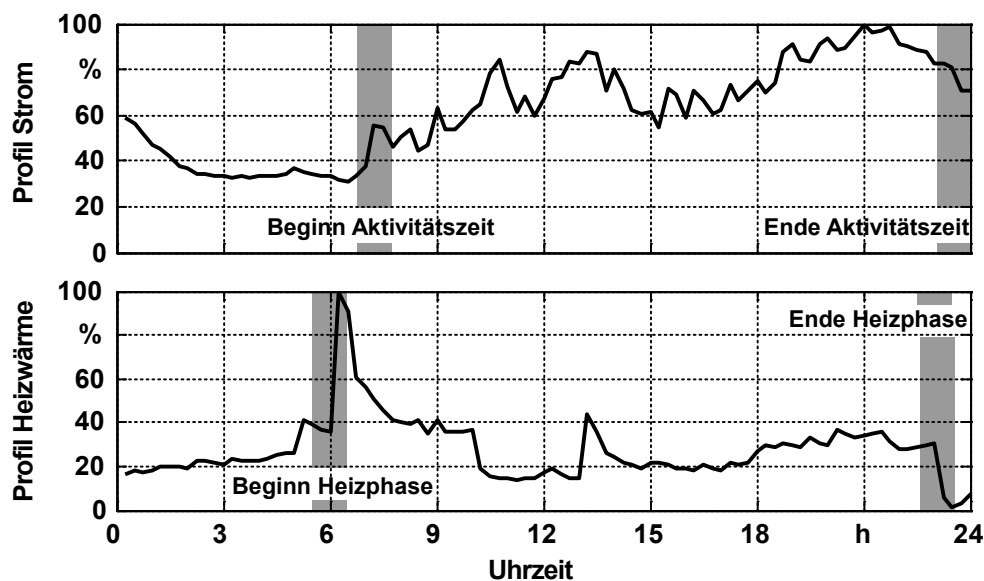


Es ist deutlich zu erkennen, dass die benötigte Tagesenergiemenge bei kälteren Temperaturen gleichmäßig über den Tagesverlauf verteilt ist. Bei wärmeren Temperaturen hingegen verlagert sich der Tagesenergieverbrauch zunehmend von den Mittagsstunden auf die Morgen- und Abendstunden.

Im Anschluss werden die normierten Heizlastprofile für jeden Temperaturbereich über alle Kunden gemittelt. Die so erstellten temperaturabhängigen Durchschnittsprofile werden anschließend, bereinigt um den individuellen Heizbeginn (siehe folgender Abschnitt), als Referenzprofil für Privathaushalte verwendet.

### Analyse der Aktivitätszeit privater Haushalte

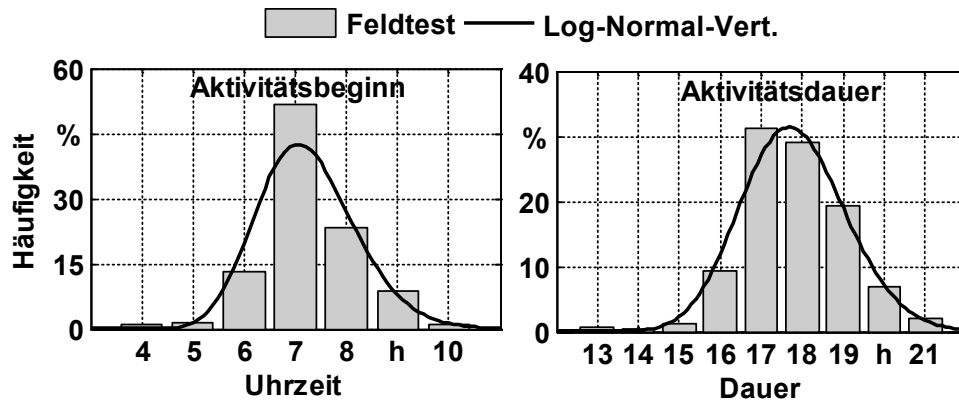
Der Vergleich der Wärmelastprofile der einzelnen Objekte zeigt, dass sich durch die individuelle Präferenz im Heizverhalten deutliche Unterschiede im Wärmebedarfsprofil ergeben können. Abbildung 4-7 (unten) stellt beispielhaft das durchschnittliche Heizprofil des Objektes 3 im Temperaturbereich von 10 bis 15°C dar. Hierbei ist deutlich zu erkennen, dass um ca. 6 Uhr ein deutlicher Anstieg des Heizwärmebedarfs zu beobachten ist. Dieser morgendliche Anstieg ist bei allen untersuchten Objekten vorhanden, stellt eine individuelle, aber jeweils konstante Größe dar und sollte deshalb bei der stochastischen Modellierung von Heizlastprofilen berücksichtigt werden.



**Abbildung 4-7: Durchschnittliche und normierte Lastprofile für Stromverbrauch und Heizwärmebedarf eines gemessenen EFH.**

Zusätzlich kann beobachtet werden, dass sich auch im Stromlastprofil der Haushalte der Beginn der morgendlichen Aktivität ablesen lässt (vgl. Abbildung 4-7 oben). Diese folgt dem Zeitpunkt des Heizbeginns mit einer objektabhängigen Verzögerung von 0 bis 4 h. Dies lässt erwarten, dass die Zeit, in der Personen im Haushalt anwesend und aktiv sind, einen über die Heizungseinstellung vermittelten Einfluss auf das Wärmelastprofil des Haushaltes hat.

Um eine allgemeingültige Aussage über den Beginn und das Ende der Heizphase in Privathaushalten treffen zu können, reicht jedoch die statische Basis von 13 gemessenen Objekten nicht aus. Aus diesem Grund werden zusätzliche Messdaten aus dem Smart-Metering Modellversuch *E-DeMa* (siehe [82]) hinzugezogen. Hierbei handelt es sich um Messwerte des Stromverbrauchs von 1054 Privathaushalten in stündlicher Auflösung über den Zeitraum von acht Monaten. Zur Analyse des Aktivitätsverhaltens der Haushalte wird für jeden der beteiligten Haushalte der Durchschnitt des Strombedarfsprofils, getrennt nach Werktagen und Wochenenden, gebildet. Die Profile werden anschließend hinsichtlich des charakteristischen Anstiegs und Abfalls des Strombedarfs in den Morgen- und Nachtstunden analysiert und so das typische Aktivitätsverhalten der Bewohner identifiziert. Abbildung 4-8 zeigt die Verteilung der so ermittelten Uhrzeit des Aktivitätsbeginns und der Aktivitätsdauer in den untersuchten Haushalten sowie die mittels optimierender Parameterschätzung angepasste logarithmische Normalverteilungen.



**Abbildung 4-8:** Beobachtungen des Zeitpunktes des Aktivitätsbeginns (links), der Aktivitätsdauer (rechts) sowie angepasste Log-Normalverteilungen.

Es zeigt sich jedoch, dass ein früher Aktivitätsbeginn tendenziell mit einer längeren Aktivitätszeit einhergeht und die dargestellten Verteilungen somit nicht statistisch unabhängig sind. Um diese statistische Abhängigkeit berücksichtigen zu können, wird eine bivariate logarithmische Normalverteilung (siehe [83]) an die beobachteten Daten angepasst. Hierzu wird die Verteilungsdichtefunktion der Form

$$f(x, y) = \frac{e^{-\frac{1}{2(1-\rho_T^2)} \left( \left( \frac{\ln x - \mu_x}{\sigma_x} \right)^2 - 2\rho_T \frac{\ln x - \mu_x}{\sigma_x} \frac{\ln y - \mu_y}{\sigma_y} + \left( \frac{\ln y - \mu_y}{\sigma_y} \right)^2 \right)}}{2\pi xy \sigma_x \sigma_y \sqrt{1 - \rho_T^2}} \quad (4-4)$$

$$\text{mit: } \rho_T = \frac{e^{(\rho \cdot \ln \sigma_x \cdot \ln \sigma_y)} - 1}{\sqrt{(e^{\sigma_x^2} - 1)(e^{\sigma_y^2} - 1)}}$$

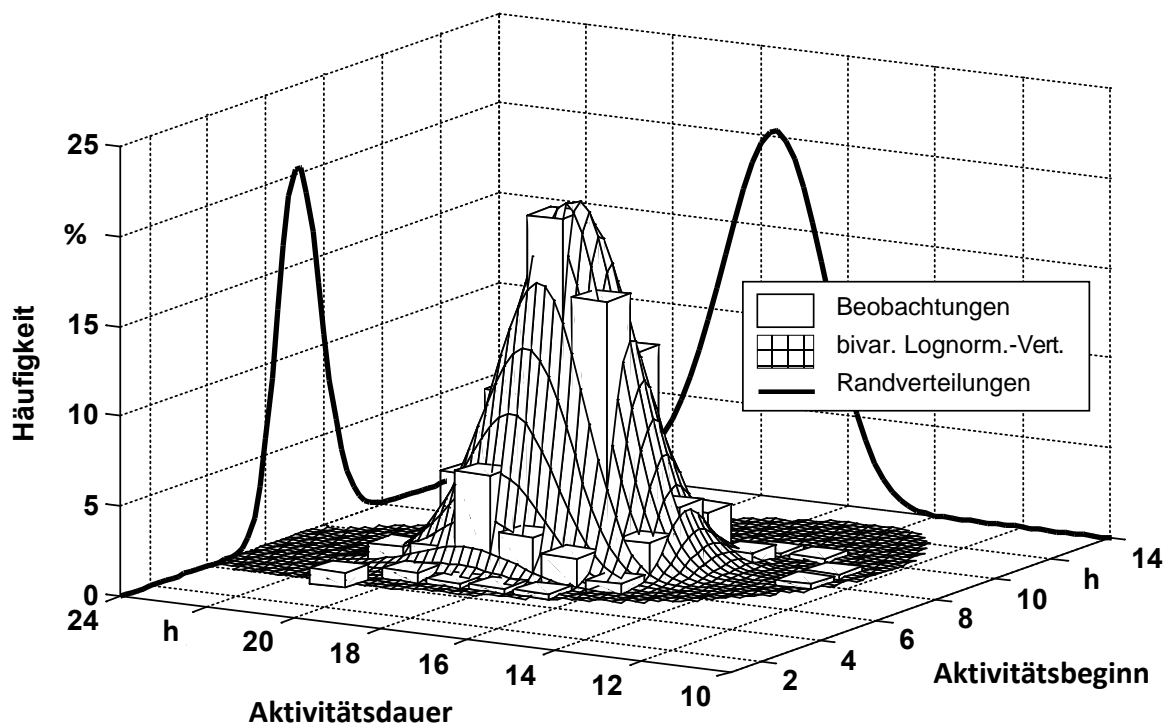
an die beobachteten Werte angepasst. Dabei bezeichnet  $\mu$  den Erwartungswert und  $\sigma$  die Standardabweichung der Zufallsvariablen  $x$  und  $y$ . Der transformierte Korrelationskoeffizient  $\rho_T$  wird zudem aus dem Korrelationskoeffizienten  $\rho$  der

Zufallsvariablen gebildet. Durch numerische Minimierung der kleinsten Quadrate wurden die in Tabelle 4-2 dargelegten Parameter der Verteilungsfunktion ermittelt.

**Tabelle 4-2: Ermittelte Werte für Aktivitätsbeginn (X) und Aktivitätsdauer (Y) von Privathaushalten.**

Parameter	$\mu_x$	$\sigma_x$	$\mu_y$	$\sigma_y$	$\rho$
Wert	8,94	0,12	16,53	0,10	-0,44

Abbildung 4-9 zeigt das Histogramm der beobachteten Kombinationen aus Aktivitätsbeginn und Aktivitätsdauer sowie die ermittelte bivariate Log-Normalverteilung. Die Abbildung zeigt zudem (qualitativ) die Randverteilungen der Zufallsvariablen.

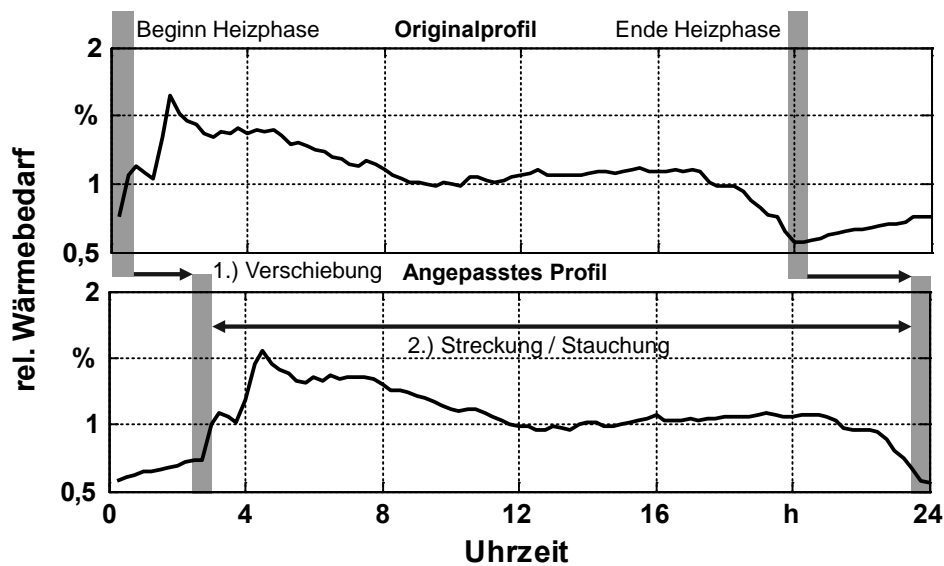


**Abbildung 4-9: Histogramm der beobachteten Kombinationen aus Aktivitätsbeginn und -dauer und Dichtefunktion der angepassten, bivarianten Log-Normalverteilung zzgl. der entsprechenden Randverteilungen. Die Randverteilungen sind nicht skaliert.**

Durch numerische Bildung der Verteilungsfunktion können anschließend zufällige Kombinationen aus Aktivitätsbeginn und -dauer generiert werden. Diese werden dazu verwendet, das Heizlastprofil einzelner Kunden zu modifizieren. Dies erfolgt, indem der Aktivitätsbeginn zzgl. einer Vorlaufzeit von zwei Stunden<sup>8</sup> als Beginn der Heizphase angenommen wird.

<sup>8</sup> Bei diesem Wert stimmt der Mittelwert des beobachteten Heizbeginns aller gemessenen Objekte mit dem Erwartungswert des Aktivitätsbeginns überein.

Das durchschnittliche, temperaturabhängige Heizlastprofil der untersuchten Kunden wird anschließend durch zeitliche Verschiebung und Streckung bzw. Stauchung an die Aktivitätszeiten des jeweiligen Haushaltes angepasst.



**Abbildung 4-10:** Vorgehen zur Anpassung des Durchschnittsprofils (oben) an die zufällig ermittelten Aktivitätszeiten (unten). Dargestellt ist das durchschnittliche Heizlastprofil im Temperaturbereich von 5 bis 10°C.

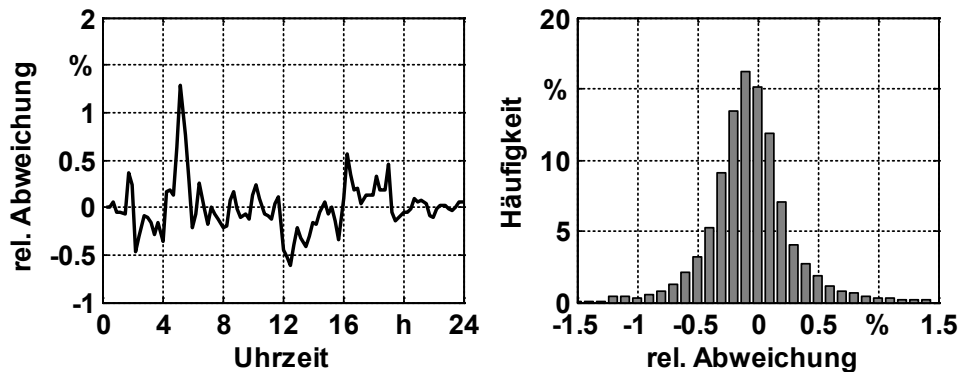
### Stochastischer Prozess zur Ermittlung eines Tagesprofils

Die Untersuchung gemessener Heizlastprofile zeigt zudem, dass diese eine scheinbar zufällige Komponente aufweisen. Dieses überlagerte „Rauschen“ ergibt sich aus einer Vielzahl verschiedener Prozesse, die Einfluss auf das Heizlastprofil haben können. Hierzu zählen beispielsweise das Nutzerverhalten durch manuelle Lüftung, spontane Veränderungen des Temperatur-Sollwertes, interne Gewinne durch bspw. Elektrogeräte oder externe Einflussfaktoren wie kurzzeitige Außentemperaturschwankungen oder solare Gewinne. In Abbildung 4-3 ist dies sowohl an den gemessenen Profilen als auch am Profil der VDI 4655 deutlich zu erkennen. Das SLP Gas, das sich aus der Durchmischung einer Vielzahl von Einzellasten ergibt, weist dieses Rauschen nicht auf. Aufgrund fehlender Beobachtungen der beeinflussenden Parameter kann zu den möglichen Ursachen jedoch keine Aussagen getroffen werden. Um den Charakter dieser Abweichungen dennoch abzubilden, können diese als Realisation eines überlagerten Zufallsprozesses interpretiert werden.

Abbildung 4-11 (links) zeigt die Abweichungen zwischen dem Mittelwert des Heizlastprofils  $\bar{P}'_n$  und der relativen Heizlast eines Tages  $P'_{n,d}$  bei einer Außentemperatur von 5°C. Der rechte Teil der Abbildung zeigt die Verteilung der Abweichungen des gemessenen Profils vom Profilmittelwert des Objektes im Temperaturbereich zwischen 5 und 10°C.

Zur Modellierung dieser zufälligen Abweichungen werden, insbesondere in der Finanzmathematik (häufig in Bezug auf Börsenpreisentwicklungen), sog. *stochastische Prozesse* verwendet. Die einfachste Form eines solchen Prozesses

ist die *Brownschen-Bewegung* bzw. der hieraus abgeleitete *Standard-Wiener-Prozess*, der zufällige, normalverteilte Bewegungen eines Funktionswertes simuliert.



**Abbildung 4-11:** Abweichungen zwischen dem Mittelwert des Heizprofils und der tatsächlichen Heizlast eines Tages (links) sowie Histogramm über die Abweichungen aller Messdaten im Temperaturbereich von 5 bis 10°C (rechts).

Neben dem *Standard-Wiener-Prozess* existieren weitere Prozesse, die auch komplexere Verhaltensweisen abbilden können, u. a. der sog. *Ornstein-Uhlenbeck-Prozess* (OU-Prozess, siehe [84]). Dieser Prozess, auch *mean-reverting process* genannt, beschreibt einen Standard-Wiener-Prozess  $W_t$ , der bei Abweichung von einem gegebenen Gleichgewichtsniveau  $\mu$  langfristig zu diesem zurückkehrt. Die Geschwindigkeit dieser Rückkehr wird durch die Steifigkeit  $\lambda$  ausgedrückt, der Einfluss zufälliger Abweichungen wird durch die Diffusion  $\sigma$  beschrieben. In differentieller Form kann der OU-Prozess durch die Gleichung

$$dX_t = \lambda \cdot (\mu - X_t)dt + \sigma dW_t \quad (4-5)$$

ausgedrückt werden. Hierbei bezeichnet  $W_t$  den Standard-Wiener-Prozess. Da die Simulation jedoch in Form diskreter Zeitintervalle durchgeführt wird, muss dieser zunächst in seine diskrete Form überführt werden (vgl. [85]):

$$X_t = e^{-\lambda \Delta t} X_{t-1} + (1 - e^{-\lambda \Delta t}) \cdot \mu + \sigma \sqrt{\frac{1 - e^{-2\lambda \Delta t}}{2\lambda}} dW_t. \quad (4-6)$$

Für die Schätzung der Parameter eines OU-Prozesses existieren mehrere Verfahren. Der in dieser Untersuchung verwendete Ansatz nutzt die sog. *Maximum-Likelihood-Methode*. Auf die genaue Darlegung dieser Methode wird an dieser Stelle verzichtet. Eine Beschreibung und Implementierung der Methode für die Programmiersprache MABTLAB findet sich in einem Vergleich verschiedener Schätzverfahren aus dem Jahre 2010 [86].

Der OU-Prozess kann, im Gegensatz zum Heizlastbedarf eines Objektes, prinzipiell negative Werte annehmen. In der Realität sind Abweichungen des Heizlastbedarfs stets in negativer Richtung begrenzt, während Abweichungen in positiver Richtung in theoretisch unbegrenzter Höhe auftreten können. Um diesen Sachverhalt in einem stochastischen Modell zu berücksichtigen, kann die Simulation

auf die Logarithmen des beobachteten Prozesses bezogen werden. Entsprechend wird ein OU-Prozess mittel Maximum-Likelihood-Methode an die Logarithmen der Abweichungen zwischen der relativen Heizlast und dem mittleren relativen Tagesprofil eines jeden Objektes angepasst. Dabei wird zusätzlich zwischen den verschiedenen Temperaturintervallen (siehe Tabelle 4-1) unterschieden. Tabelle 4-3 zeigt die so ermittelten Prozessparameter.

**Tabelle 4-3: Ermittelte Parameter des OU-Prozesses für die unterschiedlichen Temperaturintervalle.**

Temp.- Intervall $\theta$	1	2	3	4	5	6
$\mu$	0	0	0	0	0	-0,4
$\sigma$	34,5	32,6	37,0	72,2	92,5	119,4
$\lambda$	21.376	14.421	9.475	7.871	10.007	17.013

Die ermittelten Parameter spiegeln den Charakter der gemessenen Wärmelastprofile wieder. Bei sehr geringer Außentemperatur weisen die Profile geringe zufällige Schwankungen auf und neigen bei Abweichungen dazu, schnell zum Mittelwert zurückzukehren. Bei mittleren Temperaturen nehmen die Schwankungen zu und sind von längerer Dauer. Bei sehr hohen Außentemperaturen weisen die Profile starke Abweichungen auf, neigen aber wiederum zur schnellen Rückkehr zum Mittelwert.

Mit Hilfe der ermittelten Prozessparameter kann nun ein OU-Prozess der Realisation  $X_{sim}$  simuliert werden, der nach anschließender Rücktransformation durch

$$P'_{n,\theta}(t) = e^{\ln(P'(t)) - X_{sim}(t)} = \frac{P'(t)}{e^{X_{sim}(t)}} \quad (4-7)$$

das relative Heizlastprofil eines simulierten Objektes um zufällige Abweichungen vom Profilmittelwert modifiziert.

### Simulation

Die Simulation stochastischer Wärmelastgänge erfolgt nun durch das sukzessive Durchlaufen der beschriebenen Simulationsschritte (vgl. Abbildung 4-12). Für ein Objekt mit gegebenem Jahresenergiebedarf und bekannter Außentemperatur werden zunächst eine Sigmoidfunktion sowie die individuelle Aktivitätszeit bestimmt. Anschließend kann der Energiebedarf jedes Tages bestimmt werden. Durch Anpassung des durchschnittlichen Tagesprofils an die Aktivitätszeit wird nun das temperaturabhängige Heizlastprofil jedes Tages ermittelt. Dieses wird anschließend mittels einer Realisierung des OU-Prozesses für jeden Tag durch zufällige Profilabweichungen ergänzt. Die Simulation endet, sobald für jeden Tag ein Profil ermittelt ist.

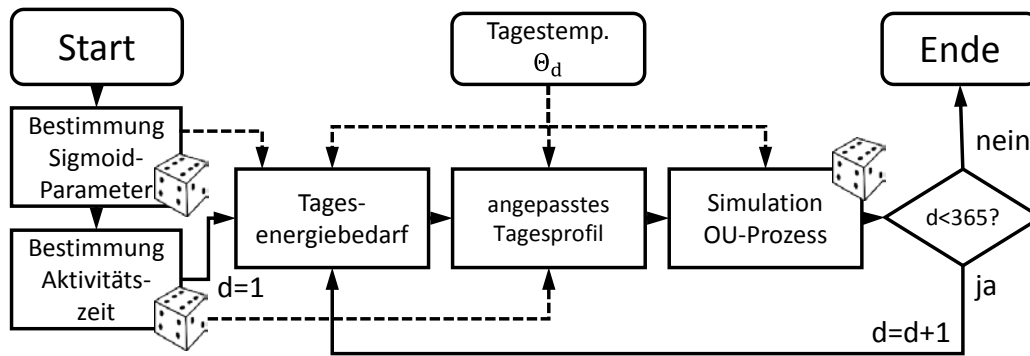


Abbildung 4-12: Vorgehen zur Simulation stochastischer Wärmelastgänge.

Die folgende Abbildung 4-13 zeigt zwei beispielhafte Simulationen des Wärmelastbedarfs für Objekte mit einem Jahresenergiebedarf von 20 MWh im Jahresverlauf (links) sowie den Ausschnitt eines Tages bei 8°C (rechts). Die zugrundeliegende Temperaturzeitreihe ist Aufzeichnungen einer Wetterstation des Deutschen Wetterdienstes [siehe [87], Station Waltrop] aus dem Jahr 2012 entnommen.

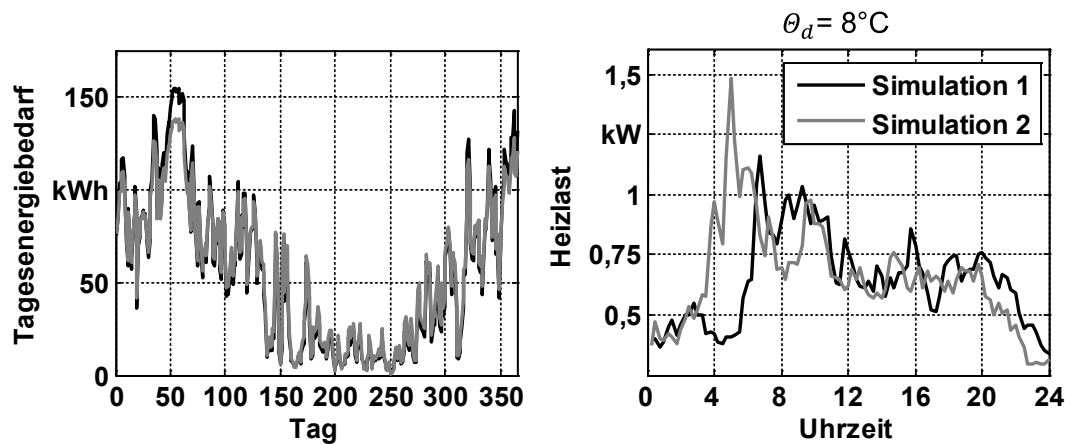


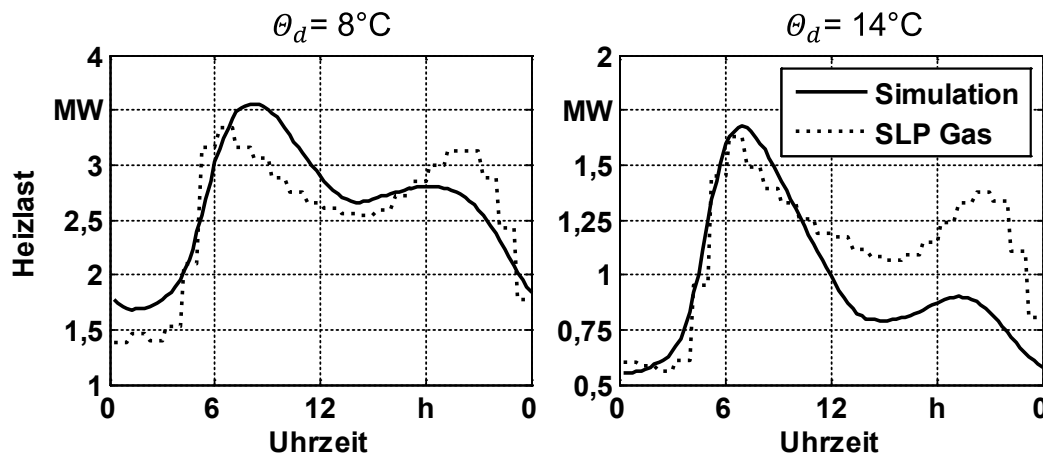
Abbildung 4-13: Tagesenergiebedarf im Jahresverlauf (links) und Heizlastprofil eines Tages im März (rechts) für zwei Simulationsdurchläufe im Vergleich.

Die Abbildung verdeutlicht, dass sich der Jahresenergiebedarf aufgrund der unterschiedlichen Sigmoidfunktionen anders im Jahresverlauf verteilt. Hierdurch wirkt die Jahresheizkurve bei Simulation 2 „flacher“ als bei Simulation 1. Im Tagesausschnitt (rechts) ist zudem zu erkennen, dass sich der Beginn der morgendlichen Aktivität unterscheidet und dass das Tagesprofilen zufälligen Schwankungen unterliegt.

## Evaluation

Da der so entwickelte Modellansatz Heizlastprofile mit individuellen Charakteristik generiert, ist ein Vergleich mit gemessenen Heizlastprofilen nur schwer möglich. Es ist jedoch anzunehmen, dass bei realitätsnaher Modellierung das Ergebnis einer Vielzahl von Modelldurchläufen mit dem Verlauf des SLP Gas übereinstimmt. Abbildung 4-14 zeigt das Ergebnis einer Simulation von 10.000 Haushalten mit einem Jahreswärmebedarf von je 20 MWh im Vergleich mit dem SLP

Gas für MFH, skaliert auf die gleiche Energiemenge. Die Abbildung zeigt einen Ausschnitt mit kalter (links) und warmer (rechts) Witterung.



**Abbildung 4-14:** Vergleich der Summe einer Vielzahl simulierter Heizlastprofile mit dem SLP Gas bei unterschiedlichen Tagesmitteltemperaturen.

Es wird deutlich, dass die Profile einerseits eine hohe Übereinstimmung zeigen, bei bestimmten Witterungen aber auch strukturelle Abweichungen aufweisen können. Ursache dieser Abweichungen ist ein im SLP Gas unterstelltes Wärme-lastverhalten, das in den gemessenen Heizlastprofilen nicht bestätigt werden kann. Insgesamt beträgt der nRMSE der so generierten Summenprofile 9,88 %.

### 4.1.3 Nutzung von Trinkwarmwasser

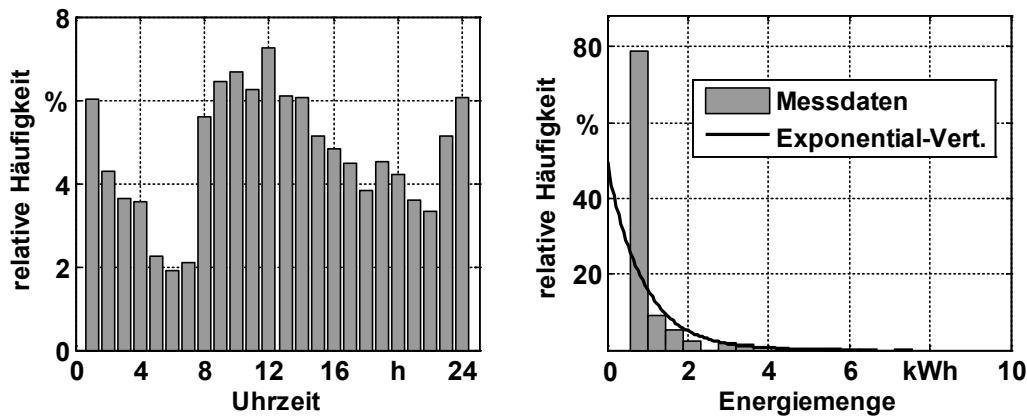
Das Zapfprofil von Trinkwarmwasser in einem Objekt ist, mehr noch als das Wärmebedarfsprofil, von den individuellen Verhaltensweisen der Nutzer abhängig. Zugleich existieren vergleichsweise wenig Arbeiten, die das Zapfprofil von TWW detailliert untersuchen. Die VDI-Richtlinie 4655 [80] enthält zwar ebenfalls beispielhafte TWW-Zapfprofile, macht jedoch keine Aussage über das stochastische Verhalten einer großen Anzahl von Nutzern. In einer Dissertation aus dem Jahr 2013 [35] werden TWW-Zapfprofile aus sog. *Zeitkontingenzstudien* abgeleitet. Im Rahmen dieser Studien wurde von einer Großzahl von Probanden das alltägliche Verhalten detailliert dokumentiert. Aus diesen Informationen wurde anschließend ein TWW-Zapfprofil abgeleitet.

Im Rahmen dieser Untersuchung wird hingegen aus den in Abschnitt 4.1.2 erhobenen Messdaten ein Modell über das statistische Verhalten von TWW-Zapfvorgängen abgeleitet. Abweichend von der Datenerhebung in Abschnitt 4.1.2 wurde die Wärmemengenmessung des TWW-Systems jedoch nur für fünf Einfamilienhäuser durchgeführt. Insgesamt wurden bei diesen Haushalten ca. 7.800 TWW-Zapfvorgänge erfasst, der verwendete Wärmemengenzähler verfügt hierbei jedoch lediglich über eine Auflösung von ca. 0,6 kWh.

Auf Basis dieser Daten kann nun die Wahrscheinlichkeit von Zapfvorgängen und die Verteilung der entnommenen Wärmemenge untersucht werden. Da sich ein Zapfvorgang über mehrere Zeitperioden erstrecken kann, ist nach einem erfolgten



Zapfvorgang ohne Zapfung in der Vorperiode (initiale Zapfung) die Wahrscheinlichkeit einer anschließenden Zapfung deutlich erhöht. Aus diesem Grund werden zunächst nur initiale Zapfvorgänge betrachtet und in der gesamten Analyse zwischen Wochentagen (Montag bis Freitag) und dem Wochenende unterschieden. Abbildung 4-15 (links) zeigt die Wahrscheinlichkeit einer initialen Zapfung im Tagesverlauf über alle Objekte an Werktagen.



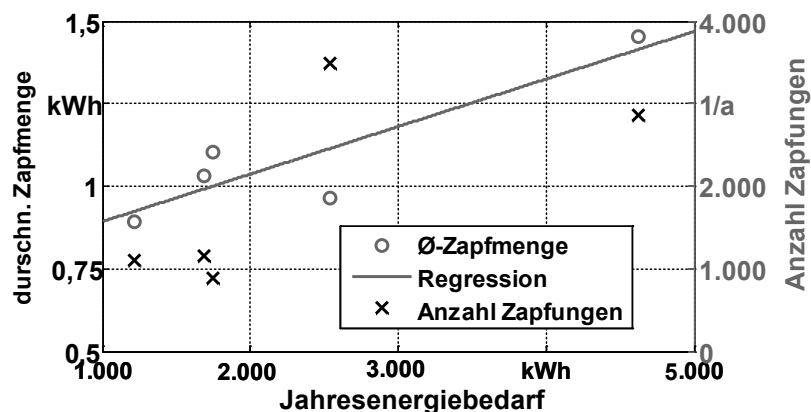
**Abbildung 4-15: Relative Häufigkeit der TWW-Entnahme im Tagesverlauf (links) sowie relative Häufigkeit und angepasste Verteilungsdichtefunktion der entnommenen Energiemenge (rechts) an Werktagen.**

Auf der rechten Seite der Abbildung ist die Häufigkeitsverteilung der entnommenen Wärmemenge bei initialer Zapfung dargestellt und als Exponentialverteilung angenähert. Durch die geringe Auflösung der Messdaten erscheint die Entnahmemenge von 0,6 kWh jedoch deutlich erhöht. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass eine exponentielle Verteilung der Entnahmemenge dem tatsächlichen Nutzerverhalten besser entspricht, als dies anhand der Abbildung erkennbar ist.

Für die Zeitperiode nach einem Zapfvorgang ergeben sich abweichend von den oben genannten Verteilungen eine veränderte Nutzungswahrscheinlichkeit sowie eine durchschnittlich höhere entnommene Wärmemenge (nicht dargestellt). Situationen mit drei oder mehr aufeinanderfolgenden Zapfvorgängen treten mit einer Wahrscheinlichkeit von unter 4 % der initialen Zapfungen auf und werden nicht näher betrachtet. Abbildung 4-16 zeigt die absolute Häufigkeit von TWW-Zapfvorgängen und der durchschnittlichen Zapfmenge in Abhängigkeit des Jahresenergiebedarfs der Objekte. Zusätzlich ist der Zusammenhang zwischen Jahresenergiebedarf und der Anzahl der Zapfvorgänge durch eine lineare Regression angenähert. Es zeigt sich, dass eine erhöhte Energieaufnahme sowohl durch eine häufigere Nutzung als auch durch eine durchschnittlich höhere Energieabnahme äußert.

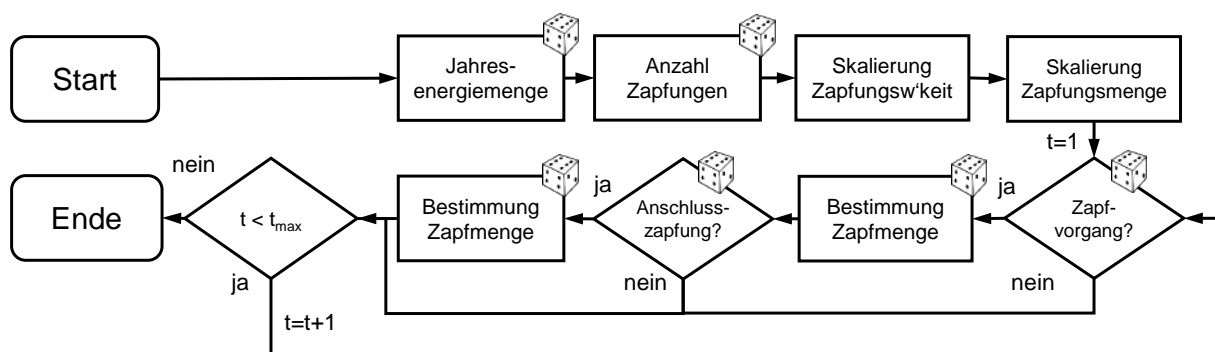
Eine Simulation zufälliger TWW-Zapfungen kann nun anhand zufälliger Realisationen der ermittelten Häufigkeitsverteilungen bzw. angepasster Dichtefunktionen erfolgen. Hierbei ergibt sich jedoch das Problem, dass der Erwartungswert

der simulierten Jahresenergiemenge dem Mittelwert des Energiebedarfs der gemessenen Objekte entspricht.



**Abbildung 4-16:** Zusammenhang zwischen Jahresenergiebedarf für TWW und der durchschnittlichen Zapfmenge (linke Ordinate) sowie der Anzahl der jährlichen Zapfvorgänge (rechte Ordinate).

Um den Erwartungswert jedoch an eine vorgegebene Jahresenergiemenge anzupassen, werden die Wahrscheinlichkeiten für das Auftreten eines Zapfvorganges sowie die Häufigkeitsverteilung der entnommenen Energiemenge zuvor entsprechend der Erkenntnisse aus Abbildung 4-16 skaliert. Abbildung 4-17 zeigt schematisch das Vorgehen zur Ermittlung zufälliger TWW-Zapfungen.

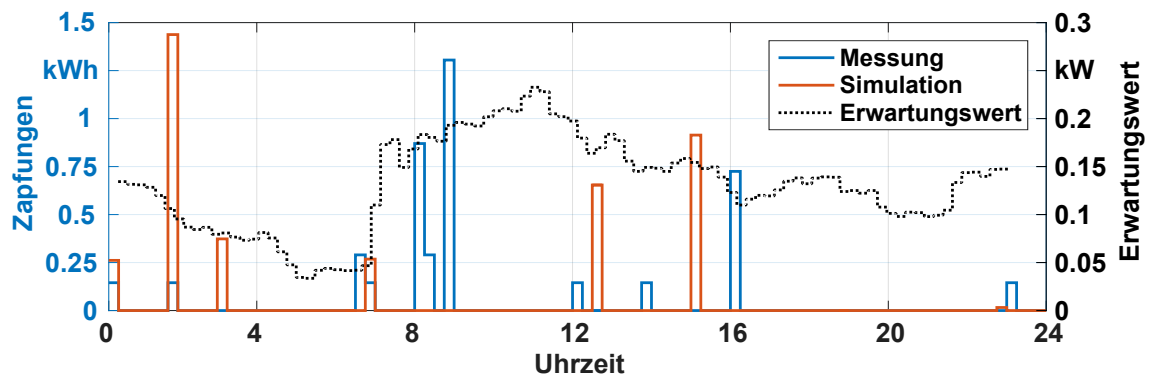


**Abbildung 4-17:** Vorgehen zur Simulation zufälliger TWW-Zapfvorgänge.

Die folgende Abbildung 4-18 zeigt exemplarische Ergebnisse der simulierten Zapfvorgänge für einen Werktag im Vergleich zur gemessenen Zeitreihe eines EFH mit einem Jahresenergiebedarf für TWW von ca. 1.200 kWh/a. Auf der rechten Ordinate ist zusätzlich der Erwartungswert der Entnahmeleistung im Tagesverlauf dargestellt.

Die Bereitstellung von TWW erfolgt i. d. R. auf einem höheren Temperaturniveau als die Bereitstellung von Heizwärme. Diese Temperaturdifferenz wird beim Einsatz einer Wärmepumpe in der Praxis entweder durch Erhöhung des Temperaturniveaus (bei dementsprechend verringertem COP) oder durch Nacherhitzung mit einem elektrischen Heizelement überbrückt. Im Rahmen dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass die Bereitstellung von TWW über eine sog. Frischwas-

serstation aus demselben Wärmespeicher erfolgt, der zur Speicherung der Heizwärme genutzt wird und dass das erhöhte Temperaturniveau durch den Einsatz eines Heizelementes erreicht wird. Bei bedarfsgerechtem Einsatz des Heizelementes ist dessen Betriebszeit an die Bedarfsanforderung der TWW-Zapfungen gebunden, weist somit keine zeitliche Flexibilität auf und wird daher nicht weiter betrachtet.



**Abbildung 4-18:** Exemplarische Darstellung von gemessenen TWW-Zapfungen (blau) und simulierten Zapfvorgängen (rot). Die rechte Ordinate zeigt den Erwartungswert der Entnahmeleistung (schwarz).

Bei Erbringung des TWW-Bedarfs durch Wärmepumpen wird die benötigte Wärmemenge je Zapfung aus diesem Grund um die durch das Heizelement erbrachte Wärmemenge reduziert. Da die Betriebszeiten des Heizelementes jedoch zeitlich an den Zapfvorgang gebunden sind, sind diese nicht zeitlich flexibel und werden nicht weiter betrachtet.

### 4.1.4 Systemparameter von Heizungssystemen

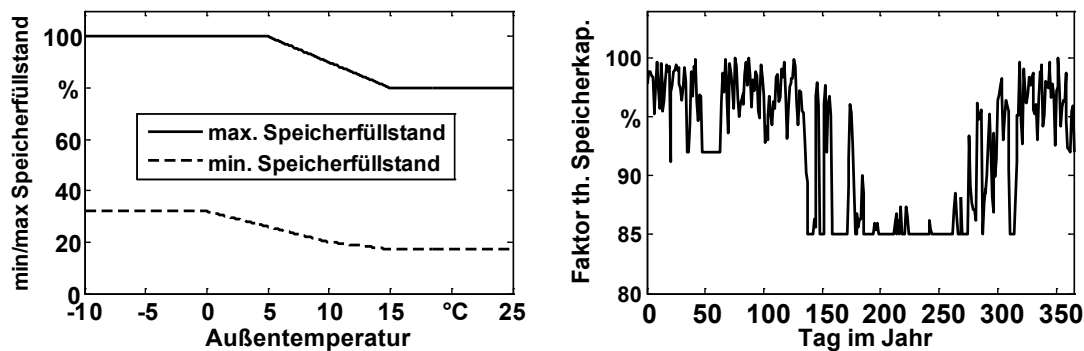
Die bereits aufgeführten Eingangsparameter beschreiben die meist nutzerinduzierte Versorgungsaufgabe, die durch die jeweilige Anlage übernommen wird. Die Simulation und folglich die Betriebsoptimierung einiger Anlagentypen erfordert jedoch zusätzliche technische Parameter. Hierzu gehören der Verlauf der temperaturabhängigen Stromkennzahl bei Wärmepumpen sowie der maximale Speicherfüllstand bei Elektrospeicherheizungen.

#### Systemtemperaturen

Die Vorlauftemperatur eines Heizungssystems weist im Jahresverlauf und in Abhängigkeit der Systemkonfiguration deutliche Änderungen auf. Die Vorlauftemperatur beeinflusst einerseits (die hier nicht betrachtete) Effizienz der Heizungsanlage, andererseits geben Vor- und Rücklauftemperatur die tatsächliche thermische Speicherkapazität des Wärmespeichers vor. Aus diesem Grund muss das Verhalten einer typischen Heizkurve bei der Berechnung der thermischen Speicherkapazität des Wärmespeichers berücksichtigt werden. Vereinfachend wird für BHKW hierzu aus einer Untersuchung des Instituts für Wohnen und Umwelt

(IWU, siehe [76]) eine beispielhafte Temperaturpaarung von 70°C Vorlauf- und 55°C Rücklauftemperatur angenommen.

Da die Vorlauftemperatur jedoch i. d. R. durch eine temperaturabhängige Heizkurve geregelt wird, variiert die nutzbare thermische Speicherkapazität im Jahresverlauf. In einer Dissertation aus dem Jahr 2014 (siehe [88], S. 133) konnte durch Simulation der Vor- und Rücklauftemperatur die nutzbare Speicherkapazität von Wärmespeichern bestimmt und durch eine stückweise lineare Kennlinie (siehe Abbildung 4-19 links) ausgedrückt werden.



**Abbildung 4-19: Stückweise linearer Verlauf der minimal und maximal möglichen Speicherkapazität (Quelle: [88]) sowie daraus abgeleiteter Verlauf der im Betrieb nutzbaren Speicherkapazität im Jahresverlauf.**

Aus der Differenz zwischen minimal und maximal möglichem Speicherinhalt kann anschließend die im Betrieb verfügbare thermische Kapazität bestimmt werden. Abbildung 4-19 (rechts) zeigt beispielhaft die verfügbare Speicherkapazität des thermischen Speichers im Verlauf des Jahres 2012. Diese variiert, bezogen auf die maximale Temperaturdifferenz von Vor- und Rücklauf, zwischen einer vollständigen Verfügbarkeit des thermischen Speichervermögens und einer minimalen Verfügbarkeit von 85 % bei warmer Witterung.

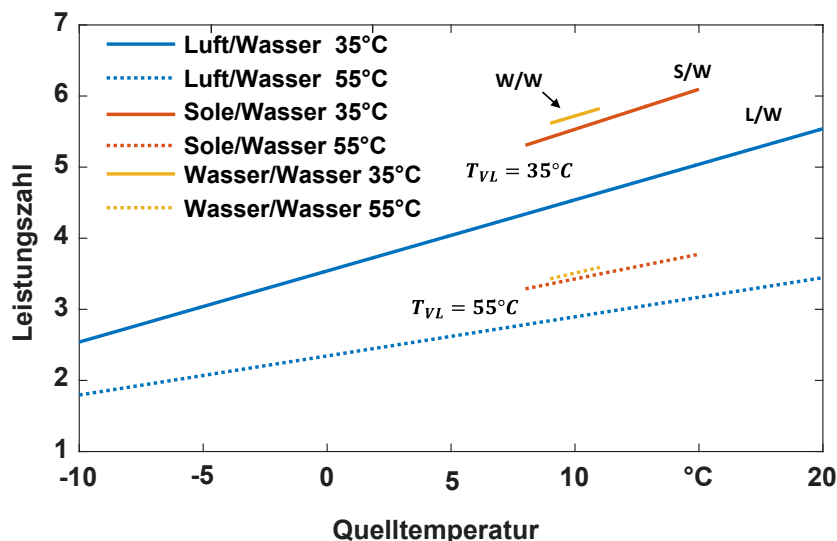
### Leistungszahl von Wärmepumpen

Die Leistungszahl einer Wärmepumpe beschreibt das Verhältnis zwischen aufgenommener elektrischer und abgegebener thermischer Leistung. Die Leistungszahl ergibt sich aus dem zugrundeliegenden Kreisprozess, den Systemtemperaturen und der Effizienz der verwendeten Teilkomponenten. Bei einer Änderung der Systemtemperaturen, bzw. der Differenz zwischen Wärmequelle und Wärmesenke, ist auch mit einer Änderung der Leistungszahl zu rechnen. Dieser Effekt tritt besonders bei Luft/Wasser-Wärmepumpen auf, die im Winter eine hohe Vorlauftemperatur liefern müssen, gleichzeitig aber nur auf eine Wärmequelle auf vergleichsweise geringem Temperaturniveau zurückgreifen können. Bei Wasser/Wasser-Wärmepumpen tritt dieser Effekt, bedingt durch das deutlich konstantere Temperaturniveau der Wärmequelle, hingegen nur in geringem Maße auf.

Die Leistungszahl wird nach den Vorgaben der DIN EN 14825 [89] ermittelt. In einem definierten Testverfahren wird hierbei die resultierende Leistungszahl bei bestimmten Kombinationen von Quell- und Senktemperaturen gemessen. Die

analysierten Kombinationen sind in der Norm festgelegt und unterscheiden sich je nach genutzter Wärmequelle. Eine Messung der Kombination *B5/W35* gibt beispielsweise die resultierende Leistungszahl bei einer Quelltemperatur von  $5^{\circ}\text{C}$ , einer Senktemperatur von  $35^{\circ}\text{C}$  und den Übertragungsmedien Sole und Wasser.

Um den Einfluss einer mit den Systemtemperaturen variierenden Leistungszahl in der Simulation berücksichtigen zu können, werden die Datenblätter aktuell angebotener Wärmepumpen ausgewertet. Auf Basis dieser Daten kann ein Kennfeld der durchschnittlichen Leistungszahl bei variierender Vorlauftemperatur  $T_{VL}$  sowie variierender Temperaturdifferenz zwischen Vorlauf und Wärmequelle ermittelt werden. Abbildung 4-20 zeigt die resultierenden mittleren Leistungszahlen der verschiedenen Wärmepumpenarten in Abhängigkeit der Quell- und Vorlauftemperatur. Dargestellt ist für jede Art lediglich der typische Wertebereich der Quelltemperatur.



**Abbildung 4-20: Leistungszahl verschiedener Wärmepumpenarten bei unterschiedlichen Quell- und Vorlauftemperaturen.**

Die so ermittelten Leistungswerte basieren jedoch auf Messungen unter Normbedingungen. In der Praxis ergeben sich hingegen Ineffizienzen, die eine Verringerung der Leistungs- und Arbeitszahl bewirken. Durch geeignete Wahl eines zusätzlichen Effizienzfaktors  $\eta_e$  kann die Leistungszahl der simulierten Wärmepumpen an Realbedingungen angepasst werden. Zur Berücksichtigung real auftretende Arbeitszahlen wird hierzu eine Studie des Fraunhofer-Instituts ISE [90] verwendet, in der die Arbeitszahl einer Vielzahl von Wärmepumpen unter Realbedingungen ermittelt wurde. Dabei wird die dabei ermittelte Arbeitszahl „AZ 1“ genutzt, die neben dem Strombedarf der Wärmepumpe selbst auch die der Solepumpe miteinbezieht. Zusätzlich wird der Bedarf der Ladepumpe, nicht aber eines ggf. vorhandenen Heizstabes berücksichtigt. Hieraus ergeben sich die in Tabelle 4-4 enthaltenen Effizienzfaktoren. Grundlage der Berechnung für Luft-Wasser-Wärmepumpen (L/W) ist die Zeitreihe der Lufttemperatur aus Kassel, das nahe dem geographischen Mittelpunkt von Deutschland liegt und dessen Jahresmitteltemperatur vom deutschlandweiten Mittel um nur  $0,1^{\circ}\text{C}$  abweicht [87]. Für Sole-

Wasser-Wärmepumpen (S/W) mit Flächenkollektoren wurde zudem der in [90] ermittelte energetische Nutzen von Erdsonden berücksichtigt.

**Tabelle 4-4: Simulierte und durchschnittliche reale JAZ [90] sowie der daraus abgeleitete Effizienzfaktor zur Simulation von Wärmepumpen.**

Typ	JAZ simuliert	JAZ real	Effizienz- faktor
W/W	5,58	3,93	70,5%
S/W (Flächenkoll.)	5,35	3,79	70,9%
S/W (Erdsonde)	5,40	3,91	72,4%
L/W	3,73	2,80	75,0%

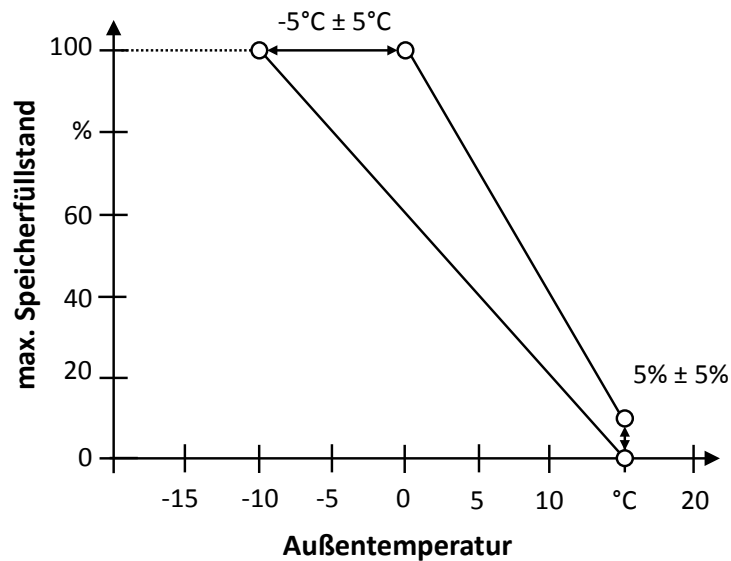
Nach Auswahl der primären Wärmequelle wird deren Temperaturverlauf im Betrachtungshorizont bestimmt. Bei Luft/Wasser-Wärmepumpen entspricht dieser der Außentemperatur. Die Temperaturen im Erdreich unterliegen jedoch, abhängig von Tiefe und Bodenbeschaffenheit, geringeren Schwankungen. Diese können bspw. durch langjährige Messungen ermittelt oder durch thermische Simulationen angenähert werden. Das Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung bietet langjährige Zeitreihen der Bodentemperatur in Deutschland für unterschiedliche Bodentiefen an (siehe [91]). Aus diesen Daten wird der langjährige, monatliche Mittelwert (1895-2014) in einer Tiefe von 4 m als Wärmequellentemperatur für Flächenkollektoren verwendet. Bereits ab einer Tiefe von 12 m unterliegt die Bodentemperatur nur noch sehr geringen saisonalen Schwankungen und beträgt ganzjährig ca. 10°C. Für Wasser/Wasser-Wärmepumpen (W/W) und Sole-Wasser-Wärmepumpen mit Erdwärmesonde wird demnach ganzjährig eine Temperatur von 10°C verwendet.

Zur Simulation des Jahresverlaufs der Leistungszahl einer Wärmepumpe wird zunächst der Verlauf der Vorlauftemperatur bestimmt. Anschließend kann die Leistungszahl gemäß Abbildung 4-20 unter Berücksichtigung der ermittelten Effizienzfaktoren über den Temperaturverlauf der Wärmequelle für jede Periode des Simulationszeitraumes bestimmt werden.

### **Ladekennlinie bei Elektrospeicherheizungen**

Elektrospeicherheizungen befinden sich i. d. R. direkt im jeweils versorgten Raum. Die Verluste der Wärmespeicherung im Heizkörper tragen somit direkt zur Erwärmung des Raumes bei und können, bedingt durch das hohe Temperaturniveau der Speicherung, erheblich sein. Bei vollständig gefülltem Speicher kann dies in Kombination mit einem geringen Wärmebedarf zur Überschreitung der Raum-Solltemperatur führen. Aus diesem Grund wird der Speicher erst ab einer sehr geringen Außentemperatur vollständig befüllt. Abbildung 4-21 zeigt zwei typische Funktionsverläufe des maximalen Speicherfüllstandes in Abhängigkeit der Außentemperatur. Es wird deutlich, dass eine vollständige Beladung des Spei-

chers ab einer Außentemperatur von ca.  $-10^{\circ}\text{C}$  bzw.  $0^{\circ}\text{C}$  erfolgt. Bei Temperaturen oberhalb von  $15^{\circ}\text{C}$  wird der thermische Speicher nicht oder nur zu einem geringen Anteil beladen.



**Abbildung 4-21: Variation der Ladekennlinie von Elektrospeicherheizungen.**

Bei vielen Modellen bestehen jedoch weitreichende Einstellmöglichkeiten, durch welche die Ladekennlinie vom Nutzer beeinflusst werden kann (vgl. [92] S. 31). Aus diesem Grund wird für eine simulierte Anlage eine vollständige Beladung ab einem zufälligen Temperaturwert zwischen  $-10^{\circ}\text{C}$  und  $0^{\circ}\text{C}$  (gleichverteilt) angenommen. Der Mindestfüllstand der Anlagen variiert zwischen 0 % und 10 %. Eine Nachladung außerhalb der Freigabezeiten wird aufgrund der unterschiedlichen Regelungen der verschiedenen Verteilnetzbetreiber nicht berücksichtigt.

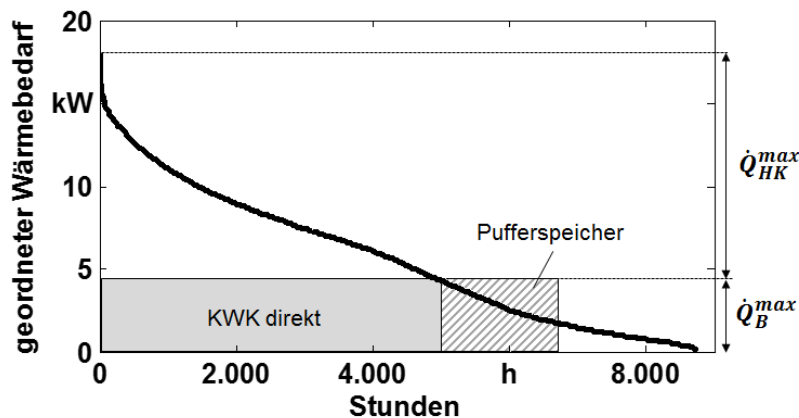
### 4.1.5 Dimensionierung von Heizungssystemen

Neben den Eingangszeitreihen haben auch die technischen Parameter der untersuchten Anlagen Einfluss auf das bereitgestellte Flexibilitätspotenzial. Um eine realitätsnahe Simulation des Anlagenverhaltens zu gewährleisten, müssen bei der Generierung typischer Anlagen die geltenden Dimensionierungsvorschriften berücksichtigt werden. In den folgenden Abschnitten werden diese für BHKW, Wärmepumpen und Wärmespeicher vorgestellt.

#### BHKW

Die Planung und Dimensionierung von Mikro-KWK-Anlagen bei Einsatz in Ein- und Mehrfamilienhäusern erfolgt entsprechend der VDI-Richtlinie 4656 [93]. Diese bietet Instrumente, die Komponenten eines KWK-basierten Heizungssystems passend zu planen und auszulegen. Üblicherweise erfolgt die Dimensionierung von Mikro-KWK-Anlagen und Spitzenlastkesseln dabei anhand der geordneten Dauerkurve der Heizlast. Durch Vorgabe einer angestrebten Vollaststundenanzahl kann so die thermische Leistung der BHKW abgelesen werden (siehe

Abbildung 4-22). Der Spitzenlastkessel muss anschließend die Differenz zwischen der Leistung der KWK-Anlage und dem Spitzen-Heizbedarf abdecken können.



**Abbildung 4-22: Beispielhafte Dimensionierung eines BHKW mit Spitzenlastkessel für 5.000 Volllaststunden.**

Der Einsatz eines thermischen Speichers sowie die thermischen Trägheit des Heizungssystems erhöhen die so angestrebte Volllaststundenzahl zusätzlich. Dynamische Effekte durch Anfahrtsvorgänge oder Mindeststillstandzeiten hingegen senken die erzielte Anlagenausnutzung. Für die angestrebte Volllaststundenzahl existieren jedoch keine einheitlichen Vorgaben. Tendenziell steigt die Wirtschaftlichkeit einer Anlage mit zunehmender Volllaststundenzahl, eine größer dimensionierte Anlage deckt jedoch einen größeren Teil des Wärmebedarfs (vgl. [94]). Für eine anzustrebende bzw. tatsächlich erreichte Volllaststundenzahl für Ein- und Mehrfamilienhäuser werden in der Literatur verschiedene Angaben gemacht, die von durchschnittlich 4.000 h (vgl. [95]) bis, bei wirtschaftlich optimaler Auslegung, über 6.400 h (vgl. [96]) reichen.

Informationen zum Bestand an KWK-Anlagen in Deutschland bieten Daten des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), die im Rahmen der KWK-Förderung erhoben werden [97]. Diese Daten enthalten den Standort der Anlagen sowie die Anzahl in bestimmten Leistungsklassen. Diese erstrecken sich von 1 kW elektrischer Leistung bis hin zu Anlagen größer 100 MW. Bei Anlagen größer 30 MW kann jedoch davon ausgegangen werden, dass diese bereits stromgeführt betrieben werden und somit kein zusätzliches Flexibilisierungspotenzial aufweisen (siehe [98], S. 63). Anlagen ab einer elektrischen Leistung von 2 MW sind zudem zum überwiegenden Teil nicht als BHKW ausgeführt, sondern nutzen andere Technologien wie etwa Gasturbinen oder Gas- und Dampfprozesse (vgl. Tabelle 4-5). Diese Anlagen sind jedoch entsprechend Kapitel 2 nicht als dezentrale Flexibilitätsoptionen einzuordnen. Daher stehen nur BHKW mit einer thermischen Leistung von bis zu 10 MW im Fokus dieser Untersuchung.

Die Auswertung der Bestandszahlen zeigt, dass Anlagen mit einer Leistung größer 250 kW zwar mit ca. 4 % nur einen geringen Anteil am Gesamtbestand haben, jedoch mit 72,4 % einen Großteil der installierten Leistung stellen. Dies stellt den



stochastischen Simulationsansatz vor das Problem, dass Anlagen hoher Leistung nur selten auftreten, das Gesamtergebnis aber maßgeblich beeinflussen. Dies führt in der Praxis zu einer sehr hohen Anzahl von Simulationsdurchläufen. Um dieses Problem zu vermeiden, werden BHKW mit einer Leistung zwischen 20 kW und 10 MW durch Anlagen mit einer Leistung von 302,5 kW und einer Auftrittswahrscheinlichkeit von 19,6 % abgebildet. Dies entspricht dem Erwartungswert der Anlagenleistung in diesem Leistungsbereich sowie ihrer kumulierten Auftrittswahrscheinlichkeit. Durch die Tatsache, dass das thermische Bedarfsverhalten dieser Leistungsklassen ohnehin durch Standardlastprofile abgebildet wird und zusätzlich keine Unterscheidung in der Dimensionierung der Wärmespeicher dieser Anlagen gemacht wird, hat dies keinen Einfluss auf das Simulationsergebnis.

**Tabelle 4-5: Bestand von Motor-KWK-Anlagen (BHKW) in Deutschland zum 08.07.2015. [97]**

Elektrische Leistung	Mittlere Leistung	Anteil BHKW	Anzahl BHKW	Anteil Bestand bis 10 MW	leistungsbez. Anteil bis 10 MW
$P_{el} \leq 1 \text{ kW}$	1,05 kW	100,0%	6.276	12,4%	0,2%
$1 < P_{el} \leq 10 \text{ kW}$	5,32 kW	100,0%	26.396	52,1%	4,3%
$10 < P_{el} \leq 20 \text{ kW}$	17,9 kW	100,0%	8.043	15,9%	4,4%
$20 < P_{el} \leq 50 \text{ kW}$	42,0 kW	100,0%	5.032	9,9%	6,4%
$50 < P_{el} \leq 250 \text{ kW}$	143 kW	99,0%	2.865	5,7%	12,4%
$250 < P_{el} \leq 500 \text{ kW}$	368 kW	98,5%	857	1,7%	9,6%
$500 < P_{el} \leq 1 \text{ MW}$	720 kW	97,0%	489	1,0%	10,7%
$1 \text{ MW} < P_{el} \leq 2 \text{ MW}$	1,6 MW	91,3%	509	1,0%	24,7%
$2 \text{ MW} < P_{el} \leq 10 \text{ MW}$	5 MW	48,3%	181	0,4%	27,4%

Für die Dimensionierung der simulierten BHKW wird zunächst eine angestrebte Volllaststundenzahl zufällig gewählt. Diese wird als gleichverteilt zwischen 4.000 und 6.500 Volllaststunden angenommen. Anschließend wird die elektrische Anlagenleistung entsprechend der mittleren Anlagenleistung und deren Anteil an den heutigen Bestandszahlen gewählt (vgl. Tabelle 4-5). Zur Dimensionierung des Spitzenlastkessels wird anschließend die Zeitreihe des Wärmebedarfs der jeweiligen Anlage benötigt. Für Anlagen bis einschließlich 20 kW<sub>el</sub> kann davon ausgegangen werden, dass diese überwiegend im privaten Umfeld genutzt werden (siehe [99] S. 23). Entsprechend kann zur Generierung des zeitlichen Verlaufs des Heizwärmebedarfs die in Abschnitt 4.1.1 beschriebene Methodik angewendet werden. Für Anlagen größer 20 kW wird eine gewerbliche Nutzung, wie beispielsweise zur Versorgung eines Nahwärmenetzes, unterstellt. Hierzu können die Standardlastprofile für Gaskunden genutzt werden. Die Anteile des Endenergiebedarfs für Heizwärme und Warmwasser verteilen sich in Deutschland zwischen den Sektoren Privathaushalte und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) im Verhältnis 72,7 % (Haushalte) zu 27,3 % (GHD) (siehe [100]). Dementsprechend wird einem BHKW größer 20 kW in diesem Verhältnis entweder das Standardlastprofil für Privathaushalte (Bezeichnung: *DE\_HMF34*, siehe [80]) oder das Summenlastprofil für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (Bezeichnung: *GHD34*) zugewiesen. Der Spitzenlastkessel kann anschließend so dimensioniert

werden, dass der Spitzenbedarf des jeweiligen Heizlastprofils gedeckt werden kann. Da jedoch nicht jede der so ermittelten Anlagenleistungen am Markt verfügbar ist, werden die so ermittelten Leistungswerte auf die nächsthöhere ganze Zahl gerundet.

### Stromkennzahl

Zur Ermittlung der Stromkennzahl von BHKW kleiner 20 kW wird eine Typenaufstellung der BHKW genutzt, die im Rahmen des Förderprogramms „Klimaschutzinitiative - Mini-KWK-Anlagen“ des Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) gefördert werden (siehe [101]). Die Stromkennzahlen der 85 aufgeführten Modelle sind in Abbildung 4-23 dargestellt.

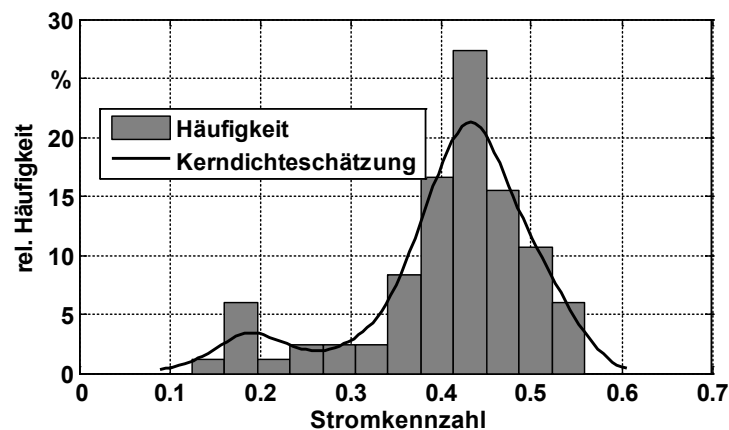


Abbildung 4-23: Häufigkeit der Stromkennzahlen förderfähiger BHKW in Deutschland [101] sowie Annäherung durch eine Kerndichteschätzung.

Die resultierende Verteilungsfunktion erscheint als Kombination zweier Normalverteilungen. Die linke, kleinere Verteilung repräsentiert BHKW mit Stirlingmotoren, die eine deutlich schlechtere Stromkennzahl aufweisen, im Markt jedoch lediglich bei Anlagen mit geringer Leistung vertreten sind. Die rechte Verteilungsfunktion vereint BHKW mit anderen, effizienteren Motorentypen. Die so ermittelte Verteilungsfunktion wird als Wahrscheinlichkeit des Auftretens der verschiedenen Stromkennzahlen interpretiert. Damit wird zwar implizit von einer Gleichverteilung der Absatzzahlen ausgegangen, Angaben zu den Absatzzahlen der einzelnen Modelle liegen jedoch nicht vor. Die Kenndaten zeigen zwar eine leicht positive Korrelation zwischen Stromkennzahl und Anlagengröße, aufgrund der geringen Stichprobe wird dies jedoch nicht berücksichtigt. BHKW mit einer Anlagenleistung größer als 20 kW weisen i. d. R. deutlich größere Stromkennzahlen auf. In einer Studie der Prognos AG (siehe [99], S. 24) konnte für Anlagen ab dieser Größe eine Stromkennzahl von 0,63 ermittelt werden. Diese wird für Anlagen oberhalb dieser Leistung verwendet.

### Wärmepumpen

Wärmepumpen sind im Vergleich zu BHKW schon mit verhältnismäßig geringer Leistung verfügbar. Der in letzter Zeit stark gestiegene Marktanteil von Wärmepumpen (siehe [102]) begründet sich daher u. a. im sinkenden Heizwärmebedarf

von Neubauten und führt in Folge dazu, dass Wärmepumpen primär in Gebäuden mit geringem Heizwärmebedarf eingesetzt werden. Dies muss bei einer realitätsnahen Zusammenstellung von Wärmepumpe und dem zu bedienenden Heizwärmebedarf berücksichtigt werden. Hierzu ist einerseits die Kenntnis über die in Deutschland eingesetzten Wärmepumpentypen und andererseits deren Leistung erforderlich.

In den vergangenen Jahren verzeichneten Luft-Wasser-Wärmepumpen nach Angaben des Bundesverbands für Wärmepumpen (bwp, siehe [102]) einen deutlich steigenden Marktanteil von bis zu ca. 68 % im Jahr 2014. Entsprechend nutzt der verbleibende Anteil von ca. 32 % Erdwärme als primäre Wärmequelle.

Eine weitere statistische Grundlage bilden in diesem Zusammenhang die Daten des Förderprogramms für Wärmepumpen, die auf Anfrage beim Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) verfügbar sind (vgl. [103]). Der Datensatz umfasst Angaben für mehr als 4.400 im Jahr 2014 geförderte Wärmepumpen. Dies entspricht ca. 8 % der in 2014 installierten Wärmepumpen. Der Datensatz beinhaltet u. a. Information über den Aufstellungsort, die thermische Leistung, den Wärmepumpentypen, die Jahresarbeitszahl (JAZ) und das Volumen eines angeschlossenen Wärmespeichers. Anhand dieser Daten lassen sich ebenfalls die Marktanteile und Leistungen der im Jahr 2014 installierten Wärmepumpen abschätzen. Durch die besonderen Förderbedingungen ist der Datensatz in Bezug auf die Absatzzahlen jedoch nicht repräsentativ und wird daher lediglich zur Differenzierung zwischen Wasser-Wasser- und Sole-Wasser-Wärmepumpen genutzt.

Eine weitere Datenquelle bietet eine Studie des Fraunhofer-Instituts ISE [90], in der die Arbeitszahl<sup>9</sup> einer Vielzahl von Wärmepumpen unter Realbedingungen ermittelt wurde. Diese Studie gibt u. a. auch einen Überblick über die (in einer Stichprobe) vorgefundenen Systemkonfigurationen. Die hier ermittelten Verhältnisse zwischen Flächenkollektor und Erdsonden werden zur Differenzierung zwischen diesen Wärmequellen genutzt. Tabelle 4-6 zeigt die durch Kombination dieser Zahlen ermittelten Absatz- und Bestandszahlen, die bei zufälliger Auswahl einer Wärmepumpe als Wahrscheinlichkeit für eine Ausprägung des jeweiligen Systems Luft-Wasser-Wärmepumpe verwendet wird.

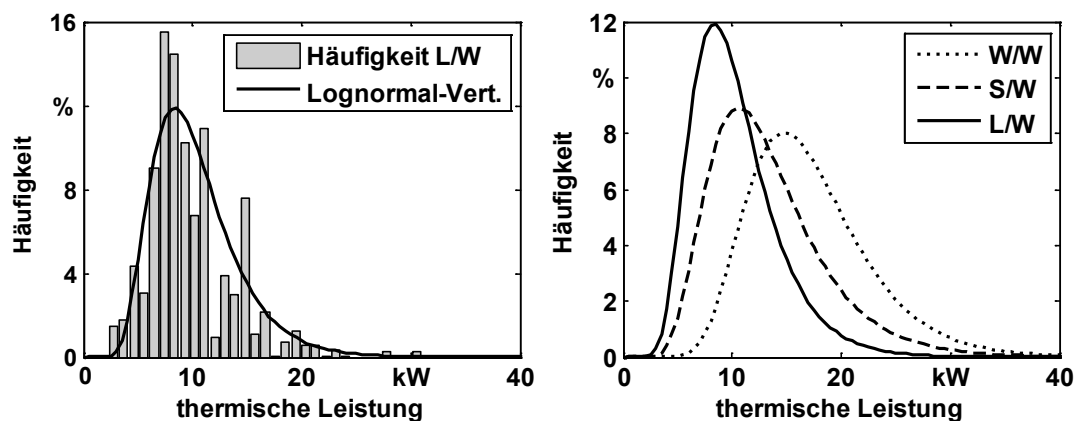
---

<sup>9</sup> Im Gegensatz zur Leistungszahl, die das Verhältnis zwischen Wärmeleistung und elektrischer Leistung in einem Zeit- oder Betriebspunkt beschreibt, bezeichnet die Arbeitszahl das Verhältnis zwischen abgegebener Wärme und aufgenommener elektrischer Energie im Verlauf eines Jahres.

**Tabelle 4-6: Anteile am Absatz von Wärmepumpen nach primärer Wärmequelle. Ausgegraute Zahlen werden nicht genutzt. [102] [103] [90]**

Typ	Marktanteile 2014		Studie	gewählter
	bwp	BAFA	WP-Effizienz	Wert
W/W		7,7 %	3,9 %	5,6 %
S/W (Flächenkoll.)	31,9 %	36,3 %	19,5 %	7,1 %
S/W (Erdsonde)			53,2 %	19,3 %
L/W	68,1 %	56,1 %	23,4 %	68,1 %

Neben der Anzahl der geförderten WP enthalten die Daten des BAFA [103] auch Informationen über die installierten (thermischen) Anlagenleistungen. Hierbei zeigt sich, dass unterschiedliche Wärmepumpentypen verschiedene Verteilungen der Anlagenleistung aufweisen. Abbildung 4-24 zeigt die so ermittelte Häufigkeitsverteilung der thermischen Leistung der Wärmepumpen-Typen, angenähert durch eine Lognormal-Verteilung. Es wird deutlich, dass L/W-Wärmepumpen im Durchschnitt kleiner dimensioniert werden als S/W- und W/W-Wärmepumpen.



**Abbildung 4-24: Häufigkeitsverteilung der thermischen Leistung von L/W-Wärmepumpen und angepasste Lognormal-Verteilung (links) sowie die ermittelte Verteilungen für alle Anlagentypen (rechts).**

Durch eine zufällige Realisation der ermittelten Verteilungsfunktion können somit Stichproben realitätsnaher Wärmepumpenleistungen generiert werden. Zur Simulation des Betriebsverhaltens wird jedoch zusätzlich ein Wärmelastprofil benötigt. Zur Generierung von Heizlast- und TWW-Profilen in (vgl. Abschnitt 4.1.1 und 4.1.2) wird hingegen ein gegebener Jahresenergiebedarf vorausgesetzt, während durch die vergleichsweise gute Datenlage bei Wärmepumpen bereits die Verteilungen der Anlagenleistungen bekannt sind.

Die technischen Anschlussbedingungen für Wärmepumpen [67] erlauben es dem VNB zudem, feste oder variable Sperrzeiten für den Betrieb von Wärmepumpen vorzugeben. Zu diesen Zeiten ist ein Betrieb der Wärmepumpen untersagt, so dass diese keinen negativen Einfluss auf die Spitzenlast des Verteilnetzes nehmen. Hierdurch kann die Wärmepumpe von verringerten Netzentgelten profitieren. Im

Gegenzug muss die Sperrzeit jedoch bei der Dimensionierung der Wärmepumpenleistung berücksichtigt werden. Hierbei wird in der Praxis (siehe [104]) die folgende Formel zur Dimensionierung genutzt:

$$\dot{Q}' = \dot{Q} \cdot \frac{24h}{24h - t_{SZ}} \quad (4-8)$$

Dabei bezeichnet  $\dot{Q}$  die benötigte Wärmeleistung ohne Sperrzeiten und  $\dot{Q}'$  die modifizierte Wärmeleistung bei gegebener Sperrzeitdauer  $t_{SZ}$ .

Um diesen Effekt aus der beobachteten Verteilung der Anlagenleistung zu bereinigen, sind statistische Daten bezüglich der Sperrzeiten deutscher VNB notwendig. Durch eine Befragung aller deutschen VNB (Auflistung siehe [105]) konnten diese im Rahmen dieser Untersuchung ermittelt werden. Dazu wurden die individuellen Vorgaben von 304 Netzbetreibern, die auf die Anfrage mit einer verwertbaren Antwort reagierten, statistisch ausgewertet. Die somit ermittelte Häufigkeitsverteilung der täglichen Dauer der Sperrzeiten  $t_{SZ}$  sowie die daraus abgeleiteten Dimensionierungsfaktoren sind in Tabelle 4-7 dargestellt. Weitere Details zu dieser Ergebnis sind Anhang B zu entnehmen.

**Tabelle 4-7: Dimensionierungsfaktoren und Auftrittswahrscheinlichkeiten von Sperrzeiten für Wärmepumpen.**

Summe der täglichen Sperrzeiten	Faktor Dimensionierung	relative Häufigkeit
$t_{SZ} = 0 h$	1,00	26,7 %
$0h < t_{SZ} \leq 1h$	1,04	3,3 %
$1h < t_{SZ} \leq 2h$	1,09	14,7 %
$2h < t_{SZ} \leq 3h$	1,15	15,6 %
$3h < t_{SZ} \leq 4h$	1,20	20,8 %
$4h < t_{SZ} \leq 5h$	1,26	6,2 %
$5h < t_{SZ} \leq 6h$	1,33	12,7 %

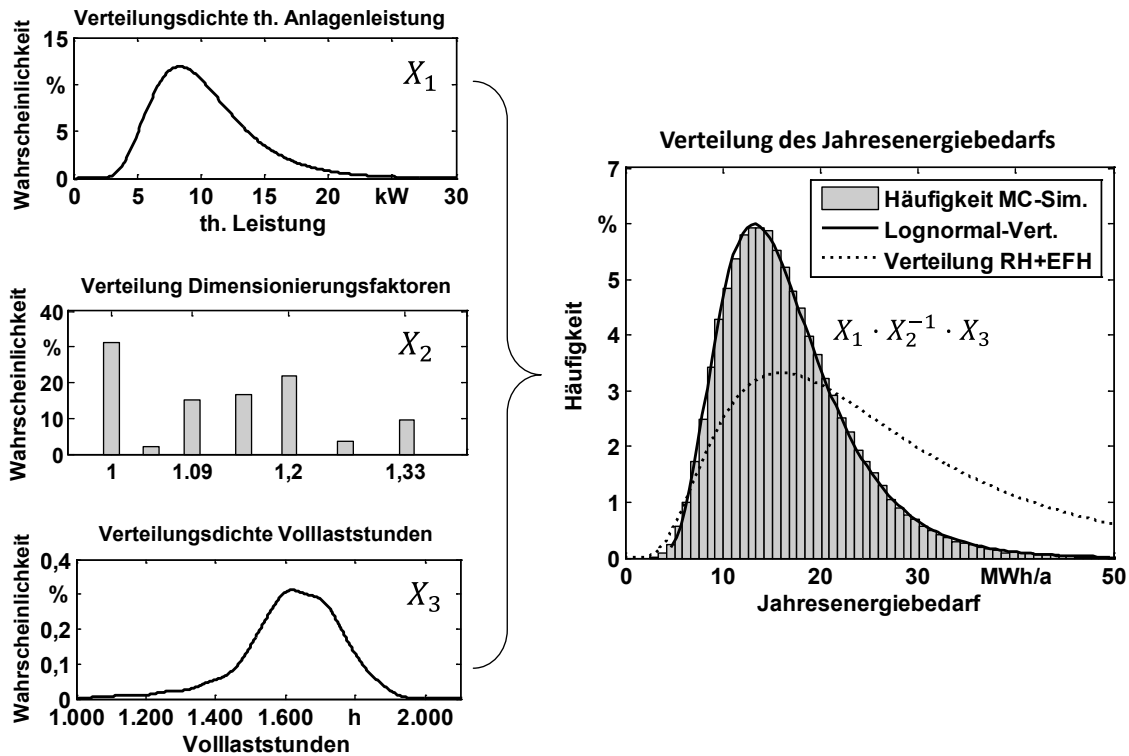
Durch Simulation von Wärmepumpen mit realitätsnaher Systemauslegung kann weiter untersucht werden, welche Volllaststundenzahl diese Systeme (ohne Berücksichtigung der Sperrzeit-Regelung) üblicherweise aufweisen. Dies wird erreicht, indem die Betriebszeit von 10.000 Wärmepumpen im ungesteuerten Betriebsfall anhand der Temperaturzeitreihe des Jahres 2011 für den Raum Potsdam (dieser galt nach DIN V 18599 [106] bis zum Jahr 2016 als Referenzklima für energetische Betrachtungen für Deutschland) simuliert wird. Die dabei ermittelte Verteilungsdichte der Volllaststundenzahl wird durch eine Kerndichteschätzung angenähert. In Kombination mit der Verteilungsdichte der thermischen Anlagenleistung kann anschließend die Verteilung des Jahresenergiebedarfs von Wärmepumpen ermittelt werden.

Da bei der o. g. Simulation der Volllaststundenzahl keine eindeutige Korrelation mit der thermischen Anlagenleistung erkennbar ist, erfolgt diese Analyse, diffe-

renziert nach den einzelnen Wärmepumpentypen, durch Kombination der Zufallsvariablen von Anlagenleistung  $X_1$ , des Dimensionierungsfaktor  $X_2$  und Volllaststundenzahl  $X_3$ . Da die Verteilung der Volllaststundenzahl durch eine Kerndichteschätzung ermittelt wird und die Verteilung der Dimensionierungsfaktoren lediglich diskrete Werte annimmt, ist dies nur schwer analytisch durchführbar. Daher wird die resultierende Verteilung  $Y = X_1 \cdot X_2^{-1} \cdot X_3$  durch eine Monte-Carlo-Simulation numerisch ermittelt. Abbildung 4-25 zeigt die Verteilungsdichten der th. Anlagenleistung (links oben), der Dimensionierungsfaktoren (links mittig) und der Volllaststundenzahl (links unten) für L/W-Wärmepumpen sowie das Ergebnis von 100.000 Monte-Carlo-Iterationen, durch die die Verteilungsdichte der Zufallsvariablen  $Y$  bestimmt wird (rechts). Diese weist wiederum annähernd den Verlauf einer Lognormal-Verteilung auf und wird durch eine Parameterschätzung angenähert.

Der rechte Teil der Abbildung zeigt zudem die Verteilung der in Abschnitt 4.1.1 ermittelten Verteilungsdichte des gesamten Bestands von EFH und RH in Deutschland als gestrichelte Linie. Es wird deutlich, dass insbesondere L/W-Wärmepumpen primär in Gebäuden mit einem unterdurchschnittlichen Wärmebedarf eingesetzt werden. Der Vergleich der ermittelten Koeffizienten (vgl. Tabelle 4-8) zeigt ferner, dass L/W-Wärmepumpen i. d. R. einen deutlich geringeren Wärmeenergiebedarf bedienen als andere WP-Typen. W/W-Wärmepumpen werden hingegen bei einem, im Vergleich zum gesamten Bestand an EFH und RH, überdurchschnittlichen Wärmebedarf eingesetzt.

Zur Generierung eines stochastischen und repräsentativen Wärmepumpenbestandes wird folgendes Vorgehen gewählt: Zunächst wird ein zufälliger WP-Typ (siehe Tabelle 4-6) und eine zufällige Gesamtsperrezeit (siehe Tabelle 4-7) gewählt. Abhängig vom WP-Typ wird der Heizwärmebedarf als Realisation der ermittelten Verteilungsfunktion (siehe Tabelle 4-8) bestimmt. Für diesen Heizwärmebedarf werden anschließend Zeitreihen der Heizlast und des TWW-Bedarf generiert. Auf Basis dieser Zeitreihen kann die notwendige Leistung der Wärmepumpe bestimmt werden. Da die in dieser Untersuchung betrachteten Wärmepumpen ausschließlich monovalent betrieben werden, erfolgt die Dimensionierung individuell anhand der Jahreshöchstlast der zuvor simulierten Wärmelastprofile. Bei Vorgabe von Sperrzeiten wird die benötigte thermische Leistung gemäß Tabelle 4-7 zusätzlich erhöht und auf die nächsthöhere Ganzzahl gerundet.



**Abbildung 4-25: Vorgehen zur Ermittlung der Verteilung des Heizwärmebedarfs in Deutschland am Beispiel von Luft-Wasser-Wärmepumpen.**

In einer Simulation kann sich die Tiefsttemperatur des betrachteten Wetterjahres jedoch von der auslegungsrelevanten, langjährigen Minimaltemperatur der jeweiligen Betrachtungsregion unterscheiden. Aus diesem Grund muss darauf geachtet werden, dass an mindestens einem Tag des betrachteten Jahres die geometrische Tagesmitteltemperatur der Auslegungstemperatur von  $-15^{\circ}\text{C}$  entspricht. Nach erfolgter Dimensionierung kann dieser ggf. künstlich hinzugefügte Tag wieder aus der Simulation entfernt werden.

**Tabelle 4-8: Ermittelte Werte der Lognormal-Verteilungen des Wärmebedarfs verschiedener WP-Typen sowie Vergleich mit dem Bestand an EFH und RH.**

Typ	Parameter Lognormal-Vert.		Erwartungswert
	$\mu$	$\sigma$	
Einheit	MWh/a	MWh/a	MWh/a
S/W mit Flächenkoll.	10,08	0,43	26,08
S/W mit Erdsonde	10,09	0,43	26,31
W/W	10,35	0,36	33,56
L/W	9,53	0,41	14,91
Vergleich: Bestand EFH + RH	3,16	0,62	28,45

### Thermische Speicher

Damit durch den Einsatz einer flexiblen Wärmeanlage die Wärmeversorgung des betreffenden Objektes nicht beeinträchtigt wird, muss diese mit einer thermischen

Speicherkapazität ausgestattet sein. Für BHKW werden zur realitätsnahen Systemauslegung gängige Dimensionierungsrichtlinien und Fördervorgaben berücksichtigt. Für Wärmepumpen kann aufgrund der vergleichsweise guten Datenbasis [103] auf statistische Kenngrößen zurückgegriffen werden.

In einer Dissertation aus dem Jahr 2008 (siehe [65], S.110) wird ein kostenoptimales Speichervolumen für Mikro-BHKW von  $80 \text{ l/kW}_{\text{th}}$  ermittelt. Dies steht in Einklang mit dem aktuellen Förderprogramm für Mikro-BHKW in Deutschland (siehe [101]), in denen als Voraussetzung für die Förderung ein Speichervolumen von  $60 \text{ l/kW}_{\text{th}}$ , maximal jedoch  $1.600 \text{ l}$  gefordert wird. Zugleich existiert ein weiteres Förderprogramm (siehe [107]), das die nachträgliche Installation von Wärme- und Kältespeichern für KWK-Anlagen fördert. Förderfähig sind hierbei u. a. thermische Speicher, die ein Speichervolumen von  $300 \text{ l/kW}_{\text{el}}$  aufweisen. Je nach Stromkennzahl der KWK-Anlage entspricht dies zwischen  $30 \text{ l/kW}_{\text{th}}$  (bei  $\sigma = 0,1$ ) und ca.  $190 \text{ l/kW}_{\text{th}}$  (bei  $\sigma = 0,63$ ). Der entsprechende Datensatz der erfolgten Förderungen gibt zwar die absoluten Zahlen geförderten Speicher an, stellt jedoch keinen Bezug zu den jeweils verwendeten BHKW her. Die Dimensionierung der thermischen Speicher von KWK-Anlagen erfolgt daher gleichverteilt mit einem Volumen zwischen  $60$  und  $190 \text{ l/kW}_{\text{th}}$ . Der so ermittelte Betrag wird anschließend auf volle hundert Liter aufgerundet.

Für Wärmepumpen gelten abweichende Grundsätze der Dimensionierung. Wesentlichen Einfluss auf die Dimensionierung eines Heizwasser-Pufferspeichers haben einerseits die hydraulische Auslegung der Anlage und andererseits die Vorgaben des örtlichen Verteilnetzbetreibers bezüglich der Sperrzeiten für den Wärmepumpenbetrieb. In einem Planungshandbuch für Wärmepumpen [66] werden hierzu zwei Speichervolumina ermittelt. Dabei werden das für die hydraulische Trägheit notwendige Speichervolumen  $V_{HP}$  und das für ggf. geltende Sperrzeiten benötigte Speichervolumen  $V_{SZ}$  getrennt ermittelt:

$$V_{HP} = \dot{Q}_{WP} \cdot 20 \frac{\text{l}}{\text{kW}} \quad (4-9)$$

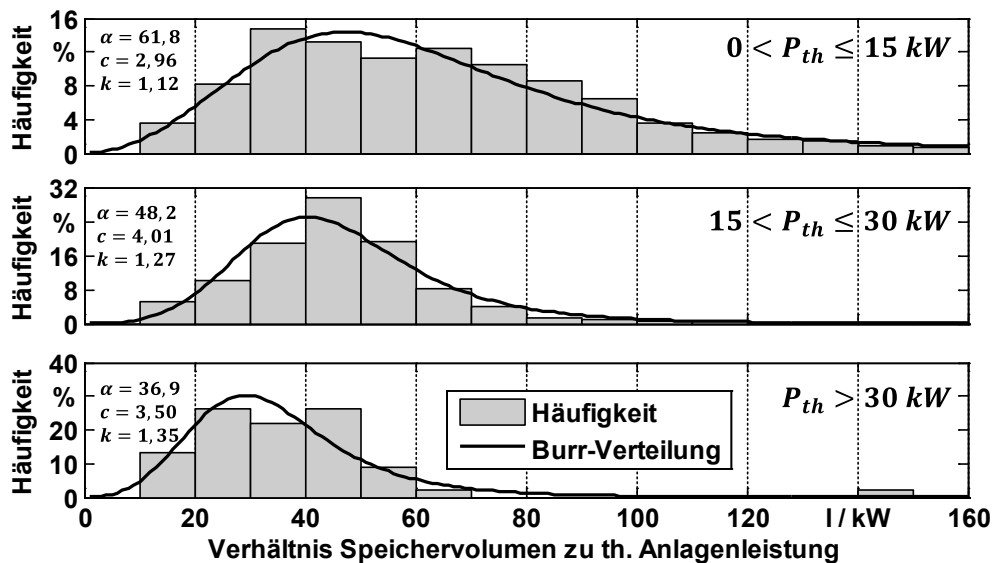
$$V_{SZ} = \dot{Q}_{WP} \cdot 60 \frac{\text{l}}{\text{kW}} \quad (4-10)$$

Hierbei bezeichnet  $\dot{Q}_{WP}$  die thermische Nennleistung der Wärmepumpe. Im Falle von geltenden Sperrzeiten wird der höhere, ansonsten der niedrigere Wert gewählt.

Aus den Förderdaten des BAFA [103] kann zusätzlich abgeleitet werden, welche Speichergrößen an den in 2014 geförderten Wärmepumpen tatsächlich installiert wurden. Hierbei wird ersichtlich, dass ca. 92 % aller im Jahr 2014 geförderten Wärmepumpen mit einem thermischen Speicher ausgestattet waren. In Anlehnung an Formel (4-10) wird das Verhältnis zwischen dem installierten Speichervolumen und der thermischen Leistung der Anlage ermittelt. Hierbei fällt auf, dass, entgegen den o. g. Dimensionierungsvorschriften eine starke Streuung dieses



Verhältnisses zu erkennen ist. Zur Analyse der zugrundeliegenden Verteilungsfunktion wird diese durch eine Burr-Verteilung (Beschreibung, siehe [108]) angenähert. Abbildung 4-26 zeigt das Histogramm der ermittelten Faktoren sowie die angepassten Burr-Verteilungen für Wärmepumpen verschiedener Größenklassen. Die Abbildung zeigt zudem die ermittelten Verteilungsparameter  $c$  und  $k$  sowie den Skalierungsfaktor  $\alpha$ . Die Hypothese einer Burr-Verteilung lässt sich zudem mittels eines Chi-Quadrat-Test bei einem Konfidenzintervall von 95 % bestätigen. Es kann dabei jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass die speziellen Förderbedingungen die Wahl des Speichervolumens beeinflussen.



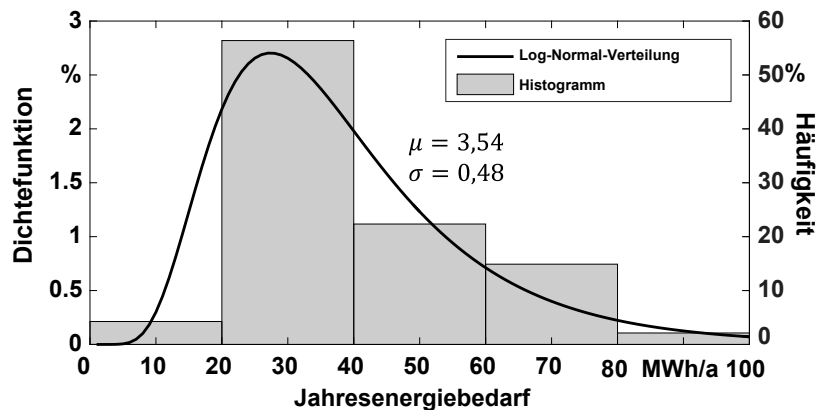
**Abbildung 4-26:** Verteilung des Verhältnisses zwischen Speichervolumen und thermischer Anlagenleistung für verschiedenen Größenklassen von Wärmepumpen.

Mit Hilfe der so ermittelten Verteilungsfunktion können den zuvor bestimmten Wärmepumpen statistisch repräsentative Speichervolumina zugewiesen werden. Da Pufferspeicher jedoch nur in bestimmten Größen erhältlich sind, wird das ermittelte Volumen auf ganze hundert Liter aufgerundet.

### Elektrospeicherheizungen

Elektrospeicherheizungen (ESH) weisen im Vergleich zu anderen Heizungssystemen geringe Investitionskosten und hohe Betriebskosten auf. Daher ist davon auszugehen, dass ESH bevorzugt in Gebäuden oder Wohneinheiten mit verhältnismäßig geringem Wärmebedarf eingesetzt werden. Da das Baualter von Objekten mit ESH jedoch überdurchschnittlich hoch ist (der Schwerpunkt des Baualters von Objekten mit ESH liegt zwischen 1949 und 1978, vgl. [109], S. 35) wird dieser Effekt durch das Gebäudealter überlagert. In einer Studie aus dem Jahr 2007 (siehe [109]) wurde das Potenzial zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emission durch den Austausch von ESH ermittelt. Hierzu wurde eine umfassende Aufstellung der Baualterklassen und des Jahresenergiebedarfs von ESH erarbeitet (vgl. [109],

S. 103). Abbildung 4-27 zeigt die aus diesen Daten ermittelte Häufigkeitsverteilung des Jahresenergiebedarfs von ESH sowie eine an diese Daten angepasste Log-normalverteilung.



**Abbildung 4-27: Relative Häufigkeitsverteilung des Jahresenergiebedarfs von ESH (rechts Ordinate) sowie angepasste Log-Normalverteilung (linke Ordinate).**

Hierbei wird deutlich, dass der Erwartungswert mit 38,7 MWh/a deutlich oberhalb des Erwartungswertes für den Gesamtbestand an EFH, RH und kleine MFH von 28,4 MWh liegt (vgl. Abschnitt 4.1.1). Die ermittelte Lognormalverteilung wird anschließend verwendet, um stochastische Wärmebedarfszeitreihen für ESH zu erstellen und durch Auslegung auf den Spitzenbedarf deren Dimensionierung vorzunehmen.

## 4.2 Simulation des Nutzerverhaltens

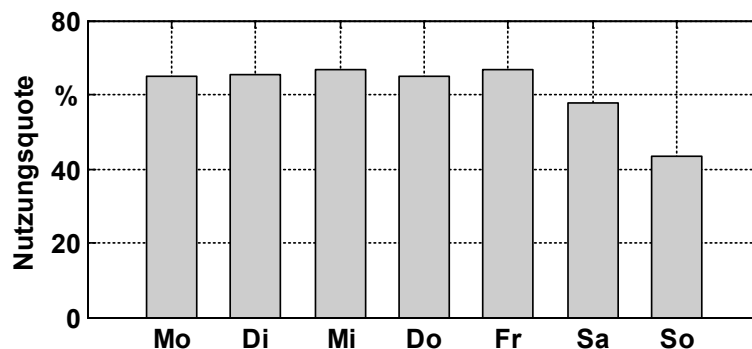
Neben Heizungssystemen, bei denen das Flexibilitätspotenzial stark vom thermischen Bedarfsverhalten abhängt, ist das Einsatzverhalten von Elektrofahrzeugen, flexiblen Haushaltslasten und Solarstromspeichern stark vom individuellen Nutzerverhalten abhängig. Dieses umfasst das Mobilitätsverhalten, die Nutzung der betrachteten Haushaltsgeräte sowie das elektrische Verbrauchsverhalten bei Solarstromspeichern. In den folgenden Abschnitten werden entsprechende stochastische Modelle zur Dimensionierung und zum Nutzungsverhalten dieser Flexibilitätsoptionen vorgestellt.

### 4.2.1 Nutzungsverhalten von Elektrofahrzeugen

Das Nutzungsverhalten privater Pkw wurde in der Vergangenheit in einer Vielzahl von Studien untersucht. Eine Studie mit vergleichsweise großer Datenbasis stellt die Studie *Mobilität in Deutschland* aus dem Jahr 2008 [110] dar. Im Rahmen dieser Querschnittsstudie wurden mehr als 25.000 Haushalte nach ihrem Mobilitätsverhalten an bestimmten Stichtagen befragt. Als Ergebnis dieser Befragung wurde ein Datensatz des Nutzungsverhaltens von mehr als 34.000 Pkw erstellt.

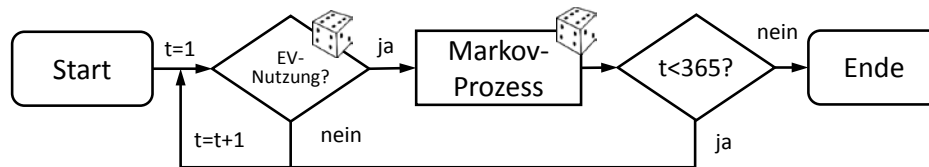
Die Daten dieser Studie wurden in einer Dissertation aus dem Jahr 2013 an der TU Dortmund [111] verwendet, um die Auswirkungen einer steigenden Zahl von Elektrofahrzeugen auf das Energiesystem zu untersuchen. Hierbei wird ein nicht-homogener Semi-Markov-Prozess mit den Ergebnissen der o. g. Mobilitätsstudie parametrisiert und zur Erzeugung zufälliger und statistisch repräsentativer Fahrzeugnutzungen verwendet. Ergebnis dieses Modellansatzes sind zufällige Datensätze einzelner Fahrzeugnutzungen. Diese umfassen die Information über den Wechsel des Fahrzeugstandortes zwischen den möglichen Standorten „zu Hause“, „Arbeit“ und „sonstwo“ sowie die Information über die zwischen diesen Standorten zurückgelegte Strecke.

Abweichend vom verwendeten Modellansatz (siehe [111]) wird in dieser Untersuchung zusätzlich zwischen den einzelnen Wochentagen unterschieden. Da der Modellansatz jedoch von einer zwingenden Nutzung eines Fahrzeuges an einem Tag ausgeht, werden zusätzliche Informationen über das Nutzungsverhalten von Elektrofahrzeugen berücksichtigt. Abbildung 4-28 zeigt hierzu die Nutzungsquote der in der o. g. Mobilitätsstudie [110] berücksichtigten Pkw im Wochenverlauf. Es zeigt sich, dass an Werktagen im Mittel ca. 66 % der Pkw genutzt werden. An Samstagen und Sonntagen reduziert sich die Nutzungsquote hingegen auf 58 % bzw. 43 %.



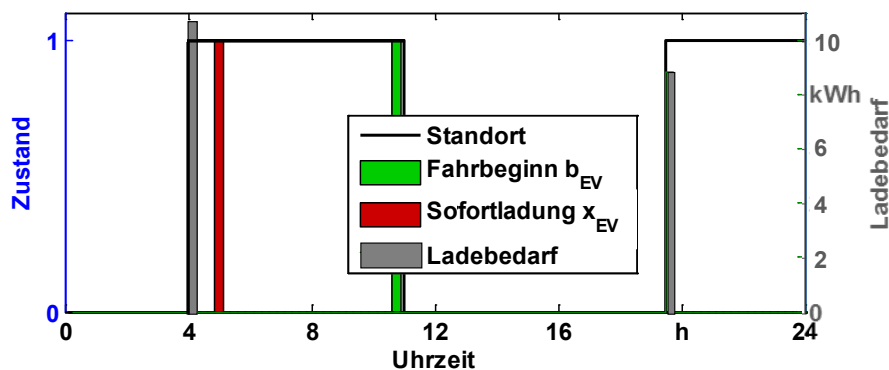
**Abbildung 4-28:** Nutzungsquote der in der Studie *Mobilität in Deutschland* [110] teilnehmenden Pkw. [111]

Die Ergebnisse des verwendeten Modells werden für die Untersuchungen als Eingangsdaten zur Bestimmung des Flexibilitätspotenzials von Elektrofahrzeugen genutzt. Hierzu werden die modellierten Datensätze in viertelstündige Zeitreihen überführt und zu jährlichen Nutzungszeitreihen einzelner Fahrzeuge zusammengefasst. Dabei wird zusätzlich die Nutzungsquote für Pkw an verschiedenen Wochentagen als Wahrscheinlichkeit für die Fahrzeugnutzung an den jeweiligen Wochentagen verwendet. Abbildung 4-29 zeigt zusammenfassend das schematische Vorgehen zur Ermittlung des Nutzungsverhaltens von Elektrofahrzeugen.



**Abbildung 4-29:** Vorgehen zur zufälligen Bestimmung des Nutzungsverhaltens einzelner Elektrofahrzeuge.

Als Ergebnis liegen Zeitreihen über die Nutzung beliebig vieler Fahrzeuge vor. Diese Fahrzeuge weisen ein zufälliges Nutzungsverhalten auf, das dem real ermittelten, typischen Verhalten der Studienteilnehmer entspricht. Abbildung 4-30 zeigt die zufällig generierte Nutzung eines Fahrzeugs an einem Werktag. Hierbei sind der Fahrzeugstandort (1=„Laden möglich“, 0=„Laden nicht möglich“) sowie die Zeitpunkte aufgetragen, in denen der Speicher bis zu einem Mindestfüllstand  $X_{EV}$  bzw. vollständig geladen werden muss. Ein Nachladebedarf fällt immer zu dem Zeitpunkt an, bei dem der Fahrzeugstandort auf den Zustand 1 wechselt.



**Abbildung 4-30:** Beispielhafter Verlauf des Fahrzeugstandortes, dem Fahrtbeginn, dem Ladebedarf sowie dem Zeitpunkt, bis zu dem die Fahrzeugbatterie auf den Mindestfüllstand  $X_{EV}$  geladen werden kann.

Entsprechend des in Abschnitt 3.1.7 vorgestellten Modellansatzes kann nun das Ladeverhalten hinsichtlich beliebiger Zielfunktionen optimiert werden. Es wird davon ausgegangen, dass das Laden des Fahrzeuges am Standort *zu Hause*, nicht aber an den Standorten *sonstwo* und *Arbeitsplatz* möglich ist. Diese Annahme steht in Einklang mit aktuellen Prognosen (siehe [112], S.21), in denen das Laden privat genutzter EV über eigene Wallboxen heute und auch in naher Zukunft den Großteil der Ladeinfrastruktur darstellt.

Neben dem Nutzungsverhalten haben die technischen Konfigurationen des Fahrzeuges, speziell die Speicherkapazität und die Ladeleistung, Einfluss auf das jeweilige Flexibilitätspotenzial. Entsprechend einer Analyse des Fraunhofer ISI [113] zur zukünftigen Marktentwicklung von Elektrofahrzeugen wird davon ausgegangen, dass deren durchschnittliche Batteriekapazität bis zum Jahre 2020 je nach Fahrzeugkategorie unterschiedlich stark ansteigt (vgl. Tabelle 4-9). In der Analyse wurden drei Fahrzeugkategorien festgelegt und deren Batteriekapazität, Verbrauchsverhalten sowie der zukünftige Marktanteil prognostiziert.

Die Analyse des Flexibilitätspotenzials von Elektrofahrzeugen erfolgt anhand der definierten Fahrzeugklassen. Dabei wird ein simuliertes Fahrzeug zufällig einer der Klassen zugeordnet und einem zufällig generierten Fahrverhalten zugewiesen. Aufgrund der fehlenden Kenntnis bezüglich des Nutzungsverhaltens gewerblich genutzter Fahrzeuge ist die Analyse auf die private Fahrzeugnutzung begrenzt.

**Tabelle 4-9: Typische Kapazitäts- und Verbrauchszahlen von Elektrofahrzeugen in verschiedenen Fahrzeugklassen sowie heutiger Anteil am Fahrzeugbestand [113].**

Fahrzeug- klasse	Batteriekapazität kWh	Verbrauch 2015 kWh/100km	Verbrauch 2020 kWh/100km	Anteil
klein	20 kWh	18,3	17,2	27,4 %
mittel	24 kWh	22,3	21,1	56,8 %
groß	28 kWh	24,0	22,7	15,8 %

### 4.2.2 Nutzung flexibler Haushaltslasten

In einem großangelegten Forschungsprojekt *E-DeMa* wurde in den Jahren 2010 bis 2013 das Nutzungsverhalten flexibler Haushaltslasten detailliert untersucht (vgl. [114]). Im Fokus der Untersuchung lag einerseits der Nutzen privater Smart-Meter sowie regionaler Energiemarktplätze, in denen die Flexibilität von Haushaltslasten aktiv vermarktet werden konnte. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden insgesamt 100 Privathaushalte mit kommunikationsfähigen Wäschetrocknern sowie Wasch- und Spülmaschinen ausgestattet. Ein Teil dieser Geräte konnte dabei als Flexibilitätsoption genutzt werden.

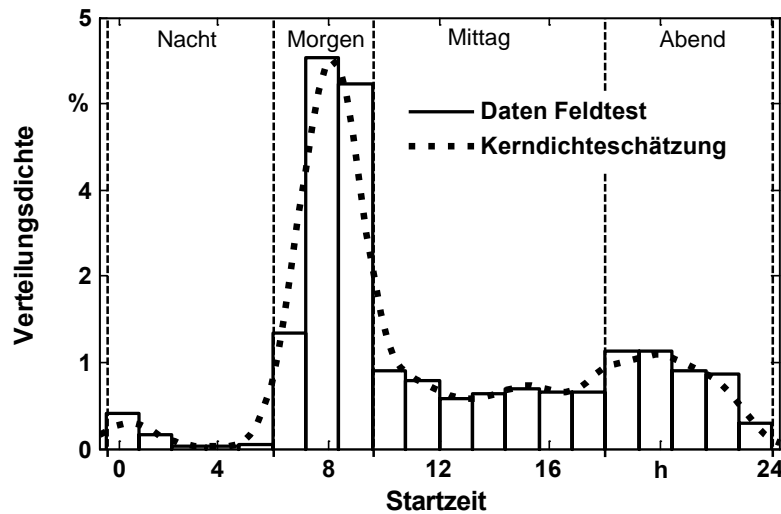
Nach dem Befüllen des Gerätes wurde hierzu der gewünschte Endzeitpunkt des Programmdurchlaufs am Gerät eingestellt und eine Meldung, bestehend aus der Dauer des jeweilig eingestellten Programmes und dem spätesten Endzeitpunkt des Programmdurchlaufs an ein zentrales Managementsystem übermittelt. Das Managementsystem entschied anschließend über den (optimalen) Zeitpunkt des Programmstarts. Eine beispielhafte Bereitschaftsmeldung einer Waschmaschine und die hieraus ermittelte Toleranzzeit ist in Tabelle 4-10 exemplarisch dargestellt. Insgesamt liegen zur Analyse 1435 gesammelte Meldungen dieser Form vor, davon 940 für Waschmaschinen, 337 für Wäschetrockner und 156 für Spülmaschinen. Der Versuchszeitraum des Feldtest erstreckte sich von April bis November 2012. Die dabei angefallenen Bereitschaftsmeldungen der Endgeräte liegen für diese Untersuchung vor.

**Tabelle 4-10: Beispiel einer Bereitschaftsmeldung einer Waschmaschine (WM).**

Vorgang Nr.	Gerätetyp	Programmdauer	SmartStart-Aktivierung	Gewünschte Endzeit	Toleranzzeit
[-]	[-]	[min]	[-]	[-]	[min]
3	WM	142	28.09.2012 13:36:59	28.09.2012 18:15:00	136

Ausgehend von diesen Daten kann die statistische Verteilung des Zeitpunktes der Meldung sowie die gemeldete Toleranzzeit untersucht werden. Abbildung 4-31

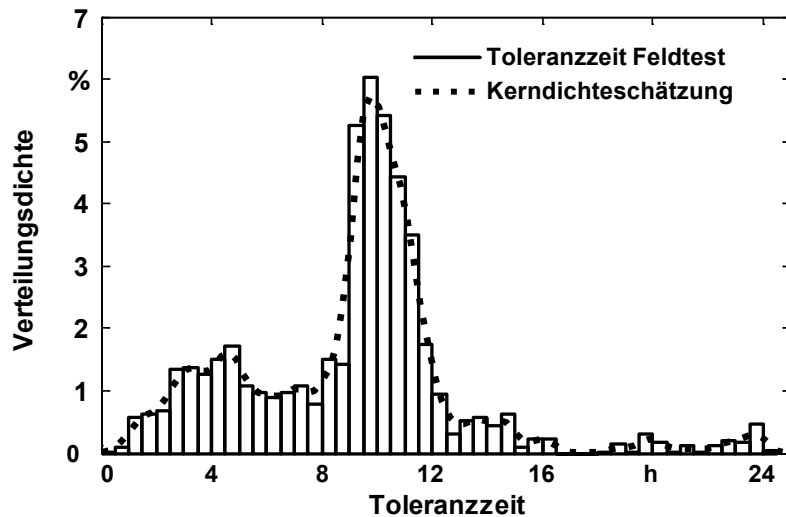
zeigt die Verteilung von Bereitschaftsmeldungen im Tagesverlauf. Die Verwendung dieser Verteilungsdichtefunktion erfolgt im weiteren Verlauf über eine angepasste Kerndichteschätzung.



**Abbildung 4-31: Relative Häufigkeitsverteilung der Startzeit von Waschmaschinen und Abschätzung der Verteilungsdichte mittels Kerndichteschätzung.**

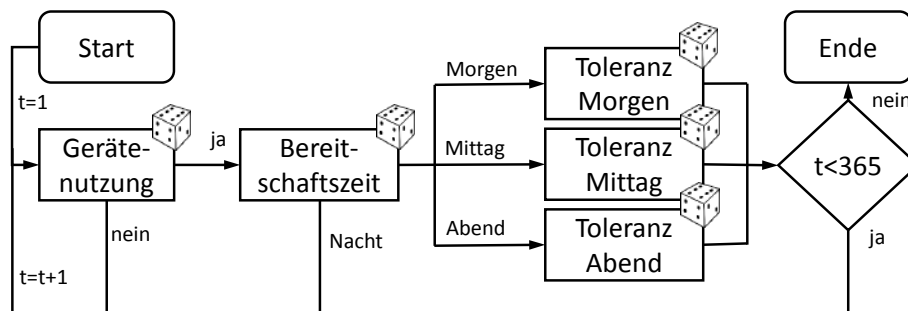
Die gewählte Toleranzzeit der Kunden zeigt zudem eine starke Abhängigkeit vom zeitlichen Beginn der Bereitschaft. Bereitschaftsmeldungen am Morgen und Abend weisen eine tendenziell höhere Toleranzzeit auf als in der Mittagszeit. Die Analyse der Toleranzzeit erfolgt deshalb getrennt nach der in Abbildung 4-31 dargestellten Tageszeit. Bereitstellungen im Zeitraum „Nacht“ werden aufgrund der geringen Anzahl von Bereitstellungen und damit verbundener unzureichender Datenlage nicht weiter betrachtet. Abbildung 4-32 zeigt beispielhaft die Verteilung der Toleranzzeit für eine Bereitstellung in der Mittagszeit. Analog zu diesem Vorgehen werden ebenfalls die Bereitschaftsmeldungen von Wäschetrocknern analysiert. Aufgrund der geringen Datengrundlage bei Spülmaschinen werden diese nicht weiter betrachtet.

Da die Bereitschaftsmeldungen nur anonymisiert vorliegen, kann darüber nicht auf die tägliche Benutzungshäufigkeit geschlossen werden. Die Ökodesignrichtlinie der EU (Richtlinie 2009/125/EG des Europäischen Parlaments, vgl. [115]) gibt für einen durchschnittlichen Haushalt 220 Waschvorgänge pro Jahr an. Dementsprechend wird angenommen, dass die tägliche Nutzungswahrscheinlichkeit in einem Haushalt bei 60,3 % liegt. Aus den Versuchsdaten kann zudem ermittelt werden, dass die Wahrscheinlichkeit einer Nutzung an Werktagen mit je ca. 16 % deutlich höher liegen als an Samstagen (10,9 %) und Sonntagen (8,9 %). Es kann jedoch keine signifikante Abhängigkeit der Gerätenutzung von Jahreszeiten festgestellt werden.



**Abbildung 4-32:** Relative Häufigkeit der Toleranzzeit für die Bereitstellung von Waschmaschinen in der Mittagszeit und Annäherung durch eine Kerndichteschätzung. Die Kerndichteschätzung ist auf halbstündige Werte skaliert.

Zur Generierung stochastischer Eingangsdaten für den in Abschnitt 3.1 beschriebenen Modellansatz werden die Analyseergebnisse in ein Simulationsmodell überführt. Dieses generiert zufällige Realisationen der geschätzten Verteilungsfunktionen für Bereitschaftsbeginn und Toleranzdauern. Das Vorgehen der Simulation für Waschmaschinen ist in Abbildung 4-33 dargestellt.



**Abbildung 4-33:** Simulation stochastischer Nutzungen von Waschmaschinen auf Basis der Analyseergebnisse.

Befindet sich im selben Haushalt ein Trockner, so wird dessen Bereitschaftsbeginn im Anschluss an die gewünschte Endzeit der Waschmaschinennutzung angenommen. Die Toleranzzeit der Trocknernutzung wird analog zum Vorgehen bei Waschmaschinen mittels der Feldtestdaten analysiert und zufällige Realisationen der ermittelten Toleranzverteilung als Ausgabewerte genutzt. Die so generierten Eingangsdaten können anschließend für das in Abschnitt 3.1 beschriebene Modell zur Betriebsoptimierung von Flexibilitätsoptionen genutzt werden.

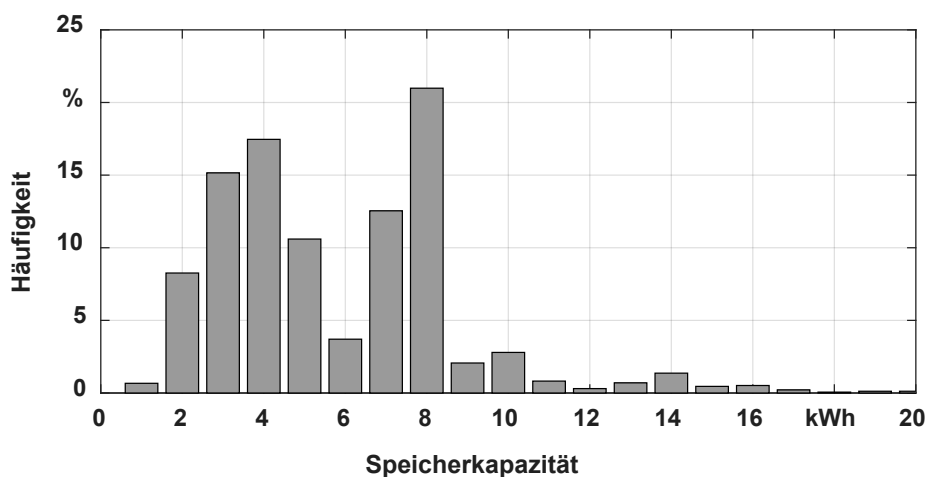
### 4.2.3 Dimensionierung von Solarstromspeichern

Das Betriebsverhalten und die neben dem eigenverbrauchsoptimierten Betrieb verfügbare Flexibilität von Solarstromspeichern ist stark von der individuellen Dimensionierung des Speichers, der PV-Anlage und dem Stromverbrauch des

versorgten Objektes abhängig. Die realitätsnahe Simulation des Flexibilitätspotenzials von Solarstromspeichern bedarf daher praxisnaher Daten bezüglich der Dimensionierung sowie des elektrischen Verbrauchsverhaltens von Privathaushalten.

Im Mai 2013 startete das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) ein Marktanreizprogramm für PV-Batteriespeicher. Durch einen Tilgungszuschuss für ein zinsloses Darlehen wird im Rahmen des Programmes die Neuinstallation von Solarstromspeichern gefördert. Voraussetzung zum Erhalt des Tilgungszuschusses ist die Teilnahme an einer Onlinebefragung, in der u. a. die Leistung der vorhandenen PV-Anlage und des Speichers, die Speicherkapazität, der Stromverbrauch des Haushaltes und der Standort der Anlagen erhoben wird. Die Ergebnisse der Onlinebefragungen werden jährlich veröffentlicht und bieten eine gute statistische Grundlage zur Analyse der Dimensionierungspraxis von Solarstromspeichern.

Aus dem Monitoringbericht des Jahres 2015 (siehe [116]) wird zunächst die Häufigkeitsverteilung der nutzbaren Speicherkapazität verwendet (siehe Abbildung 4-34). Basierend auf dieser Verteilung können zufällige, ganzzahlige Speicherkapazitäten ermittelt werden.



**Abbildung 4-34: Relative Häufigkeitsverteilung der installierten Speicherkapazität im Rahmen des Marktanreizprogramms für Solarstromspeicher bis 20 kWh. [116]**

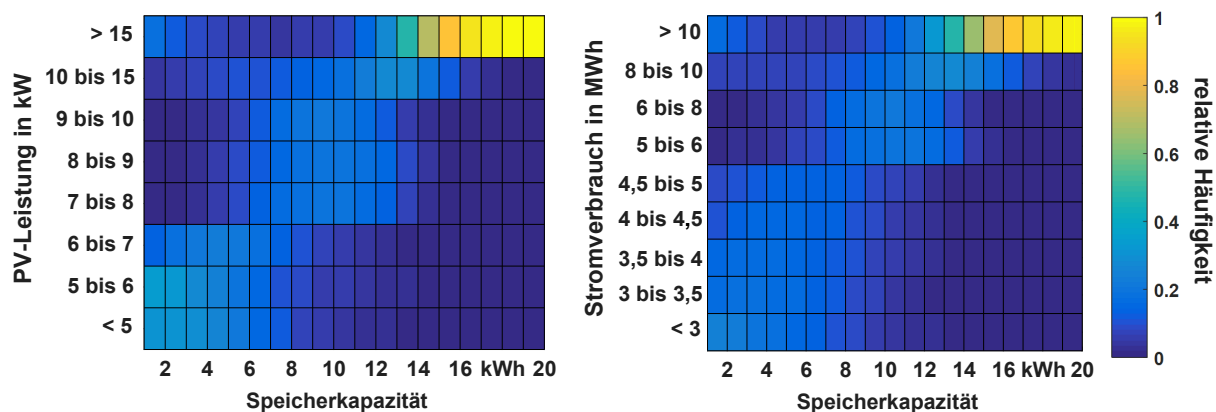
In Bezug auf die installierte Kapazität ist das Verhältnis zwischen Speichern auf Basis von Blei und Lithium etwa gleich verteilt. Jedoch weisen Speicher auf Lithium-Basis einen geringfügig höheren Anteil bei kleinen Speicherkapazitäten auf. Eine genauere Verteilung lässt sich auf Basis der verfügbaren Daten jedoch nicht herleiten. Die Dauerleistung zum Be- und Entladen der angebotenen Speichersysteme liegt unabhängig von der eingesetzten Technologie bei etwa 0,25 bis 0,33 kW/kWh. Der Gesamtwirkungsgrad der Speichersysteme konnte im Rahmen des Begleitforschungsprogrammes nicht untersucht werden. Nach Angaben des



### 4.3 Bestimmung des ungesteuerten Betriebsverhaltens

Anbieters Senec.IES, der im Förderprogramm die meisten Speichersysteme lieferte, liegt dieser bei 82 % bei bleibasierten und 92 % bei lithiumbasierten Systemen (vgl. [117], [118]).

Das Betriebsverhalten von Solarstromspeichern hängt neben der Speicherkapazität und -leistung zusätzlich von der installierten PV-Leistung sowie dem elektrischen Verbrauchsverhalten des versorgten Objektes ab. Der o. g. Monitoringbericht [116] wertet die nutzbare Speicherkapazität der geförderten Anlagen in Abhängigkeit der PV-Leistung sowie des jährlichen Stromverbrauchs aus. Hierzu werden der Median der Speicherkapazität sowie die Standardabweichung angegeben. Für diese Untersuchung wird hingegen die Verteilung von PV-Leistung und Stromverbrauch in Abhängigkeit der Speicherkapazität benötigt. Aus diesem Grund müssen die im Monitoringbericht angegebenen Werte unter Annahme normalverteilter Abweichungen entsprechend umgeformt werden. Mögliche, zusätzlich auftretende Korrelationen zwischen PV-Leistung und dem Stromverbrauch können anhand der vorliegenden Daten jedoch nicht bewertet werden. Abbildung 4-35 zeigt die hieraus ermittelten Verteilungen von PV-Leistung und Stromverbrauch in Abhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität.



**Abbildung 4-35: Relative Häufigkeitsverteilung der vorhandenen PV-Leistung (links) und des jährlichen Stromverbrauchs (rechts) in Abhängigkeit der Speicherkapazität.**

Die Analyse verdeutlicht, dass kleine Speicherkapazitäten tendenziell bei Objekten mit geringer PV-Leistung und geringem Stromverbrauch zum Einsatz kommen. Speicher mit einer Kapazität größer als 18 kWh werden hingegen ausschließlich bei Objekten mit einer PV-Anlage größer 15 kW und einem jährlichen Stromverbrauch über 10.000 kWh eingesetzt. Durch zufällige Realisationen der ermittelten Verteilungen können nun realitätsnahe Kombinationen von Solarstromspeichern (Leistung, Kapazität und verwendete Technologie), PV-Anlagenleistung und Jahresenergieverbrauch generiert werden.

### 4.3 Bestimmung des ungesteuerten Betriebsverhaltens

Der Nutzen der Flexibilisierung einer Anlage ergibt sich durch die Veränderung des Betriebsverhaltens, die durch eine Flexibilisierungsmaßnahme verursacht

wird. Somit kann erst durch den Vergleich der optimierten Betriebsweise mit der, je nach Anlagentyp wärmegeführten oder nutzergesteuerten Betriebsweise der Effekt der Flexibilisierungsmaßnahme bestimmt werden. Aus diesem Grund muss neben dem in Abschnitt 3 vorgestellten Optimierungsmodell auch stets das ungesteuerte Betriebsverhalten der Anlagen bestimmt werden. Die folgenden Abschnitte beschreiben kurz, getrennt nach den einzelnen Anlagentypen, die verwendete Methodik.

### 4.3.1 BHKW und Spitzenlastkessel

Der wärmegeführte Betrieb eines BHKW richtet sich i. d. R. nach den im Pufferspeicher gemessenen Temperaturen und demnach nach dessen Füllstand. Der Betrieb der Anlage wird dabei nach einer Schalthysterese (auch Zweipunktregelung genannt, siehe [41] S. 95 ff.) geregelt. Dies bedeutet, dass der Anlagenbetrieb ab Erreichen einer Minimaltemperatur beginnt und erst dann endet, wenn eine bestimmte Maximaltemperatur erreicht ist.

Da in Haushalten mit BHKW üblicherweise auch ein Spitzenlastkessel verbaut ist, gilt es, den Betrieb der beiden Anlagen optimal aufeinander abzustimmen. Dies erfolgt über die Wahl der Schalthysterese und über die Positionierung der Temperatursensoren im Speicher. Eine optimale Konfiguration ermöglicht eine hohe Vollaststundenzahl des BHKW und vermeidet gleichzeitig zu häufige Anschaltvorgänge beider Anlagen. Für den wärmegeführten Betrieb der Anlagen wird angenommen, dass zwei Drittel der verfügbaren thermischen Speicherkapazität zur Pufferung des BHKW-Betriebs und ein Drittel zur Pufferung des Betriebs des SLK genutzt wird. Die Schalthysterese wird entsprechend der Vor- und Rücklauftemperatur des Heizungssystems gewählt. Abbildung 4-36 zeigt beispielhaft das Betriebsverhalten eines BHKW mit Spitzenlastkessel bei mittlerer (oben) sowie bei geringer Außentemperatur (unten).

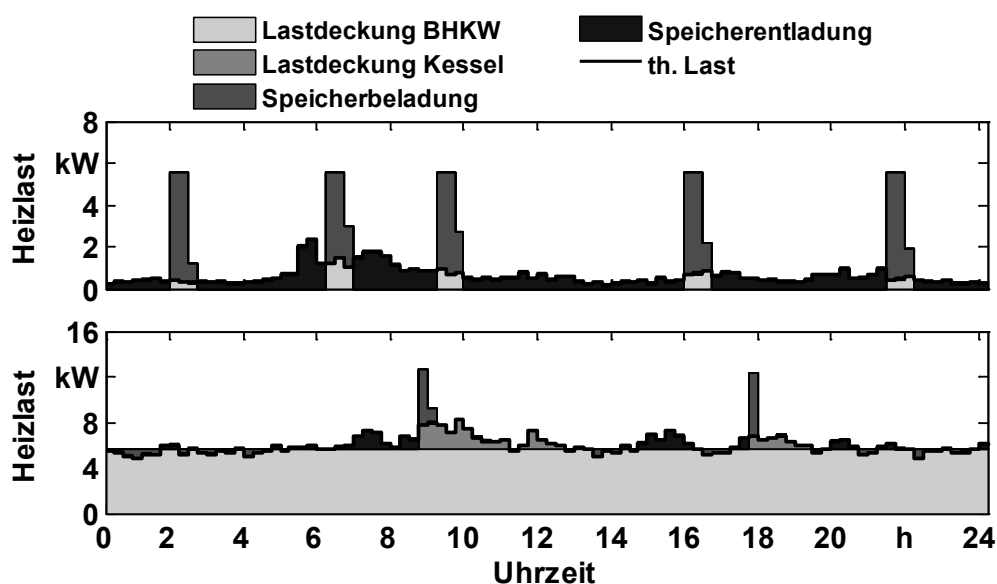


Abbildung 4-36: Simuliertes ungesteuertes Verhalten von BHKW, Heizkessel und Wärmespeicher bei gemäßigter (oben) und kalter Witterung (unten).

### 4.3.2 Wärmepumpen

Anders als BHKW verfügen Wärmepumpen nicht zwingend über einen thermischen Pufferspeicher. Wird auf einen Pufferspeicher verzichtet, verhindert die thermische Trägheit der im Heizkreis vorhandenen Wassermenge sowie des Gebäudes ein zu häufiges Takten der Wärmepumpe. In diesem Fall erfolgt die Anlagenregelung bspw. über einen Temperatursensor am Rücklauf des Heizkreises. Kommt hingegen ein Pufferspeicher zum Einsatz, können ein oder mehrere Temperatursensoren im Speicher installiert werden. Das Regelungsprinzip erfolgt in diesem Fall ähnlich dem der BHKW. Im Gegensatz hierzu konkurrieren jedoch nicht mehrere Systeme um die Nutzung des Wärmespeichers, so dass die gesamte Kapazität für den Wärmepumpenbetrieb genutzt werden kann. Darüber hinaus wird angenommen, dass die Wärmepumpe im ungesteuerten Betrieb nicht moduliert betrieben wird.

### 4.3.3 Elektrospeicherheizungen

Der Ladevorgang von Elektrospeicherheizungen erfolgt i. d. R. zwischen 22:00 Uhr und 06:00 Uhr anhand eines Rundsteuersignals des VNB. Dieser aktiviert durch ein der Netzfrequenz überlagertes Signal das Ladeprogramm der im Netzgebiet vorhandenen Elektrospeicherheizungen. Wahlweise werden auch fest eingestellte Ladezeiten per Zeitschaltuhr eingestellt.

Zur Vermeidung einer hohen Gleichzeitigkeit des Ladevorganges kann zwischen verschiedenen Ladeprogrammen gewählt werden, die im Steuerungsmodul der Heizung eingestellt werden können. Die gängigsten Ladeprogramme sind die Vorwärtsladung mit Ladebeginn bei Eingang des Rundsteuersignals, die Rückwärtsladung mit spätmöglichstem Ladebeginn innerhalb der Freigabezeit und die Spreizsteuerung, in der das Ladeintervall in die Mitte des Freigabezeitraumes verlegt wird. Darüber hinaus existieren auch mehrere Zwischenformen. In der Praxis wird einer Elektrospeicherheizung bei Installation ein Ladeprogramm durch den VNB fest zugewiesen. Bei besonders kalter Witterung kann zzgl. zur o. g. Freigabezeit ein Nachladezeitraum am Nachmittag per Rundsteuersignal freigegeben werden.

Die Simulation des wärmegeführten Ladeverhaltens erfolgt anhand der Ladeprogramme Vorwärts-, Rückwärts- und Spreizsteuerung und unter Berücksichtigung einer außentemperaturabhängigen Speicherkapazität. Dabei wird der Elektrospeicherheizung mit gleicher Wahrscheinlichkeit eines der Programme zugeordnet und anschließend das Ladeverhalten simuliert. Abbildung 4-37 zeigt beispielhaft das Ladeverhalten von drei Elektrospeicherheizungen mit identischer technischer Konfiguration unter Anwendung der drei betrachteten Ladeprogramme.

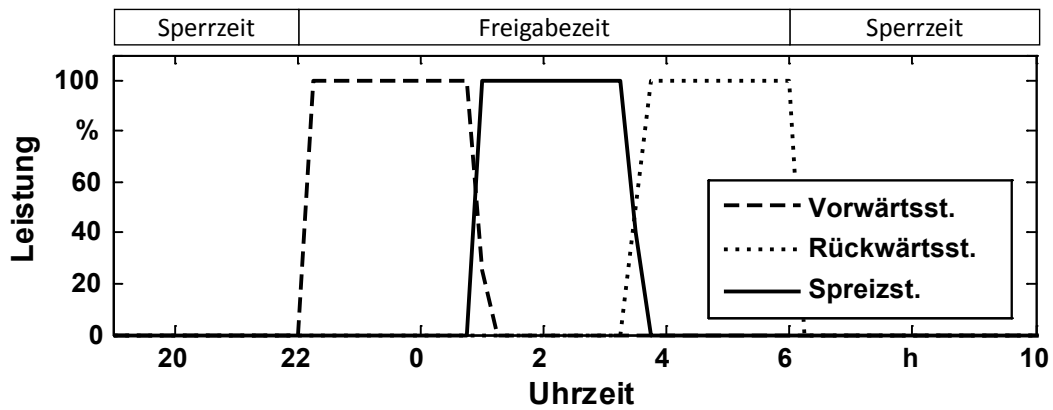


Abbildung 4-37: Ladeverhalten einer Elektrospeicherheizung bei Nutzung der Ladeprogramme Vorwärts-, Rückwärts- und Spreizsteuerung.

### 4.3.4 Elektrofahrzeuge

Die Simulation des ungesteuerten Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen erfolgt nach dem heute gängigen Prinzip, dass das Fahrzeug direkt nach Ankunft an einem Ladepunkt bis zum vollständigen Erreichen des maximalen Speicherfüllstandes geladen wird. Aus dem Zeitverlauf des Speicherfüllstandes kann zudem ermittelt werden, wann es frühestens möglich ist, die Fahrzeugbatterie nach Ankunft an einem Ladepunkt bis zum gewünschten Anteil der Sofortladung  $X_{EV}$  (vgl. Abschnitt 3.1.7) zu laden. Dieser Zeitpunkt wird im verwendeten Optimierungsverfahren nicht implizit festgelegt und muss daher als externer Parameter vorgegeben werden. Hierzu und zum Zweck der Ermittlung des ungesteuerten Betriebs wird das Ladeverhalten der simulierten Fahrzeuge zunächst im ungesteuerten Betrieb simuliert. Für ein einzelnes Fahrzeug ergibt sich hieraus das beispielhafte Ladeverhalten aus Abbildung 4-2 (links).

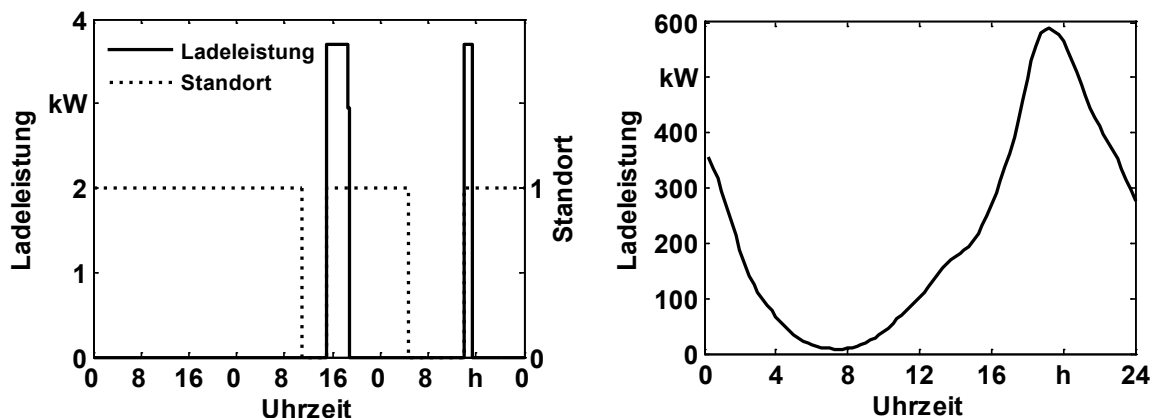


Abbildung 4-38: Standort und Ladeverhalten eines Elektrofahrzeuges (links) sowie kumuliertes Ladeverhalten einer Vielzahl von Fahrzeugen.

Der rechte Teil der Abbildung zeigt das durchschnittliche tägliche Ladeverhalten von 1.000 Fahrzeugen. Durch den stochastischen Simulationsansatz ergeben sich hierbei Vermischungseffekte, die zu einem gleichmäßigeren Ladeprofil führen. Eine detaillierte Analyse des Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen erfolgt in einer Dissertation aus dem Jahr 2013 [111].

### 4.3.5 Flexible Haushaltslasten

Bei der Bestimmung des ungesteuerten Betriebs flexibler Haushaltslasten ergibt sich die besondere Herausforderung, dass bereits die Möglichkeit der Nutzung eines Systems zur Laststeuerung den Umgang mit den Geräten verändert. Entsprechend oft treten Bereitschaftsmeldungen in den Abendstunden (vgl. Abschnitt 4.2.2) in Kombination mit hohen Toleranzzeiten auf. In diesem Fall ist der Gerätedurchlauf spätestens in den Morgenstunden beendet. Aus anderen Untersuchungen aus dem Bereich flexibler Haushaltslasten ist jedoch bekannt, dass bereits die Möglichkeit zur Laststeuerung das Nutzerverhalten stark verändert (vgl. [20]). Somit kann das ungesteuerte Nutzungsverhalten der Geräte nicht aus den aufgetzeichneten Bereitschaftsmeldungen abgeleitet werden. In einer Dissertation aus dem Jahre 2015 [20] konnte dieses Verhalten durch einen faltungsbasierten Ansatz in Abhängigkeit von Wochentag und Saison abgeleitet werden. Die hier ermittelten Lastgänge werden im Folgenden als das ungesteuerte Betriebsverhalten für Waschmaschinen und Wäschetrockner verwendet. Abbildung 4-39 zeigt beispielhaft die hier ermittelten Lastgänge für einen Sonntag im Winterhalbjahr, skaliert auf je 1.000 Maschinen mit einem Jahresenergieverbrauch von je 220 kWh (Waschmaschinen) bzw. 235 kWh (Trockner).

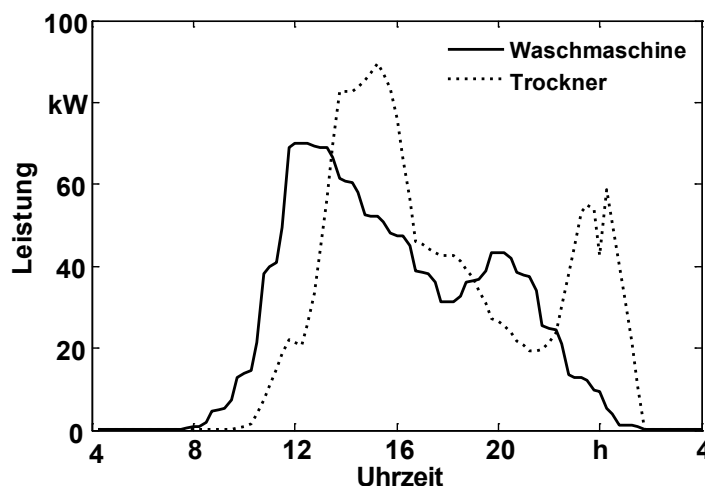


Abbildung 4-39: Ungesteuertes Lastverhalten von je 1.000 Waschmaschinen und Wäschetrocknern an einem Sonntag im Winterhalbjahr (generiert aus Daten aus [20]).

### 4.3.6 Betriebsverhalten von Solarstromspeichern

Solarstromspeicher dienen primär der Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils von Solarstrom. Durch den Speichereinsatz werden die in das öffentliche Netz eingespeiste Strommenge sowie der Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz reduziert. Durch die Preisdifferenz zwischen Strombezug und Einspeisevergütung bzw. Börsenpreis zzgl. Marktprämie kann dabei ein wirtschaftlicher Vorteil generiert werden. Eine anderweitige Nutzung des Speichers ist somit nur dann mög-

lich, wenn diese die Eigenverbrauchserhöhung bzw. den hieraus entstehenden finanziellen Vorteil nicht beeinträchtigt. Grundsätzlich sind hierbei zwei unterschiedliche Vorgehensweisen möglich:

In der ersten Variante (*getrennter Betrieb*) sind Eigenverbrauchsbetrieb und Zusatzanwendung strikt voneinander getrennt. Nach vollständiger Entladung des PV-Speichers, zumeist in den Abendstunden, wird dieser an die Zusatzanwendung übergeben. Diese kann den Speicher bis zum erneuten Auftreten eines PV-Überschusses nutzen. Anschließend wird der wiederum entleerte Speicher in den Morgenstunden an die Regelung der Eigenverbrauchserhöhung übergeben.

In der zweiten Variante (*kombinierter Betrieb*) werden Eigenverbrauchsbetrieb und Zusatzanwendung nicht getrennt, sondern kombiniert betrachtet. So können Synergieeffekte der Betriebsweisen genutzt und so das wirtschaftliche Ergebnis der Betriebsoptimierung gesteigert werden. Zur Planung des Speicherverhaltens sind in dieser Variante jedoch genauere Prognosen des Verhaltens von solarer Einspeiseleistung und des Strombedarfs sowie die Berücksichtigung der wirtschaftlichen Parameter des jeweils versorgten Haushaltes erforderlich. Im Rahmen dieser Untersuchung wird daher nur die erste Betriebsvariante betrachtet.

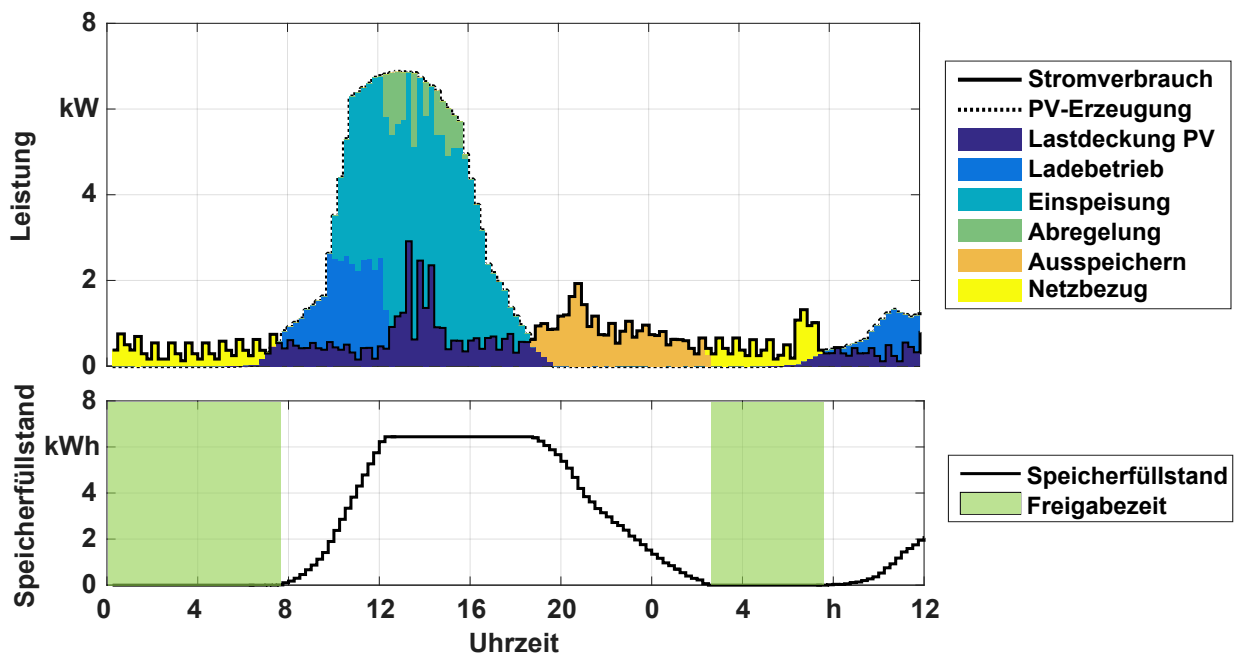
Das Betriebsverhalten des Speichers ohne zusätzlichen Betriebseingriff hängt maßgeblich von den technischen Daten des Speichers, des PV-Einspeiseprofiles sowie dem Verbrauchsverhalten des versorgten Objektes ab. Zudem nehmen auch die Bedingungen des Förderprogrammes Einfluss auf das Betriebsverhalten des Gesamtsystems von Speicher und PV-Anlagen. So galt in der ersten Auflage des Förderprogramms für Solarbatteriespeicher aus dem Jahr 2013, dass „die maximale Leistungsabgabe der Photovoltaikanlage am Netzanschlusspunkt [...] 60 % der installierten Leistung der Photovoltaikanlage [beträgt]“ (siehe [119], S. 3). In der zweiten Auflage des Förderprogramms im Februar 2016 [120] wurde diese Grenze auf 50 % reduziert.

Zur Simulation des PV-Einspeiseverhaltens kann auf externe Modelle zugegriffen werden. Zunächst werden hierzu historische Zeitreihen der diffusen und direkten Solareinstrahlung sowie der Außentemperatur genutzt. Diese werden vom Deutschen Wetterdienst mit Hilfe des Modells *COSMO-EU* [121] generiert und anschließend mittels eines Regionenmodells [122] in normierte Einspeisezeitreihen typischer PV-Anlagen umgewandelt. Da das verwendete Wettermodell über eine Maschenweite von ca. 7 km verfügt, kann auch die PV-Einspeiseleistung in dieser räumlichen Auflösung und einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde für jeden Ort in Europa simuliert werden.

Das Verhalten von Haushaltslasten wird durch Nutzung eines externen Modells aus dem Jahr 2015 (siehe [123]) simuliert. Dabei wird ein Modellansatz genutzt, bei dem das Nutzungsverhalten typischer elektrischer Verbraucher in Privathaushalten durch Markov-Ketten abgebildet wird. Die Ausstattung der Haushalte richtet sich dabei nach verschiedenen statistischen Erhebungen. Das Verbrauchsverhalten der einzelnen Geräte ist aus Studien bezüglich deren Nutzungsverhalten

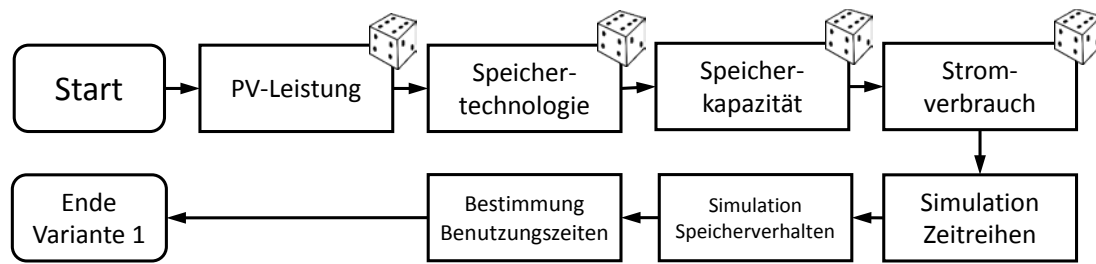
abgeleitet. Die zeitliche Auflösung der Simulationsergebnisse beträgt 15 Minuten und der Simulationszeitraum ein Jahr.

Die Simulation des Speicherverhaltens erfolgt anschließend entsprechend der Funktionsweise eines Solarstromspeichers und in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten. Dabei wird überschüssiger PV-Strom bis zum Erreichen des maximalen Speicherfüllstandes eingespeichert. Bezug aus dem öffentlichen Netz wird zunächst durch Entladen des Speichers substituiert. Hierbei werden sowohl die maximalen Lade- und Entladeleistung des Speichers als auch die Vorgaben des Förderprogramms bezüglich der Begrenzung der PV-Einspeiseleistung ins öffentliche Netz berücksichtigt. Abbildung 4-38 (oben) zeigt exemplarisch das Betriebsverhalten eines Solarstromspeichers mit einer Kapazität von 6,5 kWh, einer PV-Anlage mit einer Nennleistung von 9 kW und einem jährlichen Stromverbrauch von ca. 3.700 kWh.



**Abbildung 4-40: Simulation des Betriebsverhaltens eines Solarstromspeichers (oben) und daraus abgeleitete Freigabezeiten für Zusatzanwendungen (unten).**

Aus dem Betriebsverhalten des Solarstromspeichers kann anschließend bestimmt werden, wann der Speicher für Zusatzanwendungen zur Verfügung steht (siehe Abbildung 4-40 unten). Diese stellen die Freigabezeiten für das in Kapitel 3.1 beschriebene Optimierungsproblem dar. Abbildung 4-41 fasst das Vorgehen zur Generierung von Eingangsdaten zur Ermittlung des Flexibilitätspotenzials von Solarbatterie schematisch zusammen.



**Abbildung 4-41: Vorgehen zur Generierung von Anlagenparametern und Zeitreihen von Solarstromspeichern.**

### 4.4 Zusammenfassung

In diesem Kapitel erfolgen die Recherche und eine anschließende Modellbildung für die Dimensionierung und das Nutzungsverhalten der betrachteten Flexibilitätsoptionen. Die so erstellten Modelle werden dazu genutzt, zufällige aber statistisch valide Eingangsdaten für den in Kapitel 3 beschriebenen Modellansatz zu generieren. Diese Eingangsdaten umfassen etwa stochastische Simulationen der primären Versorgungsaufgabe (bspw. Bereitstellung von TWW und Heizwärme oder das Mobilitätsverhalten), die praxiserhaltende Anlagendimensionierung und die Modellierung relevanter Systemparameter wie Vor- und Rücklauftemperaturen von Heizungssystemen. Zusätzlich werden Teilmodelle vorgestellt, mit denen der native, ungesteuerte Betrieb der einzelnen Flexibilitätsoptionen simuliert werden kann. Dieser stellt das heutige Referenzbetriebsverhalten dar, an dem sich die Auswirkungen einer optimierten Flexibilitätsnutzung messen lassen.

Aufgrund der hohen Anzahl der dabei verwendeten Eingangsdaten und teils fehlender Datengrundlagen muss bei der Analyse in diesem Kapitel jedoch an vielen Stellen ein Kompromiss zwischen dem Detailgrad der Modellierung und dem Arbeitsaufwand zur Datenakquise und -analyse eingegangen werden. Bei einigen Teilmodellen ist der verfügbare Datenbestand zudem unzureichend, wodurch einige potentielle Effekte nicht berücksichtigt werden können oder die statistische Repräsentativität für den jeweiligen Gesamtbestand nicht gewährleistet werden kann. Im Einzelnen betrifft dies die in Tabelle 4-11 aufgeführten Teilmodelle.

Unter Nutzung dieser Eingangsdaten wird das Optimierungsmodell im folgenden Kapitel dazu genutzt, um das Betriebsverhalten einer großen Anzahl von Flexibilitätsoptionen realitätsnah abzubilden.



**Tabelle 4-11: Zusammenfassung der wesentlichen Ansatzpunkte zur Verbesserung der Eingangsparameter für die Simulation dezentraler Flexibilitätsoptionen.**

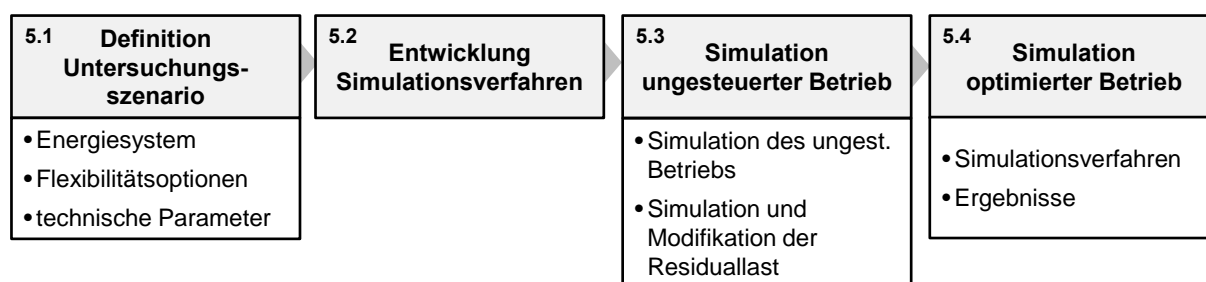
<b>Teilmodell</b>	<b>Kapitel</b>	<b>Kommentar / Verbesserungspotenzial</b>
Heizwärmebedarf des Gebäudebestands	4.1.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• geringe Datenlage bei großen MFH</li> <li>• Entwicklung der Energieeffizienz von Gebäuden für zukünftige Szenarien nicht berücksichtigt</li> </ul>
stochastische Wärmelastprofile	4.1.2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• geringe Stichprobe von 23 Haushalten</li> <li>• statistische Verzerrung durch das gewählte Heizungssystem der Haushalte möglich</li> <li>• kein Einfluss des Wärmebedarfs auf das Bedarfsprofil berücksichtigt</li> <li>• Daten lassen keine Analyse soziodemographischer Einflüsse zu</li> </ul>
stochastische TWW-Profile	4.1.3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• geringe Stichprobe von 23 Haushalten</li> <li>• Daten lassen keine Analyse soziodemographischer Einflüsse zu</li> </ul>
Parameter von Heizungssystemen	4.1.4	<ul style="list-style-type: none"> <li>• keine Berücksichtigung verschiedener Heizkörpervarianten und Systemtemperaturen</li> </ul>
Dimensionierung von Heizungssystemen	4.1.5	<ul style="list-style-type: none"> <li>• keine statistischen Daten zur Stromkennzahl des BHKW-Bestandes verfügbar</li> <li>• Angaben zur Technologie des Wärmepumpenbestandes teils widersprüchlich</li> <li>• geringer Datenbestand zu Wärmespeichern und deren Korrelation mit der Anlagenleistungen</li> <li>• verwendete Daten von Förderprogrammen können statistisch verzerrt sein</li> </ul>
Nutzungsverhalten von Elektrofahrzeugen	4.2.1	<ul style="list-style-type: none"> <li>• nur private Fahrzeugnutzung berücksichtigt</li> <li>• verwendete Mobilitäts- und Marktstudie sind vergleichsweise alt</li> </ul>
Nutzung flexibler Haushaltslasten	4.2.2	<ul style="list-style-type: none"> <li>• verwendete Feldtest-Daten sind nicht auf soziodemographische Repräsentativität geprüft</li> </ul>
Dimensionierung von Solarstromspeichern	4.2.3	<ul style="list-style-type: none"> <li>• verwendete Daten von Förderprogrammen können statistisch verzerrt sein</li> </ul>



## 5 Dezentrale Flexibilitätsoptionen im zukünftigen Energiesystem

Der im Rahmen dieser Untersuchung entwickelte Modellansatz zur Einsatzoptimierung von Flexibilitätsoptionen (Kapitel 3) bietet in Kombination mit der Möglichkeit, repräsentative Eingangsdaten zu erstellen (Kapitel 4), vielfältige Anwendungsmöglichkeiten, um das wirtschaftliche und technische Potenzial von Flexibilitätsoptionen im elektrischen Energiesystem zu untersuchen.

Eines der bedeutsamsten Herausforderungen der voranschreitenden deutschen Energiewende wird langfristig der Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung Erneuerbarer Energie darstellen. Gelingt es, durch den gezielten Einsatz von Flexibilitätsoptionen die Jahreshöchstlast signifikant zu reduzieren, kann die installierte Kraftwerkskapazität langfristig reduziert und so die Kosten der Energieversorgung verringert werden. Eine verminderte Fluktuation der Residuallast sorgt zudem für eine gleichmäßigere Kraftwerksauslastung und kann ggf. die Abregelung Erneuerbarer Energien vermeiden. So besteht das Potenzial, die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung zu verringern. Der Ausgleich einer fluktuierenden Erzeugung Erneuerbarer Energien stellt somit einen der wesentlichen zukünftigen Anwendungsfälle für Flexibilitätsoptionen dar. Aus diesem Grunde wird im Folgenden untersucht, inwiefern Flexibilitätsoptionen zukünftig zum Ausgleich Erneuerbarer Energie beitragen können. Als Bezugsjahr der Untersuchung wird das Jahr 2035 gewählt, das bereits in den aktuellen Netzentwicklungsplänen der deutschen Transportnetzbetreiber enthalten ist. Entsprechend bestehen für dieses Bezugsjahr auf breiter Basis erstellte und durch die Bundesnetzagentur genehmigte Prognosen der Entwicklung des deutschen Energiesystems. Das Vorgehen der Analyseschritte in diesem Kapitel ist in Abbildung 5-1 dargestellt.



**Abbildung 5-1: Analyseschritte zur Bestimmung des zum Ausgleich Erneuerbarer Energie nutzbaren Flexibilitätspotenzials im Jahr 2035.**

Um den zukünftigen Beitrag von Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich Erneuerbarer Energie analysieren zu können, wird in Abschnitt 5.1 zunächst der verwendete Szenariorahmen vorgestellt. Anschließend wird das Vorgehen zur Bestimmung

des optimierten Anlagenbetriebs (Abschnitt 5.2) sowie des ungesteuerten Betriebsverhaltens (Abschnitt 5.3) beschrieben. In Abschnitt 5.4 wird abschließend das Ergebnis der Simulation vorgestellt und hinsichtlich der Wirkung auf das Energiesystem und des Beitrags der einzelnen Flexibilitätsoptionen analysiert.

## 5.1 Szenariorahmen für das Jahr 2035

Szenarien über den zukünftigen Ausbau Erneuerbarer Energie sowie hiermit verbundener Aspekte wie die Entwicklung des deutschen Kraftwerksparks stellen eine wesentliche Voraussetzung für einen bedarfsgerechten Netzausbau dar. Aus diesem Grund erstellen die deutschen Übertragungsnetzbetreiber in Kooperation mit der Bundesnetzagentur in regelmäßigen Abständen den sog. *Netzentwicklungsplan Strom (NEP)*. Dieser beinhaltet verschiedene Szenarien des zukünftigen Wandels im deutschen und europäischen Energiesystem und leitet daraus einen Bedarf an zusätzlicher Übertragungskapazität im Transportnetz ab. Im Netzentwicklungsplan aus dem Jahr 2015 (*Netzentwicklungsplan Strom 2025 – zweiter Entwurf*, siehe [124]) werden hierzu sechs verschiedene Szenarien mit unterschiedlichem Prognosehorizont aufgestellt. Zwei dieser Szenarien bilden dabei die „wahrscheinliche Entwicklung der nächsten 20 Jahre“ [125] ab. In diesen Szenarien werden sowohl der zunehmende Ausbau Erneuerbarer Energien als auch die Veränderungen im deutschen Kraftwerkspark berücksichtigt. Das Szenario *B2 2035* berücksichtigt zusätzlich einen limitierten CO<sub>2</sub>-Ausstoß des Kraftwerksparks von 134 Mio. t pro Jahr. Abbildung 5-2 zeigt den in diesem Szenario prognostizierten Ausbau Erneuerbarer Energie, der die Grundlage für die betrachteten Anwendungsfälle bildet.

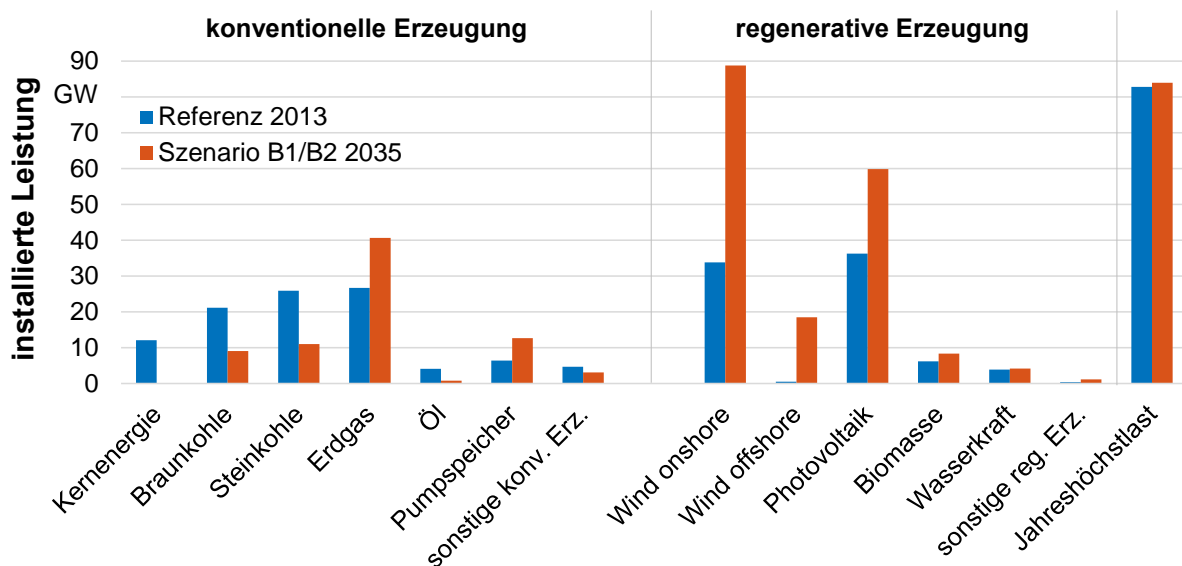


Abbildung 5-2: Entwicklung der konventionellen und regenerativen Stromerzeugung zwischen 2013 und 2035 nach dem Szenario B2 des NEP 2025. [124]

Für die betrachteten Anwendungsfälle ist jedoch weniger die installierte Leistung der Erneuerbaren Energie als vielmehr der hieraus resultierende Residuallastgang relevant. Neben den absoluten Ausbauzahlen sind somit weitere Eingangs- und

Modelldaten notwendig, die die regionale Verteilung Erneuerbarer Energien, das Verhalten des konventionellen Kraftwerksparks, den Energieaustausch mit den Nachbarländern sowie die jeweilige Wettersituation berücksichtigen und so den Zustand des deutschen Energiesystems im Jahr 2035 mit hoher zeitlicher Auflösung abbilden. Im Rahmen dieser Arbeit kommt hierzu das Modell *MILES* (*Model of International Energy Systems*, siehe [126]) zum Einsatz. Dieses erlaubt es, das Einspeiseverhalten Erneuerbarer Energien, das Betriebsverhalten konventioneller Kraftwerke und den Energieaustausch mit Nachbarländern stundengenau abzubilden. Da die zeitreihenbasierten Berechnungen des Netzentwicklungsplans auf dem Jahr 2011 basieren, bei dem es sich um ein „durchschnittliches Wetterjahr“ [124] handelt, wird für die Simulation der Anwendungsfälle ebenfalls das Jahr 2011 verwendet.

### 5.1.1 Berücksichtigung lokaler Wetterzeitreihen

Da sich die betrachteten Flexibilitätsoptionen an unterschiedlichen Standorten in Deutschland befinden, können diese aufgrund des lokal unterschiedlichen Wetters ein abweichendes Betriebsverhalten aufweisen. Dieser Effekt betrifft BHKW, Wärmepumpen und Elektrospeicherheizungen, deren Betriebsverhalten eine starke Abhängigkeit vom Verlauf der Außentemperatur aufweisen. Das Betriebsverhalten von PV-Speicher wird zudem durch die solare Stromerzeugung beeinflusst, die ebenfalls vom geografischen Standort der PV-Anlage, der lokalen Sonneneinstrahlung und der Außentemperatur abhängt.

Zur Bestimmung des Flexibilitätspotenzials der betrachteten Anlagentypen im gesamten Gebiet der Bundesrepublik Deutschland ist es aufgrund der lokal unterschiedlichen Wetterverhältnisse notwendig, diese in der Modellierung zu berücksichtigen. Hierzu werden häufig sog. Regionenmodelle verwendet, die die klimatischen Verhältnisse in einer bestimmten Granularität berücksichtigen können. Häufig finden hierbei Gemeinden (siehe bspw. [122] und [33]) oder andere geografische Zuschnitte (z. B. „Energiregionen“, siehe [127]) Verwendung.

Die hohe Anzahl der in diesen Modellen verwendeten Regionen bedarf, bedingt durch die detaillierte Abbildung der flexiblen Anlagen jedoch einer hohen Rechenzeit. Damit aus jeder der bis zu 11.100 Regionen der o. g. Modelle mindestens eine einzelne Anlage simuliert wird, werden mindestens ebenso viele Simulationen von Einzelanlagen benötigt. Je nach Anlagentyp beträgt die dafür benötigte Rechenzeit für die Simulation eines Jahres in 15-minütiger Auflösung zwischen fünf und mehr als zehn Tagen.

Da die Unterschiede der klimatischen Verhältnisse zwischen angrenzenden Regionen jedoch meist nur gering sind, können Regionen mit ähnlichem Klima zu sog. Klimaregionen zusammengefasst werden. Der Deutsche Wetterdienst (DWD) hat in einer Studie (siehe [128]) 15 solcher Klimaregionen („TRY-Klimaregionen“) in Deutschland identifiziert. Die Ermittlung dieser Klimaregionen erfolgte dabei

mit Methoden der Faktoren- und Clusteranalyse. Abbildung 5-3 zeigt die geografische Aufteilung der so ermittelten Regionen.

Zusätzlich ist jeder Klimaregion eine DWD-Wetterstation zugewiesen, deren Messungen repräsentativ für diese Region stehen. Somit stehen für jede der 15 Klimaregionen historische Temperaturzeitreihen zu Verfügung, die für eine Simulation genutzt werden können.

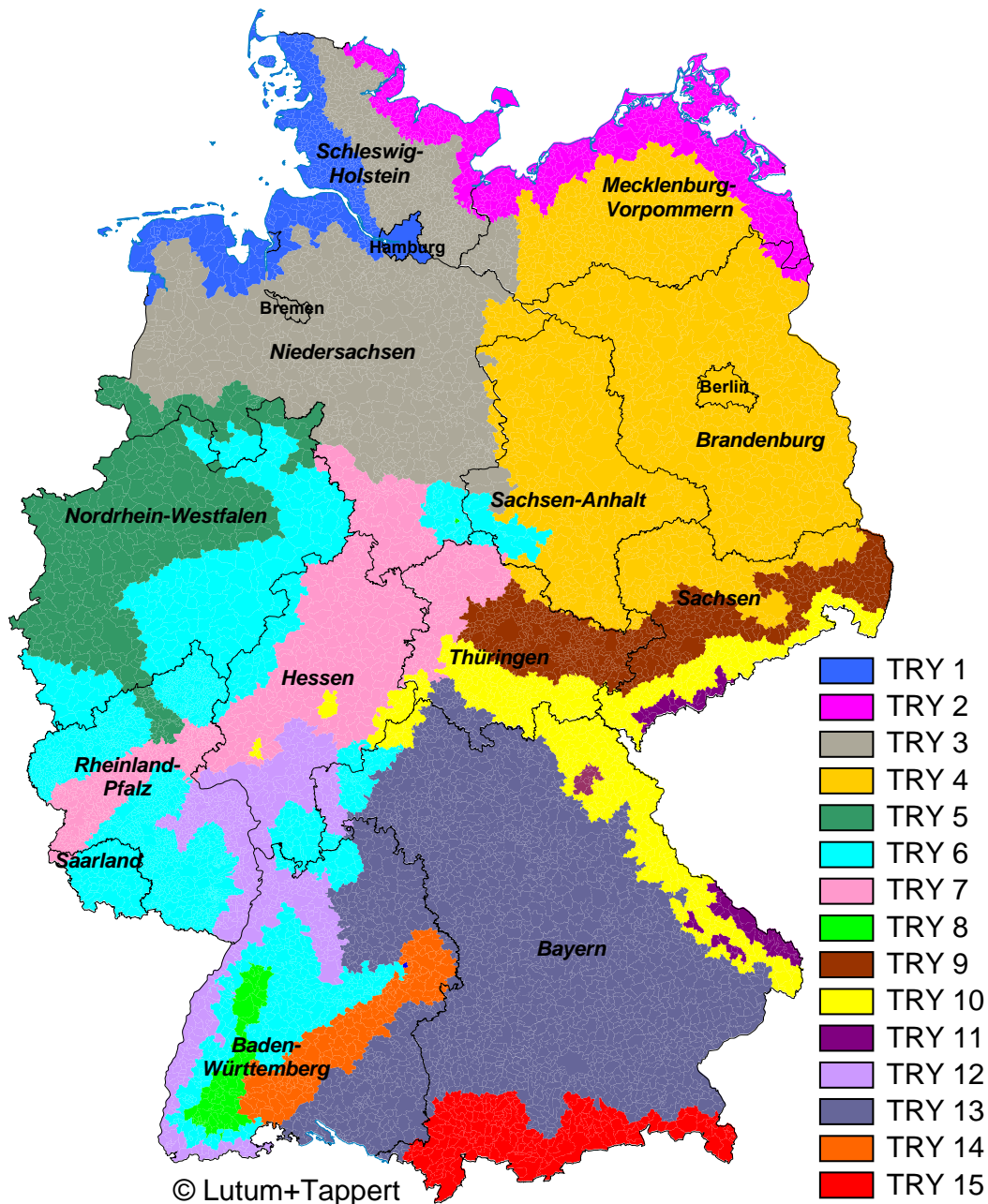


Abbildung 5-3: TRY-Klimaregionen des DWD. Eigene Darstellung nach [128].

Zur Bestimmung des Flexibilitätspotenzials in Deutschland ist zusätzlich erforderlich, den prozentualen Anteil der Flexibilitätsoptionen in den jeweiligen Klimaregionen zu identifizieren. Hierzu wird für Heizungsanlagen in den genannten Regionenmodellen der zumeist auf Gemeindeebene aufgelöste Wärmebedarf genutzt. Da die genaue geografische Verteilung der Flexibilitätsoptionen in dieser

Untersuchung nur eine untergeordnete Rolle spielt (es findet keine Berücksichtigung des Transportnetzes statt), wird vereinfachend die Bevölkerungszahl in den TRY-Klimaregionen des DWD als Verteilschlüssel für alle Flexibilitätsoptionen genutzt. Tabelle 5-1 zeigt die Bezeichnungen der TRY-Klimaregionen sowie die durch Verschneidung mit deutschen Bevölkerungsdaten (aufgelöst auf Gemeindeebene, siehe [129]) ermittelte Bevölkerungsanteil der einzelnen Regionen. Regionen mit einem Bevölkerungsanteil kleiner als 3 % werden zur Reduktion der benötigten Rechenzeit nicht betrachtet. In der Simulation werden somit die neun bevölkerungsreichsten Klimaregionen berücksichtigt. Der Einfluss der demografischen Entwicklung auf die Bevölkerungszahl verschiedener Regionen wurde im Netzentwicklungsplan 2030 [130] untersucht. Da der Effekt je nach Region jedoch nur zwischen -0,3 % und +0,2 % der Bevölkerung variiert, wird dieser Effekt nicht berücksichtigt.

**Tabelle 5-1: TRY-Klimaregionen und Anteil an der Gesamtbevölkerung in Deutschland. Die Nummerierung nicht berücksichtigter Regionen ist in Klammern dargestellt.**

TRY-Region	Beschreibung	Repräsentanz-Station	Anteil Bevölkerung
1	Nordseeküste	Bremerhaven	3,8 %
(2)	Ostseeküste	Rostock-Warn.	1,5 %
3	Nordwestdeutsches Tiefland	Hamburg-Fuhlsb.	9,1 %
4	Nordostdeutsches Tiefland	Potsdam	12,8 %
5	Niederrheinisch-westfälische Bucht und Emsland	Gelsenkirchen	17,5 %
6	Nördliche und westliche Mittelgebirge, Randgebiete	Bad Marienberg	14,8 %
7	Nördliche / westliche Mittelgebirge, zentrale Bereiche	Kassel	5,1 %
(8)	Oberharz und Schwarzwald	Braunlage	0,3 %
9	Thüringer Becken und Sächsisches Hügelland	Chemnitz	3,1%
(10)	Südöstliche Mittelgebirge bis 1000 m	Hof	2,5 %
(11)	Erzgebirge, Böhmer- und Schwarzwald über 1000 m	Fichtelberg	0.2 %
12	Oberrheingraben und unteres Neckartal	Mannheim	10,6 %
13	Schwäbisch-fränkisches Stufenland /Alpenvorland	Mühl Dorf/Inn	16,3 %
(14)	Schwäbische Alb / Baar	Stötten	1,4 %
(15)	Alpenrand und Alpentäler	Garmisch-Partenkirchen	1,1 %

Um das Verhalten von Solarstromspeichern abbilden zu können, werden zusätzliche Zeitreihen der PV-Einspeiseleistung der Repräsentanz-Stationen benötigt. Hierzu wird auf das Regionenmodell der TU Dortmund zurückgegriffen [122], das, basierend auf Wettermodellldaten des DWD, normierte Zeitreihen der PV-Einspeisung errechnet.

### 5.1.2 Zukünftiger Bestand flexibler Anlagen

Die Simulation des Betriebsverhaltens flexibler Anlagen für ein zukünftiges Szenario erfordert zusätzlich, dass die Anzahl der in diesem Szenario zu erwartenden Anlagen konsistent prognostiziert wird. Gleichzeitig müssen absehbare Einflüsse auf das Flexibilitätspotenzial abgebildet werden. Hierzu zählen bspw. Effizienzsteigerungen oder verändertes Verbrauchsverhalten. Die folgenden Abschnitte fassen die zu erwartenden Bestandszahlen und ggf. vorhandene, weitere Einflüsse zusammen.

#### BHKW

Der Netzentwicklungsplan Strom 2025 der deutschen Übertragungsnetzbetreiber [124] geht für das Jahr 2035 von einem Ausbau der KWK-Stromerzeugung bis zu einer installierten Leistung von 44,1 GW aus. Davon entfallen 8,2 GW auf dezentrale BHKW mit einer Leistung von weniger als 10 MW. Unter Annahme einer zukünftig konstanten Verteilung der Anlagenleistungen (vgl. Abschnitt 4.1.4) mit einem Mittelwert von  $P_{el} = 63,3 \text{ kW}$  entspricht dies einem Bestand von ca. 130.000 BHKW mit einer Leistung von  $< 10 \text{ MW}$ . Im Vergleich zu den Bestandszahlen von Mitte 2015 entspricht dies einer Steigerung des Anlagenbestandes um ca. 150 %.

#### Wärmepumpen

Der Bundesverband Wärmepumpen geht in seiner Branchenprognose für das Jahr 2030 [131] von deutlich gesteigerten Absatzzahlen von Wärmepumpen aus. In den dabei aufgestellten Szenarien wird ein Zuwachs des Bestandes an Wärmepumpen zwischen ca. 1,8 Mio. (Szenario „Business as usual“) und 3 Mio. Wärmepumpen (Szenario „ambitioniert“) erwartet. Dabei folgt der Verlauf der Bestandszahlen zwischen 2020 und 2030 einem linearen Trend. Die Fortschreibung dieses Trends resultiert in Bestandszahlen von 2,2 Mio. bzw. 3,9 Mio. Wärmepumpen im Jahr 2035 (Mittelwert 3,05 Mio.). Parallel prognostiziert der Netzentwicklungsplan Strom 2030 [132] für das Jahr 2035 2,9 Mio. Wärmepumpen. Entsprechend wird für diese Untersuchung ein Bestand von 3 Mio. Wärmepumpen im Jahr 2035 angenommen.

Neben den zukünftige Bestands- und Absatzzahlen macht die Branchenprognose weitere Angaben über die erwarteten technischen Fortschritte. So wird eine Steigerung der JAZ zwischen 3,8 % (L/W-Wärmepumpen) und 5,5 % (S/W-Wärmepumpen) erwartet. Durch den verringerten Raumwärmebedarf verringert sich die



durchschnittliche Heizleistung der Anlagen um 6,4 %. Das Verhältnis der einzelnen Wärmepumpentypen am Gesamtabsatz wird als weitestgehend konstant erachtet. Für die Simulation von Wärmepumpen im Jahr 2035 werden diese Effizienzsteigerungen entsprechend berücksichtigt.

### **Elektrospeicherheizungen**

Der Bestand an Elektrospeicherheizungen ist in der Vergangenheit stark durch gesetzliche Rahmenbedingungen beeinflusst worden. So führte bspw. die Energieeinsparverordnung (EnEV) aus dem Jahr 2009 im § 10a zu einer stark sinkenden Anzahl von Elektrospeicherheizungen. Durch die Aufhebung des Paragraphen im Jahr 2014 wurde dieser Trend wiederum unterbrochen. Dennoch ist der Bestand an Elektrospeicherheizungen rückläufig.

In einem Forschungsprojekt zur Prognose des zukünftigen Lastverhaltens aus dem Jahr 2012 (siehe [133], S. 69) wird eine Reduktion des Strombedarfs für Elektrospeicherheizungen von 21,4 TWh in 2010 bis auf 10,2 TWh in 2030 prognostiziert. Eine lineare Fortsetzung dieses Trends führt zu einem Strombedarf von ca. 7,6 TWh in 2035. Unter Annahme eines zukünftig konstanten Heizwärmebedarfs von Objekten mit Elektrospeicherheizung von im Mittel 38,7 MWh pro versorgtem Objekt (vgl. Abschnitt 4.1.1) führt dies zu einer Anzahl von ca. 196.400 versorgten Objekten in 2035.

### **Elektrofahrzeuge**

Die Zahl der Elektrofahrzeuge in Deutschland ist stark von politischen Zielvorstellungen und den damit verbundenen Anreizsystemen für Kunden und Hersteller verbunden. Das offizielle Ziel der deutschen Bundesregierung ist ein Bestand von 1 Mio. zugelassener Elektrofahrzeuge in 2020 und 6 Mio. Fahrzeuge in 2030. Die lineare Fortsetzung dieses Trends führt zu einem zukünftigen Bestand von 8,5 Mio. Elektrofahrzeugen im Jahr 2035. Im Netzentwicklungsplan Strom 2030 (1. Entwurf, Szenario B 2035) [130] wird darüber hinaus ein Bestand von 8,1 Mio. reinen Elektrofahrzeugen prognostiziert. Diese Zahl wird im Folgenden als zukünftiger Bestand an Elektrofahrzeugen im Jahr 2035 genutzt.

### **Flexible Haushaltsgeräte**

Das Statistische Bundesamt [134] weist für die betrachteten Haushaltsgeräte Waschmaschine und (Wäsche-)Trockner einen Durchdringungsgrad von 93,9 % bzw. 39,5 % der deutschen Privathaushalte aus. Dies entspricht bei einer Anzahl von 36,65 Mio. Privathaushalten in Deutschland einer Anzahl von ca. 34,41 Mio. Waschmaschinen und 14,48 Mio. Wäschetrockner in Deutschland. Für das Jahr 2035 wird aktuell nur eine geringe Veränderung der deutschen Bevölkerungszahl von ca. -1,5 % prognostiziert (siehe [135]). Daher wird im Rahmen dieser Untersuchung von einer konstanten Anzahl der betrachteten Gerätetypen ausgegangen. Nicht berücksichtigt werden nicht-private Haushalte und Betriebe.

### **Solarstromspeicher**

Durch sinkende Speicherkosten, eine steigende Preisdifferenz zwischen Strombezugskosten und PV-Einspeisevergütung sowie finanzielle Anreize durch staatliche Förderung verzeichnen Solarstromspeicher in den letzten Jahren stark steigende Absatzzahlen. Prognosen bzgl. des zukünftigen Bestandes an Solarstromspeichern richten sich primär nach dem in den letzten Jahren stark gestiegenen Anteil von Solaranlagen mit Solarstromspeichern gegenüber dem Gesamtbestand von Solaranlagen. Durch eine tendenziell steigende Wirtschaftlichkeit dieser Systeme kann sich diese Quote jedoch zukünftig deutlich erhöhen.

In der Studie „Stromspeicher in der Energiewende“ der Agora Energiewende [55] wird, mit Hinweis auf eine schwierige Prognostizierbarkeit, für das Jahr 2034 eine installierte Leistung von privaten Solarstromspeichern zwischen 4,2 GW und 15 GW vorhergesagt. Der Mittelwert (9,6 GW) entspricht bei Anwendung einer üblichen Dimensionierung (vgl. Abschnitt 4.2.3) einem Gesamtbestand von 5,5 Mio. Solarstromspeichern. Der aktuellen Entwicklung folgend wird davon ausgegangen, dass sämtliche im Jahr 2035 installierten Speicher auf Lithium-Technologie basieren.

### **Lastmanagementfähigkeit**

Eine zusätzliche Einflussgröße auf das nutzbare Flexibilitätspotenzial in Deutschland stellt die Quote der Lastmanagementfähigkeit dar. Diese bezeichnet den Anteil an Anlagen, die durch die Installation adäquater Regelungs- und Kommunikationstechnik technisch dazu in der Lage ist, externe Flexibilitätssignale zu erhalten und das eigene Betriebsverhalten entsprechend zu modifizieren. Im Netzentwicklungsplan 2030 (1. Entwurf) [130] werden mögliche Entwicklungspfade der Lastmanagementfähigkeit für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen angegeben. Diese betragen für das Jahr 2035 je nach Szenario zwischen ca. 5 % und 60 % der Elektrofahrzeuge sowie zwischen ca. 45 % und 95 % bei Wärmepumpen. Die hier aufgeführten Zahlen werden jedoch weder begründet noch werden Aussagen für die übrigen Flexibilitätsoptionen getroffen.

In der Praxis wird sich die zukünftige Quote an lastmanagementfähigen Flexibilitätsoptionen weniger aus der technischen Machbarkeit (diese ist bereits heute gegeben, vgl. Kapitel 4.2.2) sondern aus den ökonomischen Rahmenbedingungen ergeben. Die Einbindung von Flexibilitätsoptionen in ein Lastmanagementsystem wird vielmehr von der zukünftigen Preissituation der Strommärkte sowie dem rechtlichen und regulatorischen Rahmen beeinflusst. Die Bewertung der individuellen Investitions- und Ertragsmechanik der einzelnen Flexibilitätsoptionen steht jedoch nicht im Fokus dieser Untersuchung. Vielmehr soll das technische mögliche Flexibilitätspotenzial ermittelt werden. Aus diesem Grund wird im Folgenden von einer vollständigen Lastmanagementfähigkeit aller Flexibilitätsoptionen ausgegangen. Tabelle 5-2 fasst die verwendeten Bestandsdaten der Flexibilitätsoptionen zusammen.

**Tabelle 5-2: Bestand und installierte Leistung der untersuchten Flexibilitätsoptionen für das Jahr 2035.**

	BHKW	WP	ESH	EV	HH	PV-BS
Anzahl	130.000	3 Mio.	196.400	8,1 Mio.	48,9 Mio.	5,5 Mio.
installierte Leistung	8,2 GW	13,8 GW	5,5 GW	89,1 GW	97,8 GW	9,6 GW
Lastmanagement-fähigkeit	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %	100 %

Die Aufstellung verdeutlicht, dass insbesondere Elektrofahrzeuge und Haushaltslasten über eine erhebliche installierte Leistung verfügen. Da diese Flexibilitätsoptionen jedoch stark vom Benutzerverhalten abhängen und nur über eine sehr geringe Volllaststundenzahl verfügen, ist die tatsächliche auftretende Leistung des Gesamtbestandes deutlich geringer. Eine detaillierte Zusammenfassung der in diesem Kapitel verwendeten Parameter der einzelnen Flexibilitätsoptionen ist zudem in Anhang C aufgeführt.

## 5.2 Das stochastische Simulationsverfahren

Durch den stochastischen Charakter der in Kapitel 4 ermittelten Eingangsdaten kommt es im Lastgang der betrachteten Anlagen bereits bei einer geringen Anzahl von Simulationen zu deutlichen Vermischungseffekten, die sich auch bei steigender Anzahl simulierter Anlagen nicht wesentlich verändern. Auf diese Weise kann eine begrenzte Anzahl von Anlagensimulationen genutzt werden, um das Simulationsergebnis auf den gesamten Bestand des jeweiligen Anlagentyps zu skalieren. Hierbei muss jedoch darauf geachtet werden, dass die Vermischungseffekte des stochastischen Simulationsansatzes ausreichend evident werden. Erst ab einer bestimmten Mindestanzahl von Simulationen kann so ein Gesamtergebnis ermittelt werden, das das Verhalten aller im Szenario vorhandenen Anlagen ausreichend genau repräsentiert. Hieraus ergibt sich die Fragestellung, welche Anzahl von Anlagen mindestens simuliert werden müssen, um die Gesamtheit des jeweiligen Anlagenbestandes ausreichend genau abzubilden. Zur Ermittlung dieser Anzahl wird das folgende Verfahren angewendet:

Durch die Simulation des Betriebsverhaltens einer Anlage  $n$  wird das elektrische Last- bzw. Einspeiseverhalten  $P_n$  bestimmt. Gleichzeitig ist die installierte el. Leistung  $P_n^{max}$  dieser Anlage bekannt. Zunächst wird die kumulierte und normierte Leistungszeitreihe der bisherigen Simulationsdurchgänge mit Berücksichtigung der zuletzt simulierten Anlage  $P_n^{kum}$  und ohne deren Berücksichtigung  $P_{n-1}^{kum}$  bestimmt:

$$P_n^{kum}(t) = \frac{1}{\sum_{k=1}^n P_k^{max}} \sum_{k=1}^n P_k(t) \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (5-1)$$

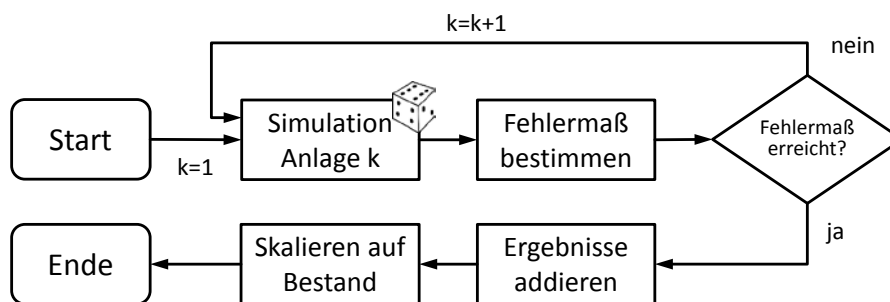
$$P_{n-1}^{kum}(t) = \frac{1}{\sum_{k=1}^{n-1} P_k^{max}} \sum_{k=1}^{n-1} P_k(t) \quad \forall t \in \mathcal{T}. \quad (5-2)$$

Anschließend wird die Abweichung zwischen  $P_n^{kum}$  und  $P_{n-1}^{kum}$  bestimmt. Hierdurch kann der Einfluss der Einzelanlage auf das bisher simulierte Gesamtprofil ermittelt werden. Als Maß für die Abweichung dieser Zeitreihen wird der *normalized root mean square error* (nRMSE) genutzt:

$$nRMSE(n) = \frac{1}{\bar{P}_n^{kum}} \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^{t_{max}} (P_n^{kum}(t) - P_{n-1}^{kum}(t))^2}{t_{max}}}. \quad (5-3)$$

Es werden nun sukzessive weitere Anlagen simuliert. Die Simulation wird abgebrochen, wenn das durchschnittliche Fehlermaß der letzten  $N_a$  simulierten Anlagen einen vorher festgelegten Wert unterschreitet. Die Anzahl der bis zum Erreichen dieses Fehlermaßes durchgeführten Anlagensimulationen wird als Anzahl der für diesen Anlagentyp benötigten Iterationen  $N$  gewertet. Durch den stochastischen Charakter der Eingangsdaten kann der Lastgang einer Anlage zufällig dem bisherigen Lastgang sehr ähnlich sein und somit ein geringes Fehlermaß aufweisen. Damit dies nicht zum Abbruch der Simulation führt, hat sich der Mittelwert des Fehlermaßes aus den  $N_a = 25$  zuletzt simulierten Anlagen als praktikabel erwiesen.

Nach erfolgreichem Unterschreiten des gewählten Fehlermaßes kann das Ergebnis der  $N$  simulierten Anlagen auf den gesamten Anlagenbestand skaliert werden. Abbildung 5-4 fasst dieses Vorgehen zusammen:



**Abbildung 5-4: Vorgehen zur stochastischen Simulation des Anlagenverhaltens im ungesteuerten Betriebsfall.**

Dieses Vorgehen ist jedoch nur dann möglich, wenn das Betriebsverhalten einer Anlage keinen Einfluss auf folgende Simulationsdurchläufe nimmt. Entsprechend wird dieses Vorgehen lediglich zur Ermittlung der benötigten Stichprobe  $N$  genutzt. Die Festlegung des akzeptierten Fehlermaßes ist stets eine Abwägung zwischen der benötigten Rechenzeit und der Güte des ermittelten Ergebnisses. Da sowohl das Betriebsverhalten der Anlagen als auch die zugrundeliegenden stochastischen Parameter der Simulation voneinander abweichen können, ist je

nach Anlagentyp und Betriebsfall eine abweichende Anzahl von Modelldurchläufen notwendig. Für die betrachteten Anwendungsfälle erweist sich ein Fehlermaß von 0,5 % als Kompromiss zwischen Genauigkeit der Ergebnisse und der benötigten Rechenzeit.

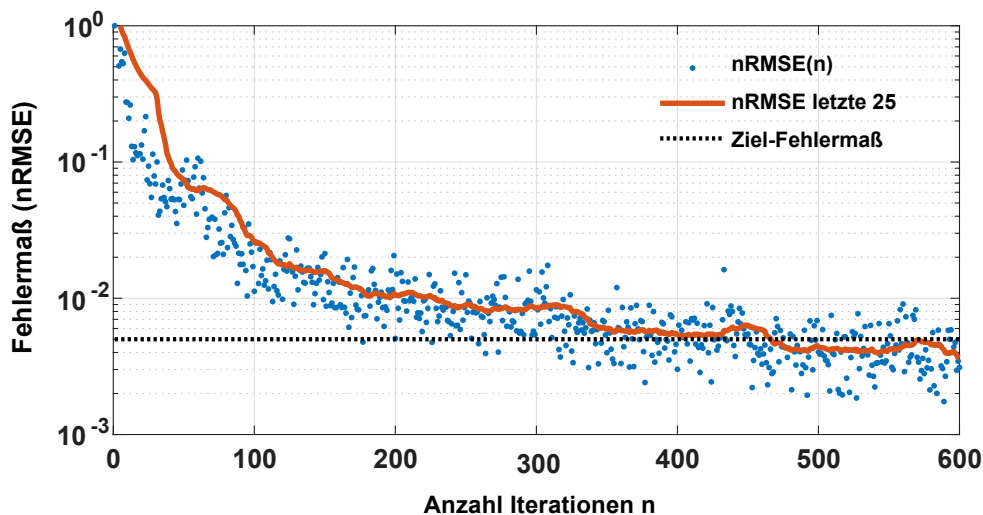
Da im ungesteuerten Betriebsfall die benötigte Rechenzeit gegenüber einem optimierten Betrieb jedoch bedeutend geringer ist, wird in diesem Fall eine einheitliche Anzahl von 10.000 Iterationen gewählt. Für den ungesteuerten Betriebsfall stellen flexible Haushaltslasten, deren Betriebsverhalten analytisch bestimmt wird, und PV-Batteriespeicher, bei denen der ungesteuerte Betrieb dem Stillstand entspricht, einen Sonderfall dar. Für diese Anlagentypen sind keine stochastischen Berechnungen notwendig und das Fehlermaß ist demnach definitionsgemäß 0 %.

### **5.3 Bestimmung des ungesteuerten Betriebsverhaltens**

Die Flexibilisierung der betrachteten Anlagen erbringt nur dann einen Nutzen für das Energiesystem, wenn deren Betriebsverhalten an die jeweiligen Erfordernisse des Systems angepasst werden können. Dabei ist es möglich, dass auch schon der ungesteuerte Betriebsfall eine zufällige oder systemimmanente Überdeckung mit diesen Erfordernissen aufweist. Der Nutzen einer Flexibilisierungsmaßnahme kann somit nur im direkten Vergleich zwischen dem optimierten Betriebsfall der jeweiligen Anwendung und dem ungesteuerten Betriebsverhalten bewertet werden. Aus diesem Grund wird daher zunächst der ungesteuerte Betriebsfall analysiert.

#### **5.3.1 Ungesteuertes Betriebsverhalten von Flexibilitätsoptionen**

Unter Anwendung des in Abschnitt 5.2 vorgestellten Simulationsansatzes kann nun zunächst das ungesteuerte Betriebsverhalten der Flexibilitätsoptionen auf Basis einer repräsentativen Stichprobe ermittelt werden. Abbildung 5-5 zeigt exemplarisch den Verlauf des Fehlermaßes bei der Simulation des ungesteuerten Betriebs von Wärmepumpen. Hieraus ergibt sich, dass ca. 460 Simulationsdurchläufe notwendig sind, damit der Gesamtlastgang dem o. g. Fehlermaß genügt.



**Abbildung 5-5: Verlauf des Fehlermaßes bei der stochastischen Simulation von Wärmepumpen in logarithmischer Darstellung.**

Eine Übersicht der minimal benötigten Simulationen aller Anlagentypen ist in Tabelle 5-3 dargelegt. Es wird deutlich, dass die Anzahl der benötigten Simulationsdurchläufe zwischen den betrachteten Anlagentypen deutlich voneinander abweichen. Da das ungesteuerte Betriebsverhalten von Haushaltslasten analytisch bestimmt werden kann (vgl. Abschnitt 4.3.5) und der ungesteuerte Betriebsfall bei Solarstromspeichern mit dem reinen Standby-Modus der Anlage gleichzusetzen ist (vgl. Abschnitt 4.3.6), ist für diese Anlagen in diesem Fall keine stochastische Simulation erforderlich.

**Tabelle 5-3: Anzahl der minimal benötigten und tatsächlich durchgeführten Simulationsdurchläufe für den ungesteuerten Betriebsfall.**

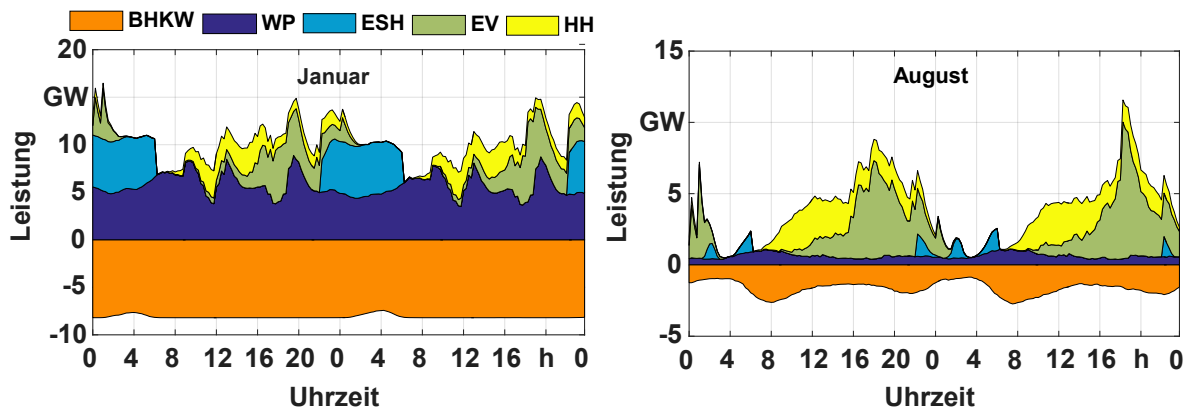
		<b>BHKW</b>	<b>WP</b>	<b>ESH</b>	<b>EV</b>	<b>HH</b>	<b>PV-BS</b>
ungesteuert	min. Anzahl Iterationen	710	460	280	760	-	-
	berechnete Iterationen	10.000	10.000	10.000	10.000	-	-
	erreichtes Fehlermaß	0,04 %	0,02 %	0,01 %	0,04 %	0 %*	0 %**

\*) analytisch bestimmt \*\*) kein Anlagenbetrieb

Da die Rechenzeit der Simulation im ungesteuerten Betriebsfall keine wesentliche Restriktion darstellt, wird das angestrebte Fehlermaß bei allen Anlagentypen deutlich untertroffen.

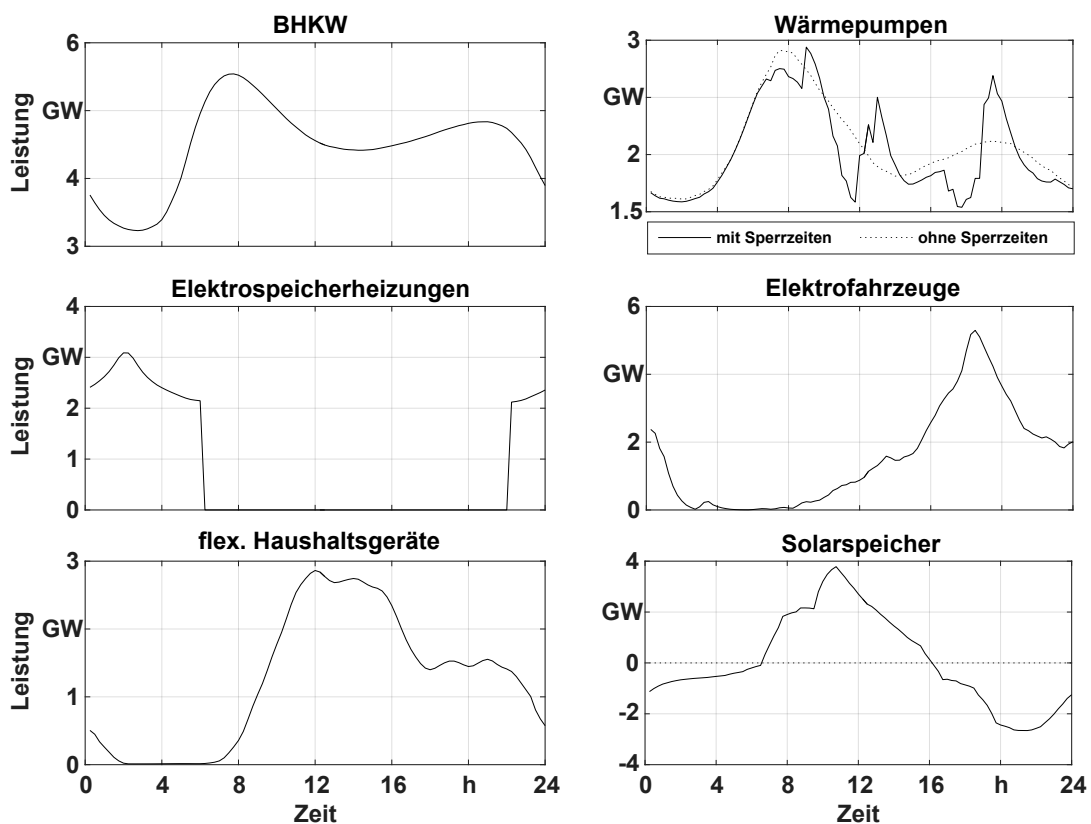
Abbildung 5-7 zeigt das somit ermittelte, ungesteuerte Betriebsverhalten der betrachteten Anlagen für je zwei Tage im Winter und im Sommer, getrennt nach Last und Einspeisung. Es wird deutlich, dass das Anlagenverhalten sowohl im Tagesverlauf als auch zwischen den Jahreszeiten deutlich variiert.

### 5.3 Bestimmung des ungesteuerten Betriebsverhaltens



**Abbildung 5-6:** Ungesteuertes Betriebsverhalten der betrachteten Anlagen im Januar (links) und August (rechts) des Szenariojahres.

Im Durchschnitt des betrachteten Szenariojahres ergeben hieraus die in Abbildung 5-7 dargestellten durchschnittlichen Tagesprofile. Für Wärmepumpen ist zudem das Betriebsverhalten unter Vernachlässigung der heute geltenden Sperrzeitregelung dargelegt. Dieser Vergleich zeigt, dass diese Regelung speziell im Abendbereich zu hohen Lastspitzen führt. Für Solarstromspeicher ist der eigenverbrauchsorientierte Betrieb dargestellt. Da für diesen Anlagentyp der flexible Betrieb zeitlich vom eigenbedarfsoptimierten Betrieb getrennt ist, ist der dargestellte Lastgang keine Alternative zur flexiblen Betriebsweise sondern ergänzt diese. Mit Ausnahme von BHKW stellen positive Werte einen Strombezug dar.



**Abbildung 5-7:** Ungesteuerter Lastgang der Flexibilitätsoptionen im Jahresdurchschnitt. Für Wärmepumpen ist zusätzlich der resultierende Lastgang bei Wegfall der Sperrzeiten eingezeichnet (gepunktete Linie).

### 5.3.2 Einfluss auf die Residuallast

Das in Abschnitt 5.1 vorgestellte Szenario definiert zunächst nur die im Energiesystem installierten Leistungen verschiedener Lasten und Stromerzeuger. Da die Simulation von Flexibilitätsoptionen jedoch auf Basis von Zeitreihen erfolgt, müssen diese zunächst in eine Jahreszeitreihe der Residuallast überführt werden. Dies umfasst eine detaillierte Simulation des regional aufgelösten Last- und Einspeiseverhaltens in Deutschland. Da das deutsche Energiesystem zudem Teil des Europäischen Verbundnetzes *UCTE* ist, besteht zudem eine starke Wechselwirkung mit den Nachbarländern. Diese beeinflusst zwar nicht die Residuallast, jedoch stellt der europäische Energieausgleich eine technisch und volkswirtschaftlich zu bevorzugende Alternative zum innerdeutschen Energieausgleich dar (vgl. Abschnitt 2.3.1). Dementsprechend müssen auch der Elektrizitätsaustausch im Europäischen Verbundnetz und die damit verbundenen begrenzten Netzkapazitäten, berücksichtigt werden.

Diese komplexen Wechselwirkungen zwischen Lasten, dezentraler Einspeisung, konventionellen Kraftwerken und Stromnetzen können mit sog. *Markt-Netz-Modellen* abgebildet werden. Beispiele für diese Art von Modellen sind das *Wilmar Joint Market Model (JMM)* [136] oder das *IAEW Markt-Netz-Modell* [137]. Im Rahmen dieser Untersuchung wird das Modell *MILES* (siehe [126]) verwendet. Dieses bildet in der genutzten Konfiguration das Europäische Verbundnetz zzgl. der im Netzentwicklungsplan 2025 [124] vorgesehenen Ausbaumaßnahmen des Szenarios B 2025 ab. Zusätzlich werden Last- und Einspeisezeitreihen in stündlicher und regionaler Auflösung simuliert. Dadurch stehen europaweite Zeitreihen der EE-Einspeisung sowie der Netzlast zur Verfügung. Somit kann auch die deutschlandweite Residuallast unter Berücksichtigung der Im- und Exporte mit dem europäischen Umland (vgl. [126], S. 3) abgebildet werden.

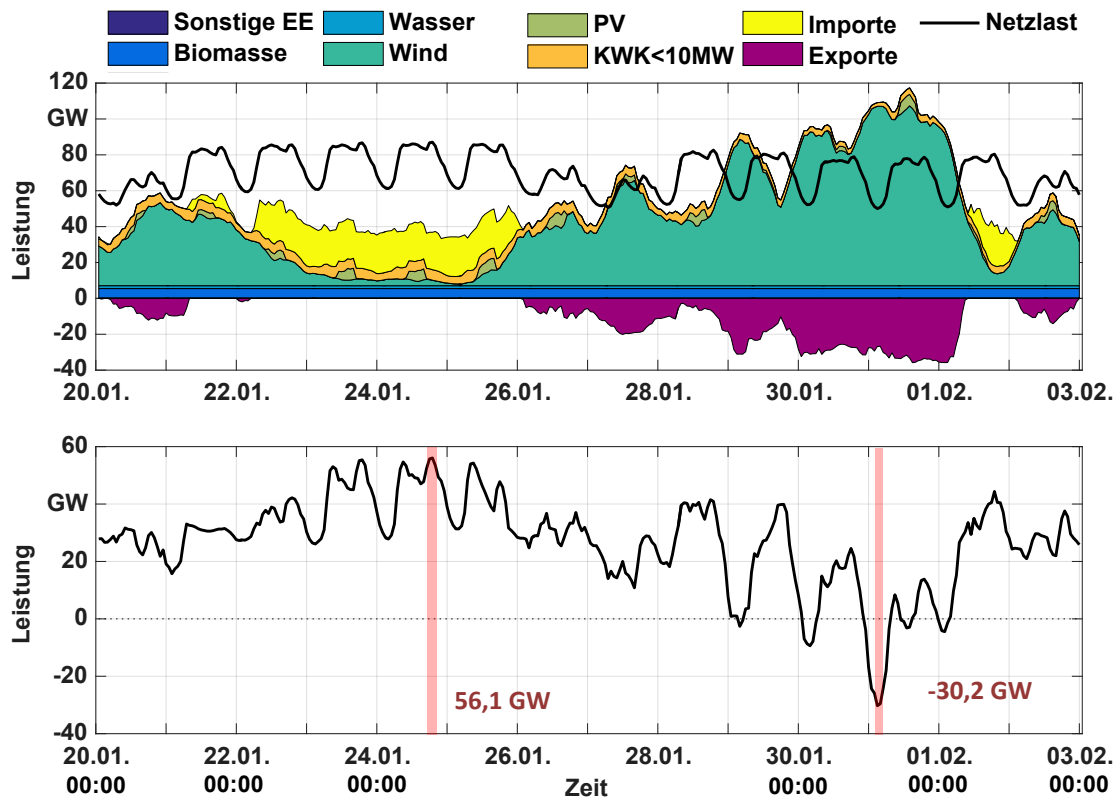
Abbildung 5-8 (oben) zeigt die für das Jahr 2035 berechnete EE-Erzeugung, die prognostizierte Netzlast sowie die Im- und Exporte mit dem europäischen Umland. Der Einfluss von Pumpspeicherwerken (PSW), die in Konkurrenz zu anderen Flexibilitätsoptionen stehen, wird dabei nicht berücksichtigt. Hieraus ergibt sich die Residuallast (unten), die durch den Einsatz konventioneller Kraftwerke gedeckt und/oder durch den Einsatz von Speichern und anderen Flexibilitätserbringern ausgeglichen werden muss. Abbildung 5-8 zeigt zwei Wochen in Januar und Februar des Szenariojahres, die sowohl den Zeitpunkt der maximalen (24.01. 19:00 Uhr, 56,1 GW) als auch der minimalen Residuallast (31.01. 03:00 Uhr, - 30,2 GW) des Szenariojahres aufweisen:

Die Abbildung verdeutlicht, dass die Residuallast zukünftig starken Schwankungen unterliegt. Während die maximale Residuallast den Bedarf an gesicherter Leistung aus Flexibilitätsoptionen (inkl. konventioneller Kraftwerke) vorgibt,



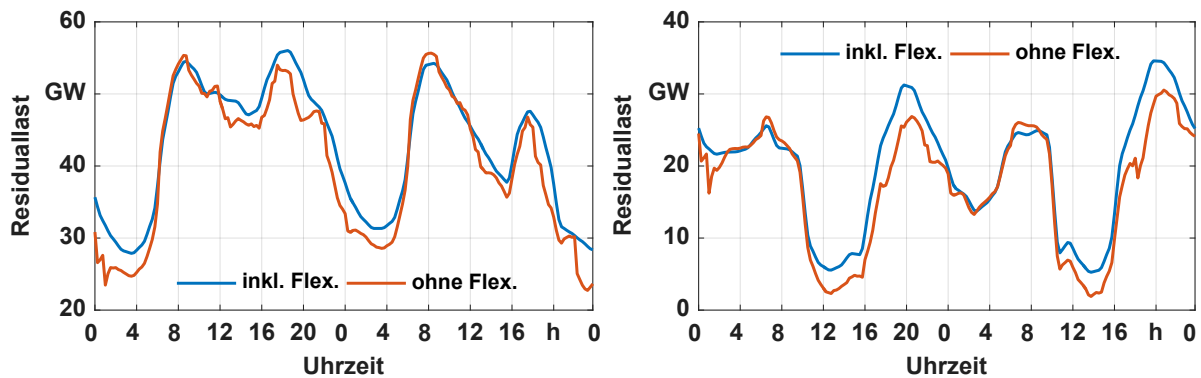
### 5.3 Bestimmung des ungesteuerten Betriebsverhaltens

zeigt eine negative Residuallast eine zeitliche begrenzte Überproduktion von Strom an. Durch Stromspeicher sowie zeitliche Verlagerung von Last und Einspeisung kann diese Überproduktion eingespeichert werden und somit der Einsatz fossiler Kraftwerke vermieden werden. Ein flexibler Betrieb der betrachteten Anlagen im Sinne dieses Anwendungsfalls kann somit zu einer Verringerung der benötigten Kraftwerksleistung sowie zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Kraftwerksparks führen.



**Abbildung 5-8:** Netzlast und Erzeugung Erneuerbarer Energie (oben) sowie resultierende Residuallast (unten) in zwei Wochen des Szenariojahres.

Da die in *MILES* genutzte Lastzeitreihe jedoch implizit auch das ungesteuerte Lastverhalten der hier betrachteten Flexibilitätsoptionen berücksichtigt, muss deren Einfluss vor Beginn der Simulation subtrahiert werden. Hierzu wird die Zeitreihe der Residuallast um das in Kapitel 5.3 simulierte ungesteuerte Betriebsverhalten (vgl. Abbildung 5-6) modifiziert. Abbildung 5-9 zeigt beispielhaft die deutschlandweite Residuallast an zwei Tagen des Szenariojahres inkl. des Last- und Einspeiseverhaltens der flexiblen Anlagen (blau) sowie nach Modifikation durch das ungesteuerte Anlagenverhalten (rot). Letzteres stellt in diesem Anwendungsfall die zu glättende Residuallast dar.



**Abbildung 5-9:** Verlauf der Residuallast in je zwei beispielhaften Tagen des Szenariojahres mit und ohne Berücksichtigung des ungesteuerten Betriebsverhaltens der untersuchten Flexibilitätsoptionen.

### 5.4 Beitrag zum Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung

Der voranschreitende Zubau erneuerbarer Energieerzeugung führt in Zukunft zu einem zunehmend fluktuierendem Stromangebot. Anders als im bisherigen, von konventioneller Erzeugung geprägtem Stromsystem richtet sich dieses Angebot nicht nach der Nachfragesituation. Die Differenz zwischen dem fluktuierenden Stromangebot und dem Strombedarf wird als Residuallast bezeichnet, die durch konventionelle, nicht erneuerbare Stromerzeuger oder andere Flexibilitätsoptionen gedeckt werden muss. Aus dem Spitzenwert der Residuallast ergibt sich der für das betrachtete Energiesystem benötigte Kraftwerkskapazität. Diese ist kostenintensiv und weist bei volatiler Residuallast nur einen geringen Nutzungsgrad auf. Eine Alternative bietet deshalb die Stromspeicherung bzw. -verlagerung, durch die Lastspitzen reduziert und im Gegenzug Lasttäler aufgefüllt werden können.

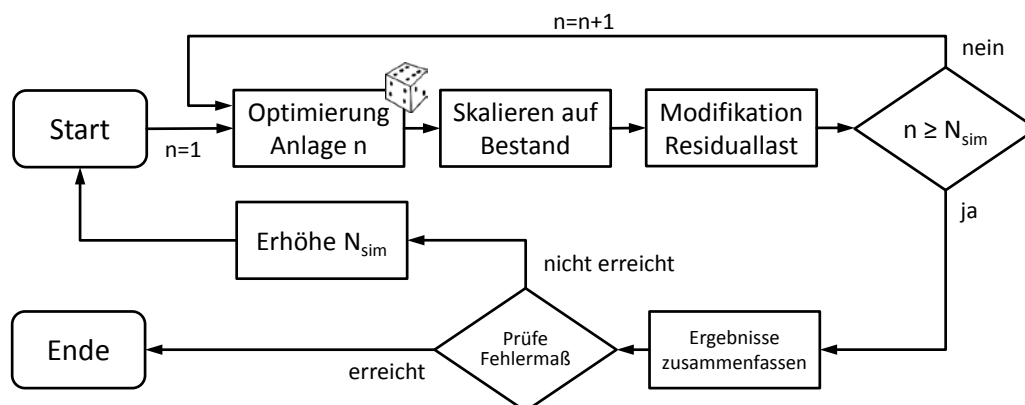
In diesem Anwendungsfall wird demnach die Nutzung des Flexibilitätspotenzials der betrachteten Anlagentypen zum Ausgleich der fluktuierenden Einspeisung Erneuerbarer Energien in Deutschland betrachtet.

#### 5.4.1 Vorgehen zur Betriebsoptimierung

Damit die statistischen Durchmischungseffekte der betrachteten Flexibilitätsoptionen ausreichend genau abgebildet werden können, sind, je nach Anlagentyp, mehrere hundert Simulationen notwendig (vgl. Kapitel 5.3). Über alle Anlagentypen hinweg ergibt sich somit eine Anzahl mehrerer Tsd. Anlagensimulationen. Die Rechenzeit zur Lösung des in Kapitel 3 beschriebenen Optimierungsproblems steigt jedoch überproportional mit der Anzahl der zu simulierenden Anlagen und ist in dieser Größenordnung nicht mehr geschlossen lösbar. Aus diesem Grund kann die in Kapitel 3 vorgestellte Zielfunktion, die eine geschlossene Lösung des Optimierungsproblems voraussetzt, in diesem Anwendungsfall nicht direkt angewendet werden.

Um diesem Problem zu entgegnen, erfolgt die Abbildung der deutschlandweiten Residuallast als virtuelles Preissignal. Hierzu wird die zu glättende Residuallast normiert und als Eingangsparameter einer marktpreisorientierten Zielfunktion (vgl. Kapitel 3.1.1) genutzt. Dies entspricht der Annahme, dass eine zusätzliche Stromerzeugung durch Flexibilitätsoptionen bei negativer Residuallast nicht sinnvoll ist und dass die Stromerzeugung bei hoher Residuallast stets vorteilhaft gegenüber einer Erzeugung bei geringer Residuallast ist. Für den Stromverbrauch ergeben sich höhere Anreize zu Zeiten geringer und geringe Anreize zu Zeiten hoher Residuallast. Im Gegenzug können in der Betriebsoptimierung jedoch keine Preiskomponenten berücksichtigt werden, die eine reale Entsprechung besitzen. Dies ist insofern vorteilhaft, als dass die Analyse somit frei von Einflüssen der Marktbedingungen bleibt, die das technische Flexibilitätspotenzial reduzieren (vgl. Abschnitt 2.1.4). Im Gegenzug können jedoch keine Aussagen über die Wirtschaftlichkeit des Flexibilitätsesinsatzes getroffen werden.

Da eine geschlossene Lösung der Betriebsoptimierung in diesem Anwendungsfall nicht realisierbar ist, wird ein iterativer Lösungsansatz gewählt. Hierzu wird zunächst für jeden Anlagentyp eine Zahl von simulierten Anlagen  $N_{sim}$  gewählt, von der ausgegangen wird, dass diese dem in Kapitel 5.2 eingeführten Fehlermaß genügt. Diese Anlagen repräsentieren in der weiteren Analyse den gesamten Anlagenbestand  $N_{ges}$ . Nach der Simulation einer Anlage  $n$  wird die Residuallast um das Betriebsverhalten dieser Anlage, multipliziert mit dem Faktor  $N_{ges}/N_{sim}$ , modifiziert. Anschließend wird die modifizierte Residuallast normiert und für die darauffolgende Simulation als Eingangsparameter genutzt. Ist nach Abschluss der  $N_{sim}$  Iterationen das gesetzte Fehlermaß nicht erreicht, muss die gesamte Simulation mit einem erhöhten  $N_{sim}$  wiederholt werden. Dieses Vorgehen ist in Abbildung 5-10 schematisch dargestellt.



**Abbildung 5-10: Vorgehen zur iterativen Betriebsoptimierung von Flexibilitätsoptionen hinsichtlich der Glättung der Residuallast.**

Da die beschriebene Herangehensweise für jede der betrachteten Anlagentypen iterativ durchgeführt wird, muss eine Einsatzreihenfolge der Anlagentypen festgelegt werden. Die Nutzung der betrachteten Anlagentypen als Flexibilitätsoptionen setzt u. a. die Einrichtung einer Kommunikationsinfrastruktur voraus. Die

hierfür anfallenden Investitionen und Betriebskosten sind weitestgehend unabhängig von der jeweiligen Anlagenleistung und dem damit verbundenen Flexibilitätspotenzial. Daraus ergibt sich, dass Anlagen mit kleiner elektrischer Leistung für einen wirtschaftlichen Betrieb auf höhere Marktanreize angewiesen sind als Anlagen mit vergleichsweise hoher Leistung. Dementsprechend wird eine Einsatzreihenfolge von kleinen hin zu großen Anlagenleistungen gewählt. Tabelle 5-4 zeigt dazu die durchschnittlichen Anlagenleistungen der betrachteten Anlagentypen sowie die sich daraus ergebende Einsatzreihenfolge.

**Tabelle 5-4: Durchschnittliche installierte Anlagenleistung und daraus abgeleitete Einsatzreihenfolge.**

<b>Einsatzreihenfolge</b>	<b>Anlagentyp</b>	<b>Ø inst. Leistung</b>
1	PV-BS	1,8 kW
2	HH	2,0 kW
3	WP	4,6 kW
4	EV	11,1 kW
5	ESH	27,8 kW
6	BHKW	63,3 kW

Wichtig bei dieser Aufstellung ist zudem, dass BHKW am Ende der Einsatzreihenfolge stehen. Somit kann der zusätzliche Strombezug der übrigen Anlagen bei geringer Residuallast ausgeglichen werden und führt nicht zu einem Verzicht auf die Stromerzeugung (und der Deckung des thermischen Bedarfs durch den Spitzenlastkessel) trotz positiver Residuallast.

Dieses iterative Vorgehen entspricht zwar nicht den Flexibilitätsanreizen, die aus einer tatsächlichen Marktteilnahme der einzelnen Flexibilitätsoptionen hervorgehen würde, ist aber notwendiges Mittel zur Lösung des sonst nicht geschlossen lösbaren Optimierungsproblems

### 5.4.2 Simulationsergebnisse

Die Auswertung der erforderlichen Anlagensimulationen (vgl. Tabelle 5-5) verdeutlicht, dass zur Erreichung des definierten Fehlermaßes je nach Anlagentyp eine unterschiedliche Anzahl von Iterationen erforderlich ist. Insbesondere Anlagentypen, deren Betriebsverhalten stark vom individuellen Nutzerverhalten abhängt bzw. die nicht dauerhaft genutzt werden (flexible Haushaltslasten und Elektrofahrzeuge), benötigen eine deutlich höhere Anzahl von Iterationen. Insgesamt wird zur Berechnung des residuallastorientierten Anlagenverhaltens auf einem handelsüblichen Desktop-PC eine Rechenzeit von ca. 1,5 Tagen benötigt.

**Tabelle 5-5: Anzahl der minimal benötigten und tatsächlich durchgeführten Simulationsdurchläufe für den Anwendungsfall Residuallastglättung.**

		<b>PV-BS</b>	<b>HH</b>	<b>WP</b>	<b>EV</b>	<b>ESH</b>	<b>BHKW</b>
<b>optimiert</b>	min. Anzahl Iterationen	410	1440	390	1380	400	480
	berechnete Iterationen	600	1500	500	1400	500	800
	erreichtes Fehlermaß	0,43 %	0,48 %	0,38 %	0,49 %	0,34 %	0,30 %
	Rechenzeit	2:35 h	5:00 h	9:00 h	6:30 h	4:00 h	7:15 h

### Übersicht

Das Ergebnis der Simulation zeigt, dass durch die Betriebsoptimierung der betrachteten Flexibilitätsoptionen ein deutlicher Einfluss auf die gesamtdeutsche Residuallast genommen werden kann. Die erreichte virtuelle Speicherleistung liegt hierbei im Bereich der doppelten Leistung (Einspeichern) bzw. derselben Leistung (Ausspeichern) der im Szenario angegebenen Leistung von Pumpspeicherwerken (12,7 GW). Insgesamt wird eine Energiemenge von ca. 17,4 TWh zeitlich verschoben. Hierbei treten bei einigen Anlagentypen zusätzliche Umwandlungsverluste i. H. v. ca. 76 GWh auf. Dies entspricht einem virtuellen Speicherwirkungsgrad von 99,6 %. Tabelle 5-6 zeigt hierzu die wesentlichen Kennzahlen des Betriebsverhaltens des virtuellen Speichers. Da einzelne Komponenten des virtuellen Speichers auch gegenläufige Betriebszustände einnehmen können, entsprechen die Gesamtleistungen der Flexibilitätsoptionen hierbei nicht der maximalen Leistungen der einzelnen Komponenten.

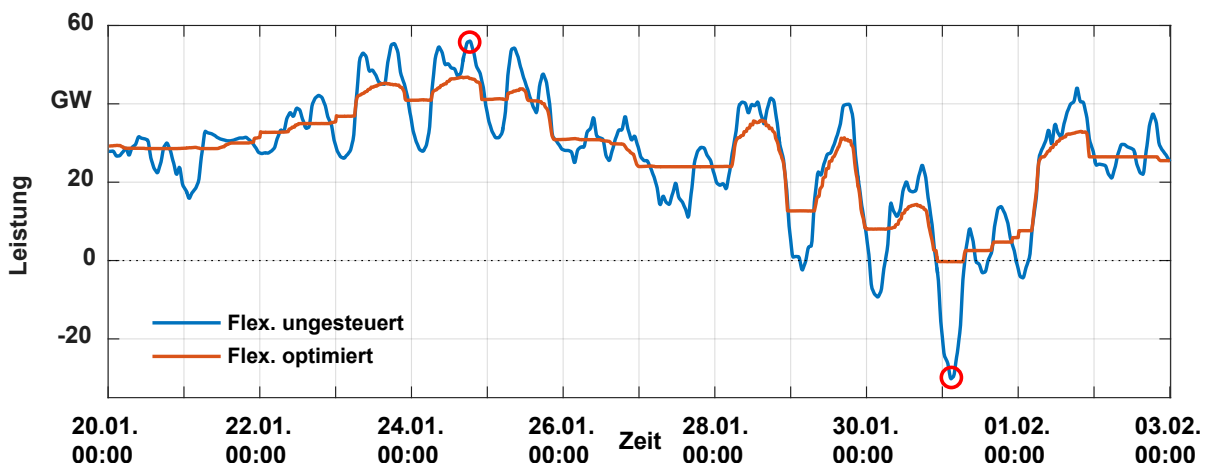
In den folgenden Abschnitten wird zunächst der Einfluss des Speichereinsatzes auf die Residuallast dargestellt. Anschließend wird auf das Speicherpotenzial der betrachteten Speicherkomponenten im Einzelnen eingegangen.

**Tabelle 5-6: Kennzahlen des Betriebsverhaltens des virtuellen Speichers nach Anlagentypen.**

	PV-BS	HH	WP	EV	ESH	BHKW	Gesamt
max. Leistung Einspeichern	9,2 GW	9,4 GW	5,4 GW	11,5 GW	5,7 GW	7,7 GW	29,1 GW
max. Leistung Ausspeichern	9,2 GW	3,4 GW	5,4 GW	10,1 GW	5,6 GW	7,2 GW	13,0 GW
Speicher-durchsatz	5,0 TWh	4,9 TWh	4,1 TWh	8,7 TWh	4,4 TWh	5,4 TWh	17,4 TWh
Speicher-verluste	398 GWh	-	-322 GWh	-	-	0 GWh	76 GWh
Speicher-effizienz	92,0 %	100 %	108 %	100 %	100 %	100 %	99,6 %
Verzicht auf Stromprod.	-	-	-	-	-	0,36 %	150 GWh
Taktzahl	-	-	+ 232 %	-	-	+ 98 %	-

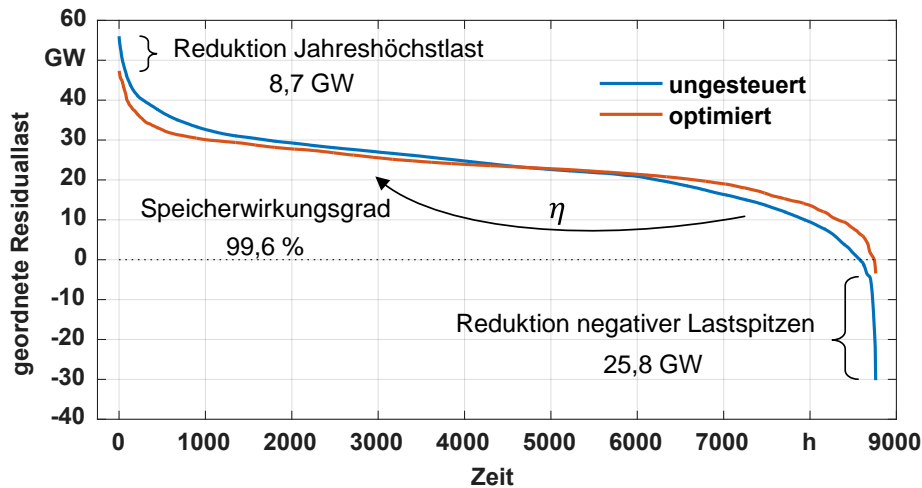
### Einfluss auf die Residuallast

Neben einer allgemein gleichmäßigeren Kraftwerksauslastung führt die Glättung der Residuallast zu einer deutlichen Reduktion der benötigten Kraftwerkskapazitäten sowie zu einer Minderung der abzuregelnden EE-Mengen und damit einhergehend zur Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen. Der Verlauf der Residuallast während der zwei Wochen mit der im ungesteuerten Betriebsfall höchsten und niedrigsten Residuallast ist in Abbildung 5-11 dargestellt. Es wird deutlich, dass insbesondere die negative Residuallastspitze fast vollständig vermieden werden kann. Situationen mit weiterhin bestehender negativer Residuallast verlagern sich hingegen in den Sommer.



**Abbildung 5-11: Residuallastverlauf für den ungesteuerten und optimierten Betriebsfall dezentraler Flexibilitätsoptionen während der vormals maximalen und minimalen Residuallast (rote Kreise).**

Auch die positive Residuallastspitze wird deutlich reduziert und verlagert sich zeitlich. Abseits des dargestellten Zeitraumes wird eine nahezu vollständige Glättung der Residuallast durchgeführt. So ist im Oktober des simulierten Jahres über 12 Tage eine Schwankungsbreite der Residuallast von lediglich 8 GW zu beobachten.



**Abbildung 5-12:** Jahresdauerlinie der Residuallast bei ungesteuertem (blau) sowie residuallast-minimiertem Betriebsverhalten der betrachteten Flexibilitätsoptionen (rot).

Einen Überblick über die Jahresdauerlinie der Residuallast zeigt Abbildung 5-12. Die Abbildung verdeutlicht, dass die maximale Residuallast um 8,7 GW auf 47,3 GW (entspricht -15,5 %) reduziert werden kann. Ferner wird die geringste Residuallast von -30,2 GW auf -4,4 GW (entspricht -85,4 %) reduziert. Im Jahresverlauf kann so die Abregelung<sup>10</sup> von einer Terrawattstunde Erneuerbarer Energie (und damit einhergehend dieselbe Menge an fossiler Stromerzeugung) vermieden werden.

Weitere statistische Kennzahlen sind in Tabelle 5-7 dargestellt. Die durchschnittliche tägliche Variation beschreibt dabei den Mittelwert der täglichen Bandbreite der Residuallast. Der Variationskoeffizient gibt den Quotienten zwischen Standardabweichung und Mittelwert einer Zeitreihe an und beschreibt das relative Streuungsmaß einer statistischen Variablen. Beide Kennzahlen weisen darauf hin, dass die Residuallast bei optimiertem Einsatz der Flexibilitätsoptionen eine deutliche Glättung erfährt. Als Nebeneffekt werden zudem die auftretenden Residuallastgradienten um 27 % bzw. 44 % reduziert.

<sup>10</sup> Dabei wird nur die direkte Abregelung, die zur Wahrung der Energiebilanz benötigt wird, berücksichtigt. Da die Kuppelkapazitäten mit dem europäischen Ausland bereits berücksichtigt sind, ist kein Export überschüssiger EE-Mengen möglich. Must-run-Kapazitäten fossiler Kraftwerke und die daraus resultierende, zusätzlich Abregelung sind in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt. In der Realität sind somit höhere vermiedene abgeregelt Energiemengen zu erwarten.

**Tabelle 5-7: Statistische Kennzahlen der Residuallast unter verschiedenen Betriebsmodi der Flexibilitätsoptionen.**

	<b>Residuallast bei ungesteuerten Flexibilitätsoptionen</b>	<b>Residuallast bei optimierten Flexibilitätsoptionen</b>
Maximum	56,0 GW	47,3 GW
Minimum	-30,2 GW	-4,4 GW
∅ tägliche Variation	19,8 GW	6,9 GW
Variationskoeffizient	42 %	30 %
max. positiver Gradient	16,0 GW/h	11,6 GW/h
max. negativer Gradient	-19,5 GW/h	-11,0 GW/h

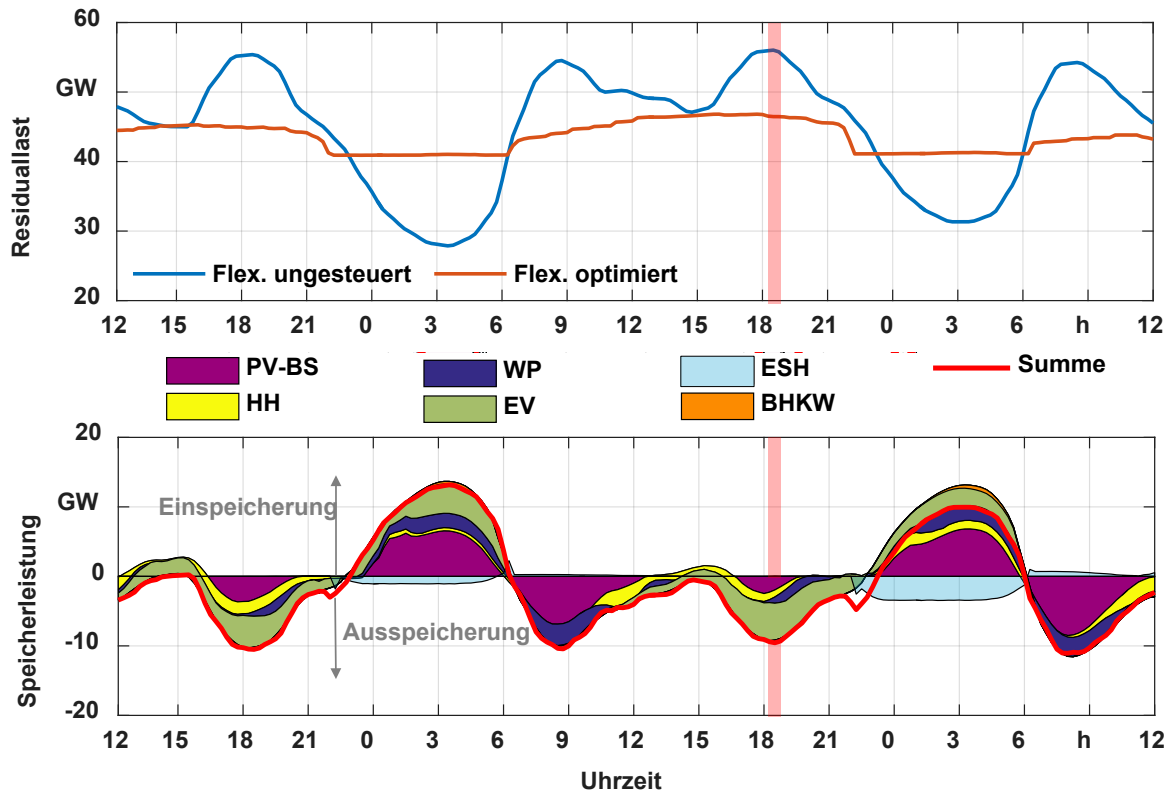
Abbildung 5-13 zeigt das Verhalten des virtuellen Speichers um den Zeitpunkt der Jahreshöchstlast. Zu diesem Zeitpunkt erfolgt eine Lastreduzierung von 9,5 GW, wodurch der Zeitpunkt der maximalen Residuallast auf einen anderen Zeitpunkt verschoben wird. Die Lastreduktion wird hierbei primär durch zeitliches Verschieben des Ladens von Elektrofahrzeugen (5,2 GW) erreicht. Solarstromspeicher (2,4 GW) können, gefolgt von flexiblen Haushaltslasten und Wärmepumpen (1 GW bzw. 0,9 GW) ebenfalls einen wesentlichen Beitrag leisten. BHKW können ihre Stromproduktion zu dieser Zeit nur unwesentlich erhöhen (0,04 GW). Elektrospeicherheizungen können, da sich diese zum Zeitpunkt der Maximallast ohnehin außerhalb der üblichen Ladezeit befinden, keinen Beitrag zur Reduktion der Jahreshöchstlast leisten.

Die Abbildung zeigt zudem, dass es ESH gelingt, den Rebound-Effekt des Speichereinsatzes aus dem dargestellten Zeitraum hinaus zu verlagern und somit nur als zusätzliche Einspeisung zu wirken. Dies liegt primär an der höheren spezifischen Speicherkapazität, aber auch am damit verbundenen, auf drei Tage verlängerten Optimierungshorizont.

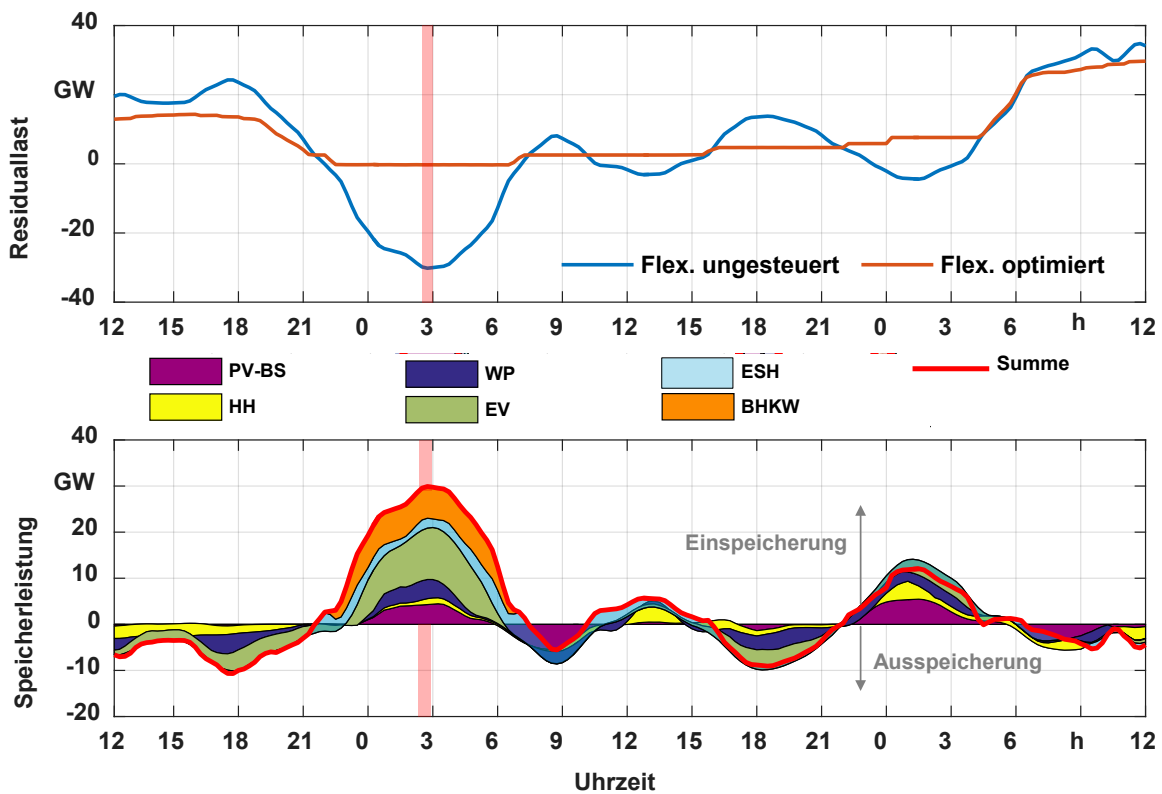
Das Speicherverhalten zum Zeitpunkt der minimalen Residuallast ist in Abbildung 5-14 dargestellt. Auch in diesem Fall wird der größte Beitrag der gesamten Speicherleistung (28,2 GW) durch Elektrofahrzeuge erbracht (11,2 GW). Solarstromspeicher und Wärmepumpen tragen mit je 4,3 GW ebenfalls deutlich zur Lasterhöhung bei. Flexible Haushaltslasten können ihre Leistung um 1,7 GW erhöhen. Einen weiteren wesentlichen Beitrag leisten BHKW mit 7,3 GW. Diese Einspeiseverringerung ist jedoch zu einem wesentlichen Anteil auf die Substitution der Wärmeerzeugung durch die vorhandenen Zusatzheizgeräte zurückzuführen. So stellen zu diesem Zeitpunkt 80 % der BHKW ihre Stromproduktion vollständig ein. Im Jahresverlauf wird jedoch nur auf 0,26 % des erzeugten KWK-Stroms verzichtet. Elektrospeicherheizungen können, da sich diese zu diesem Zeitpunkt auch im ungesteuerten Betriebsfall im Ladebetrieb befinden, keinen Beitrag zur zusätzlichen Lasterhöhung leisten.



## 5.4 Beitrag zum Ausgleich fluktuierender Stromerzeugung



**Abbildung 5-13:** Residuallast (oben) sowie Speicherverhalten (unten) bei maximaler Residuallast. Der Zeitpunkt der Spitzenlast bei ungesteuertem Betriebsverhalten der Flexibilitätsoptionen ist rot hervorgehoben.



**Abbildung 5-14:** Residuallast (oben) sowie Speicherverhalten (unten) bei minimaler Residuallast. Zur besseren Sichtbarkeit sich überlagernder Effekte ist das Betriebsverhalten von ESH transparent dargestellt.

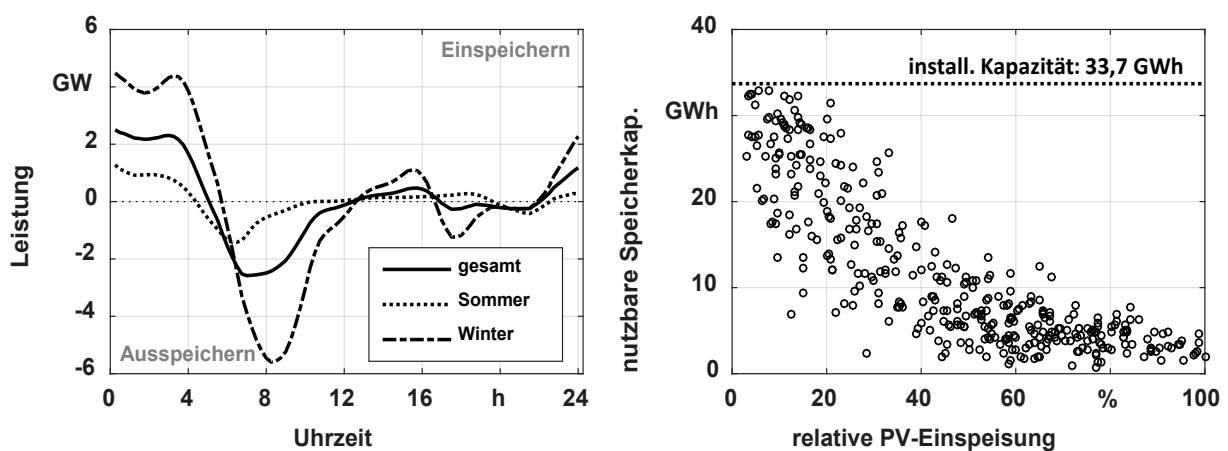
### 5.4.3 Ergebnisse nach Flexibilitätsoptionen

Die betrachteten Flexibilitätsoptionen zeigen aufgrund ihrer verschiedenen technischen Funktionsweisen und Einflussfaktoren erhebliche Unterschiede im verfügbaren Flexibilitätspotenzial. In den folgenden Abschnitten wird die durch die betrachteten Anlagentypen bereitgestellte Flexibilität im Einzelnen dargestellt und hinsichtlich verschiedener Einflussfaktoren auf das verfügbare Flexibilitätspotenzials analysiert.

#### Solarstromspeicher

Solarstromspeicher werden im zugrunde gelegten Konzept der getrennten Nutzung von Eigenverbrauchsteigerung und Flexibilitätsangebot ausschließlich dann zur Residuallastglättung verwendet, wenn sie nicht zu Zwecken der Eigenbedarfserhöhung benötigt werden. Daher ist das Einsatzpotenzial von Solarstromspeichern in der Zeit zwischen 10 und 22 Uhr stark eingeschränkt. Abbildung 5-15 (links) zeigt hierzu die durchschnittliche, täglich genutzte Speicherleistung aller simulierten Solarstromspeicher. Das Speicherpotenzial ist in dieser Zeit eingeschränkt und zudem stark jahreszeitabhängig. Es wird deutlich, dass Solarstromspeicher somit primär für Energieverschiebungen zwischen den frühen Morgenstunden und dem Vormittag genutzt werden können.

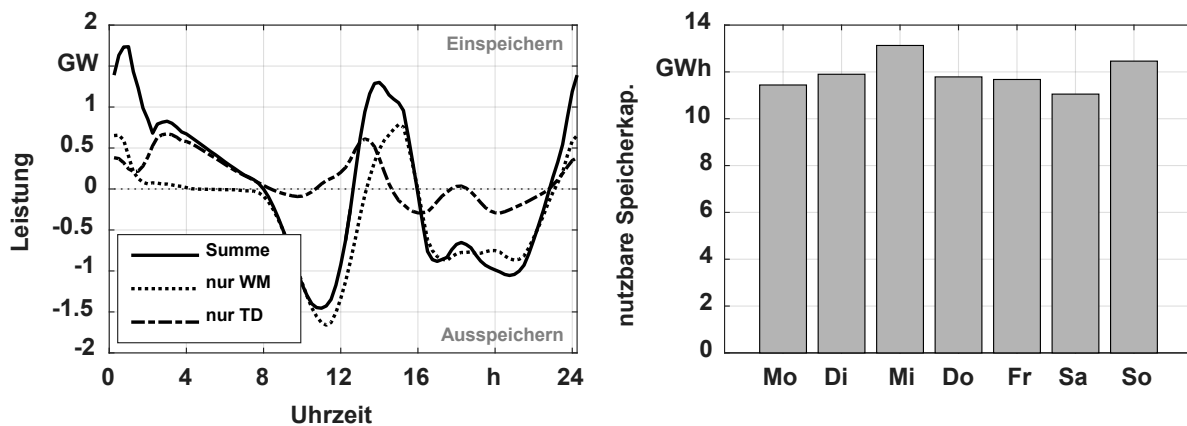
Die Abhängigkeit des Speicherpotenzials von externen Faktoren wird durch den rechten Teil der Abbildung verdeutlicht. Dieser zeigt die täglich genutzte Speicherkapazität in Abhängigkeit der täglichen Summe der deutschlandweiten PV-Einspeisung. Die Abszisse ist hierbei nach dem höchsten täglichen PV-Aufkommen des Szenariojahres skaliert. Es wird deutlich, dass Solarstromspeicher vor allem bei hohem PV-Aufkommen mit bis zu 7 % der installierten Speicherkapazität nur sehr eingeschränkt für die Nutzung in einem virtuellen Speicher zur Verfügung stehen. Bei sonnenarmen Tagen kann hingegen bis zu 98 % der installierten Gesamtkapazität von 33,7 GWh genutzt werden.



**Abbildung 5-15:** Durchschnittliche Speicherleistung von Solarstromspeichern im Tagesverlauf (links) sowie Abhängigkeit der täglich genutzten Speicherkapazität in Abhängigkeit der gesamtdeutschen PV-Einspeisung.

### Flexible Haushaltslasten

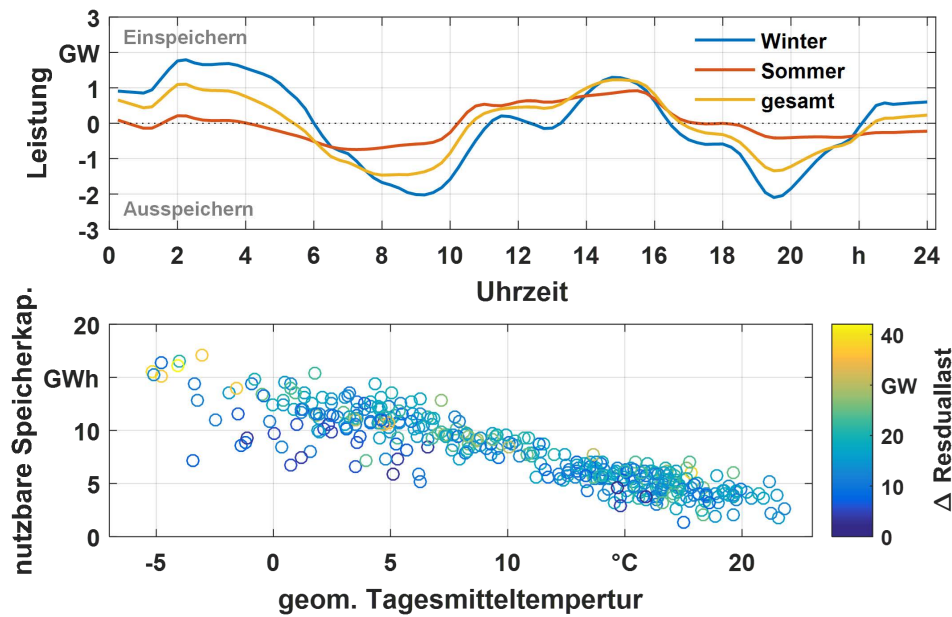
Flexible Haushaltslasten, in dieser Untersuchung durch Waschmaschinen und Wäschetrockner vertreten, sind in der Lage, Energiemengen vom Vormittag in den Nachmittag sowie von den Nacht- in die frühen Morgenstunden zu verschieben (siehe Abbildung 5-16, links). Das Speicherpotenzial aller betrachteten Geräte beträgt dabei zwischen 11,1 und 13,1 GWh, wobei eine geringfügige Abhängigkeit vom jeweiligen Wochentag zu beobachten ist.



**Abbildung 5-16: Durchschnittliche Speicherleistung im Tagesverlauf (links) sowie nutzbare Speicherkapazität in Abhängigkeit des Wochentages (rechts).**

### Wärmepumpen

Im Gegensatz zu den vorhergehenden Anlagentypen können Wärmepumpen ihr Flexibilitätspotenzial über den gesamten Tagesverlauf mit annähernd konstanter Leistung abrufen. Eine Energieverschiebung findet somit i. d. R. zwischen den Nacht- und Morgenstunden sowie zwischen den Mittag- und Abendstunden statt. Dabei kann die Last gegenüber dem ungesteuerten Betrieb nachts um durchschnittlich 1,1 GW erhöht und am Morgen sowie abends um ca. 1,5 GW bzw. 1,3 GW gesenkt werden (vgl. Abbildung 5-17 oben). Das nutzbare Speicherpotenzial ist jedoch stark witterungsabhängig und nimmt mit steigenden Tagesmitteltemperaturen deutlich ab. Abbildung 5-17 (unten) zeigt dazu das nutzbare Speicherpotenzial in Abhängigkeit der geometrischen Tagesmitteltemperatur der betrachteten Klimaregionen. Bei kalter Witterung steht ein Speicherpotenzial von bis zu 17,1 GWh zur Verfügung. Bei hohen Außentemperaturen, in denen Wärmepumpen lediglich den Bedarf an Trinkwarmwasser decken, reduziert sich das Speicherpotenzial auf ca. 8 % der maximalen Kapazität. Aus der Einfärbung der Abbildung geht zudem hervor, dass das genutzte Speicherpotenzial ebenfalls geringfügig vom Flexibilitätsbedarf des Energiesystems abhängt. An Tagen mit geringer Fluktuation der Residuallast (blaue Färbung) kommt es somit nur zu einem reduzierten Speichereinsatz. An diesen Tagen ist die Residuallast bereits ausreichend geglättet, sodass nicht das volle Speicherpotenzial ausgeschöpft wird.



**Abbildung 5-17: Durchschnittliche tägliche Speicherleistung von Wärmepumpen (oben) sowie genutzte Speicherkapazität in Abhängigkeit von Tagesmitteltemperatur und Schwankungen der Residuallast (unten).**

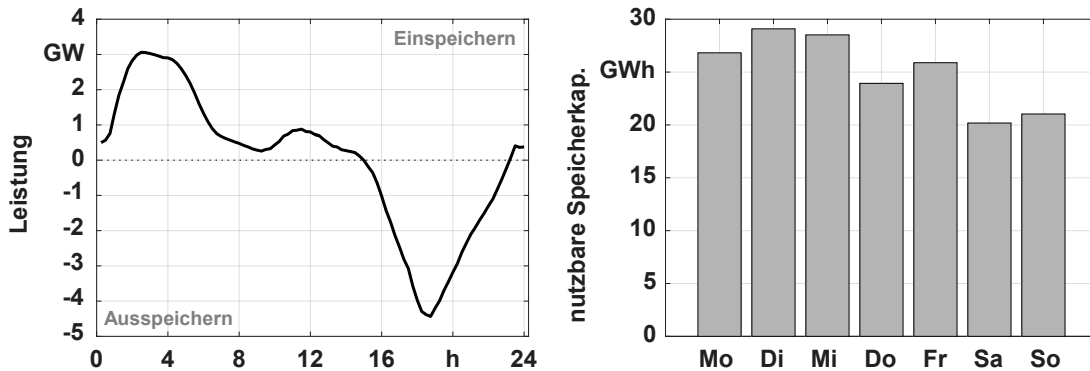
Es zeigt sich zudem, dass Luft-Wasser Wärmepumpen bei residuallast-orientiertem Betrieb eine um durchschnittlich 2,8 % gesteigerte Jahresarbeitszahl aufweisen. Ursächlich hierfür ist, dass das Einsatzplanungsproblem für Wärmepumpen auch unter Berücksichtigung des zeitabhängigen COP gelöst wird. Dies führt dazu, dass implizit auch eine Optimierung der Betriebszeiten hinsichtlich einer verbesserten JAZ durchgeführt wird. Da bei Luft-Wasser-Wärmepumpen die Schwankungen des COP innerhalb der zeitlichen Speicherreichweite liegen, kann bei diesem Wärmepumpentypen eine signifikante Verbesserung der JAZ erreicht werden. Bezogen auf den virtuellen Speicherdurchsatz ergibt sich somit ein Speicherwirkungsgrad von 108 % (vgl. Tabelle 5-6).

Bezogen auf eine durchschnittliche Anlage entspricht die Betriebsflexibilität von Wärmepumpen einem Speicherpotenzial zwischen 6,7 (Winter) und 0,7 kWh (Sommer). Das individuelle Speicherpotenzial einer Anlage ist dabei jedoch stark von der jeweiligen Systemauslegung (Anlagenleistung, Kapazität des Wärmespeichers, Wärmebedarf) sowie der genutzten Wärmequelle abhängig.

### Elektrofahrzeuge

Das Speicherpotenzial von Elektrofahrzeugen wird primär durch das allgemeine Fahr- und Ladeverhalten beeinflusst. Im ungesteuerten Betrieb zeigt sich eine deutliche Lastspitze um 18:00 Uhr, die durch den residuallast-orientierten Betrieb verlagert werden kann. Somit kommt es zu einer Lastverschiebung von den frühen Abendstunden, in denen im ungesteuerten Betriebsfall hohe Ladeleistungen in Anspruch genommen werden, zu den frühen Morgenstunden, in denen i. d. R. eine besonders geringe Residuallast auftritt. Hierbei wird eine Leistung von ca. 3,1 GW in positiver Richtung (Last) sowie 4,4 GW in negativer Richtung (Einspeisung) aktiviert. Das nutzbare Speicherpotenzial beträgt im Mittel 25,1 GWh,

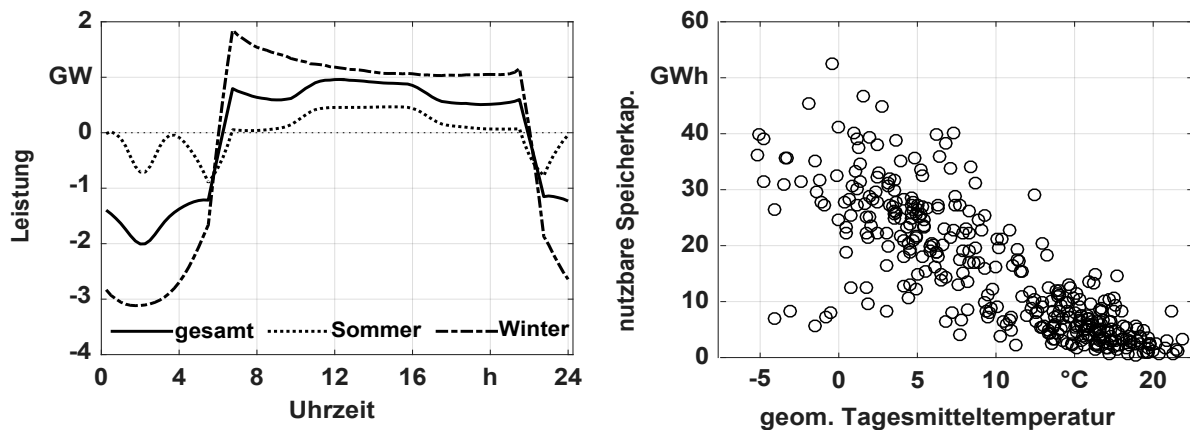
ist jedoch vom typischen Fahrverhalten an den unterschiedlichen Wochentagen abhängig (vgl. Abbildung 5-18, rechts). Am Wochenende kann daher nur ca. 76 % des durchschnittlichen Speicherpotenzials der Wochentage abgerufen werden.



**Abbildung 5-18: Durchschnittliches Speicherverhalten (links) sowie nutzbares Speicherpotenzial von Elektrofahrzeugen (rechts).**

### Elektrospeicherheizungen

Elektrospeicherheizungen weisen aufgrund ihrer Eigenschaft als reines Heizungssystem ohne TWW-Bereitstellung sowie ihrer stark temperaturabhängigen Speicherkapazität eine besonders hohe Witterungsabhängigkeit auf. Darüber hinaus ist das Ladeverhalten im ungesteuerten Betriebsfall auf die Freigabezeiten zwischen 22 und 6 Uhr begrenzt, was eine einspeiseseitige Flexibilisierung auf diese Zeiten beschränkt. Abbildung 5-19 zeigt das durchschnittliche Speicherverhalten von Elektrospeicherheizungen (links) sowie die täglich nutzbare Speicherkapazität in Abhängigkeit der geometrischen Tagesmitteltemperatur aller betrachteten Klimaregionen.



**Abbildung 5-19: Durchschnittliches Speicherverhalten von Elektrospeicherheizungen (links) sowie nutzbare Speicherkapazität in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur (rechts).**

Die Lastverlagerung erfolgt, bedingt durch die Freigabezeiten im ungesteuerten Betrieb, zwangsläufig zwischen den Nachtstunden und den Tagesstunden. In den Sommermonaten erfolgt dies aufgrund des geringen Wärmebedarfs nur in begrenztem Umfang, die Verschiebung hin zu den Stunden mit starker PV-Einspei-

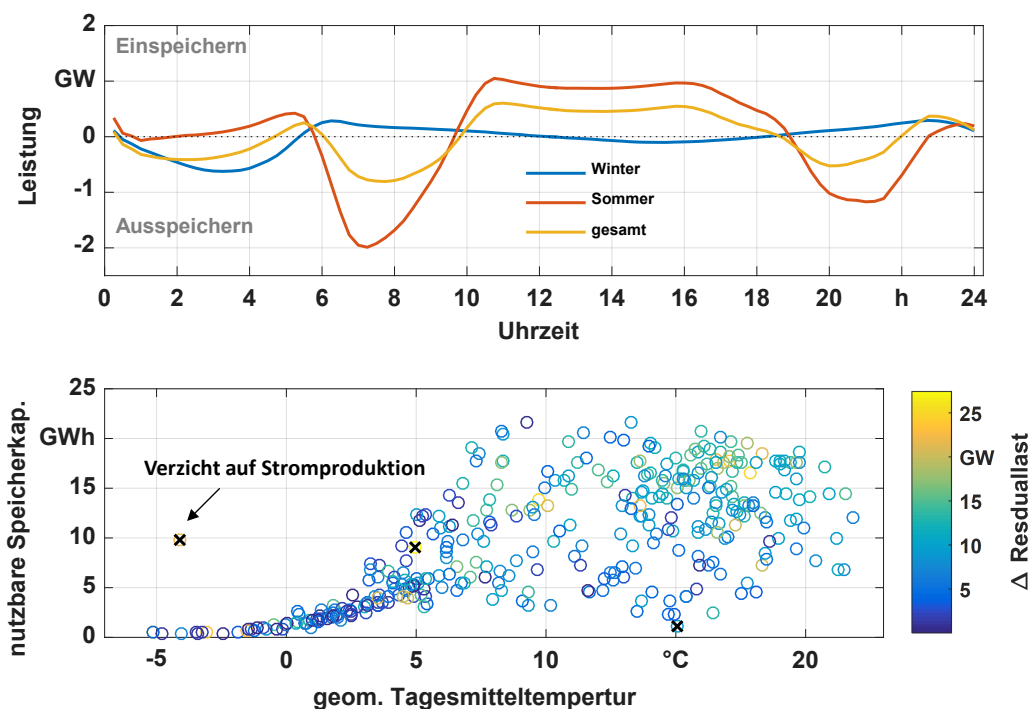
sung wird hierbei jedoch am deutlichsten. Zu erkennen ist auch, dass die Residuallast durch die übrigen Flexibilitätsoptionen bereits stark geglättet ist, weshalb die PV-Spitze hierbei stark abgeschnitten erscheint. In den Wintermonaten besteht zwar ein größeres Verschiebepotenzial, jedoch richtet sich der Speicherbetrieb hier primär nach der fluktuierenden Windeinspeisung aus. Ein deutliches Tagesprofil ist daher nicht erkennbar.

Im Vergleich zu den übrigen Flexibilitätsoptionen weisen Elektrospeicherheizungen pro Anlage eine überdurchschnittlich hohe Speicherleistung und -kapazität auf. Aus diesem Grund erreicht die Gesamtleistung trotz der vergleichsweise geringen Stückzahl eine mit den übrigen Flexibilitätsoptionen vergleichbare Größenordnung.

### **BHKW**

Das Flexibilitätspotenzial von BHKW ist, aufgrund des Haupteinsatzzweckes der Heizwärmebereitstellung, stark witterungsabhängig. Eine Erhöhung der Stromproduktion findet primär während der morgendlichen und abendlichen Lastspitzen statt (vgl. Abbildung 5-20 oben). Im Gegenzug wird die Stromproduktion während starker PV-Einspeisung gesenkt. Da durch die vorhergehenden Simulationdurchläufe das nächtliche „Lasttal“ bereits stark geglättet ist, findet eine Einspeiserhöhung ebenfalls in den frühen Morgenstunden statt.

Die nutzbare, virtuelle Speicherkapazität zeigt eine starke Abhängigkeit von der Außentemperatur. Im Gegensatz zu den übrigen betrachteten Heizungssystemen verringert sich die nutzbare Speicherkapazität jedoch mit sinkenden Temperatur deutlich. Bei Tagesmitteltemperaturen unterhalb von 5°C steht so nur noch ein sehr eingeschränktes Speicherpotenzial zur Verfügung (vgl. Abbildung 5-20 unten). Ursächlich für diesen Effekt ist die Dimensionierungspraxis, die auf eine vergleichsweise hohe Anzahl von Volllaststunden abzielt. Hierdurch findet in den Wintermonaten ein nahezu durchgehender Betrieb statt, wodurch keine zusätzliche Erhöhung der Stromerzeugung möglich ist. Das größte Speicherpotenzial (bis ca. 22 GWh) kann im Temperaturbereich von ca. 7°C bis 17°C aktiviert werden, zeigt hierbei jedoch eine hohe Volatilität. Ursächlich ist hierfür jedoch die bereits zeitweise vollständig geglättete Residuallast, die keine oder nur geringe Anreize zur Aktivierung des vorhandenen Flexibilitätspotenzials bietet.



**Abbildung 5-20: Durchschnittliches Speicherverhalten von BHKW (oben) sowie nutzbare Speicherkapazität in Abhängigkeit von der Tagesmitteltemperatur und dem Wertebereich der Residuallast (unten).**

Neben der zeitlichen Verschiebung der Einspeisung können BHKW die Wärme- und Stromproduktion durch Zusatzheizgeräte substituieren, wodurch die Stromproduktion vollständig eingestellt werden kann. In diesem Fall besteht eine potenzielle, lastseitige Speicherleistung in Höhe der im ungesteuerten Betrieb aktiven Leistung mit praktisch unbegrenzter Speicherkapazität. Im untersuchten Szenario besteht für dieses Verhalten jedoch nur dann ein Anreiz, wenn die Residuallast zu einem Zeitpunkt nach der Betriebsoptimierung aller anderen Flexibilitätsoptionen negativ bleibt und keine Verschiebung der erzeugten Strommengen möglich ist. Dies tritt nur an drei Tagen des Szenariojahres auf (vgl. Abbildung 5-20), trägt jedoch erheblich zur Reduktion der negativen Residuallast bei. Eine Auswirkung der Betriebsoptimierung auf die Anlageneffizienz ist auf Basis des verwendeten Anlagenmodells nicht zu beobachten.

#### 5.4.4 Flexibilität und Speicherkapazität

Die betriebliche Flexibilität der untersuchten Anlagentypen begründet sich entsprechend der Definition von Flexibilitätserbringern im Stromversorgungssystem (siehe Kapitel 2.1) auf drei Grundtypen. Diese sind *Stromspeicher* sowie die begrifflich nicht klar zu trennenden Kategorien *Lastmanagement* und *sektorübergreifende Speicher*. Einige der betrachteten Technologien verfügen dabei über die Möglichkeit einer variablen Gestaltung der genutzten (direkten oder gekoppelten) Speicherkapazität. Da diese Untersuchung von der heutigen Dimensionierungs-

praxis ausgeht, die sich durch die zukünftig veränderten Flexibilitätsanforderungen jedoch ebenfalls anpassen kann, wird in diesem Abschnitt analysiert, welchen Einfluss die vorhandene Speicherkapazität auf das Flexibilitätspotenzial der Anlagen ausübt.

### **Stromspeicher**

Bei Solarstromspeichern steht ein konkreter Stromspeicher zur Verfügung, der elektrische Energie aufnehmen und abgeben kann. Hierbei stehen die verfügbare Speicherleistung und -kapazität in direktem Zusammenhang mit der betrieblichen Flexibilität des Speichersystems. Die Erhöhung der Speicherkapazität von Solarstromspeichern führt bei identischer PV-Leistung und gleichem Stromverbrauchsverhalten jedoch dazu, dass mehr PV-Strom aufgenommen und somit länger genutzt werden kann. Dies reduziert die Freigabezeit des Speichers für den systemorientierten Betrieb. Paradoxaerweise wird durch die Erhöhung der Speicherkapazität somit das Flexibilitätspotenzial, das für den systemweiten Ausgleich Erneuerbarer Energien genutzt werden kann, speziell an sonnenreichen Tagen reduziert.

### **Lastmanagement**

Bei flexiblen Haushaltslasten und Elektrofahrzeugen wird die betriebliche Flexibilität maßgeblich durch die Toleranzzeit bestimmt, also diejenige Zeit, bis zu der die jeweilige Einheit eine bestimmte Energiemenge aufgenommen haben muss. Bei flexiblen Haushaltslasten muss dabei zusätzlich ein definierter Programmablauf verfolgt werden, so dass die zur Verfügung stehende Flexibilität nur durch Verlängerung der Toleranzzeit erhöht werden kann. Bei Elektrofahrzeugen wird in der Simulation zwischen verschiedenen Fahrzeugklassen differenziert, die unterschiedliche Speicherkapazitäten zwischen 20 und 28 kWh aufweisen. Die Größe der Fahrzeugbatterie wirkt sich jedoch kaum auf die verfügbare Flexibilität auf. Ursache hierfür ist, dass die jeweils nachzuladende Energiemenge im Wesentlichen vom Fahrprofil des Fahrzeuges abhängt und beim überwiegenden Teil der Fahrten nicht die gesamte Batteriekapazität ausgenutzt wird. Da in der Simulation weder das Fahrverhalten von der zugeordneten Fahrzeugklasse abhängig ist, noch eine Korrelation zwischen spezifischem Verbrauch und Speicherkapazität berücksichtigt wird, führt eine erhöhte Speicherkapazität zu keiner signifikanten Steigerung<sup>11</sup> der Flexibilität.

### **Wärmebasierte Flexibilitätsoptionen**

Bei wärmebasierten Flexibilitätsoptionen wird die betriebliche Flexibilität durch den Einsatz eines thermischen Speichers gewährleistet, durch den thermischer Bedarf und Anlagenbetrieb zeitlich entkoppelt werden können. Mit der Kapazität des thermischen Speichers steigen dabei auch die Freiheitsgrade des Anlagenbe-

---

<sup>11</sup> Der mittlere Residuallastwert (s. u.) des optimierten Ladens variiert zwischen den betrachteten Fahrzeugklassen lediglich um 0,05 %.



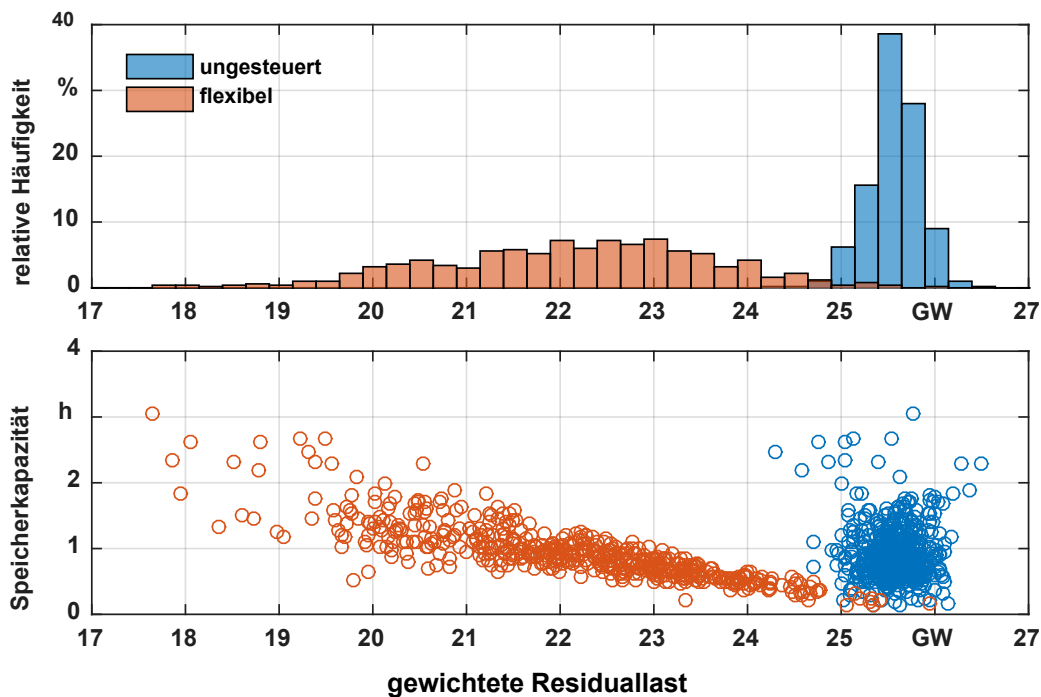
triebs. Da bei Wärmepumpen und BHKW in der heutigen Dimensionierungspraxis unterschiedliche Speicherkapazitäten verbaut werden, kann für diese Anlagen untersucht werden, welchen Einfluss die Speicherkapazität auf die Fähigkeit zur Adaption an die Residuallast nimmt.

Als Maß für die Fähigkeit einer Anlage, sich an eine schwankende Residuallast anzupassen, kann die durchschnittliche Residuallast, gewichtet um den Strombezug bzw. die Stromerzeugung der einzelnen Anlagen genutzt werden. Die gewichtete Residuallast  $\bar{P}_{res,n}$  einer Anlage n kann bestimmt werden durch:

$$\bar{P}_{res,n} = \frac{1}{\sum_{t=1}^T P_n(t)} \cdot \sum_{t=1}^{t_{max}} P_n(t) \cdot P_{res}(t). \quad (5-4)$$

Dabei bezeichnet  $P_n$  das elektrische Betriebsverhalten der Anlage und  $P_{res}$  den Residuallastverlauf ohne die Beteiligung der Flexibilitätsoptionen. Für Stromverbraucher bedeutet eine geringe gewichtete Residuallast einen Strombezug bei niedriger Residuallast und somit eine hohe Adaptivität. Für Stromerzeuger ist hingegen ein hoher Wert von Vorteil für das Gesamtsystem.

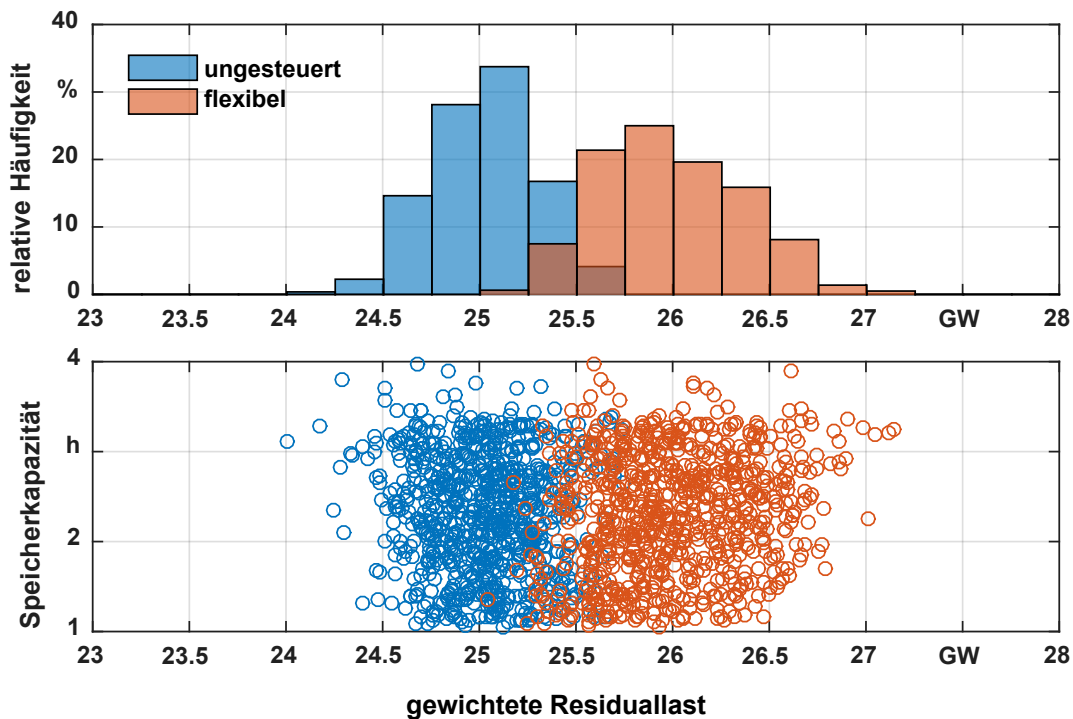
Abbildung 5-21 (oben) zeigt die relative Häufigkeitsverteilung der gewichteten Residuallast für Wärmepumpen im ungesteuerten und im flexiblen Betrieb. Es wird ersichtlich, dass die Flexibilisierung der Anlagen zu einer deutlichen Reduzierung der durchschnittlich in Anspruch genommenen Residuallast führt. Ebenso ist für den flexiblen Betrieb jedoch auch eine starke Streuung der Werte erkennbar. Der untere Teil der Abbildung zeigt, dass diese Streuung maßgeblich auf die Unterschiede in der thermischen Speicherkapazität der Anlagen zurückzuführen ist. Mit steigender thermischer Speicherkapazität (dargestellt in Volllaststunden, die der Speicher bei durchschnittlichem COP aufnehmen kann), steigt die Adaptivität der Anlagen deutlich an. Anlagen mit einer leistungsbezogenen Speicherkapazität unter 0,2 h (dies entspricht bei einem  $\Delta T$  von 10 K ca.  $20 \text{ l/kW}_{th}$ ) können dagegen nicht wesentlich über den Durchschnitt des ungesteuerten Betriebs hinaus optimiert werden. Die Kapazität des Wärmespeichers stellt somit einen wichtigen Einflussfaktor für die nutzbare Flexibilität von Wärmepumpen dar.



**Abbildung 5-21: Gewichtete Residuallast von Wärmepumpen als relative Häufigkeitsverteilung (oben) sowie in Abhängigkeit der thermischen Speicherkapazität (unten).**

Neben Wärmepumpen verfügen in dieser Untersuchung auch BHKW über variable Speicherkapazitäten. Anders als Wärmepumpen wird hierbei jedoch mindestens eine Speicherkapazität verbaut, die die Einspeicherung ca. einer Volllaststunde des BHKW erlaubt. Abbildung 5-22 zeigt die gewichtete Residuallast der simulierten BHKW in Abhängigkeit der thermischen Speicherkapazität. Es wird deutlich, dass der Unterschied zwischen ungesteuertem und flexiblem Betriebsverhalten geringer ausfällt als bei Wärmepumpen. Zudem zeigt sich ein geringerer Einfluss der thermischen Speicherkapazität. Ursache für diese Effekte ist maßgeblich die unterschiedliche Dimensionierungspraxis bei BHKW, die auf deutlich höhere Volllaststundenzahlen ausgelegt werden. Dadurch ergibt sich über weite Zeiträume ein durchgehender BHKW-Betrieb, in denen ein Wärmespeicher keine zusätzliche Flexibilität bietet.

Elektrospeicherheizungen werden hingegen mit einem festen Verhältnis zwischen Leistung und Wärmekapazität (i. d. R. 8 h) angeboten, weshalb der Einfluss veränderter Speicherkapazitäten anhand dieser Simulation nicht analysiert werden kann.



**Abbildung 5-22:** Gewichtete Residuallast von BHKW als relative Häufigkeitsverteilung (oben) sowie in Abhängigkeit der thermischen Speicherkapazität (unten).

Im realen Einsatz existieren für Heizungssysteme über die in dieser Untersuchung berücksichtigten thermischen Speicherkapazitäten hinaus auch Freiheitsgrade, die sich aus der thermischen Trägheit der Gebäudemasse ergeben. Diese Trägheit kann unter Umständen auch zur Entkopplung von thermischem Bedarf und elektrischem Anlagenverhalten genutzt werden, ohne dass es dabei zu Einbußen im Nutzerkomfort kommt (siehe [41], S. 63).

Die jeweils nutzbare Speicherkapazität ist jedoch stark von der individuellen Gebäudesubstanz sowie von den vom Nutzer tolerierten Temperaturschwankungen innerhalb des Gebäudes abhängig. Da hierzu neben einer zusätzlichen, umfassenden Simulationsmethodik und einem entsprechenden Datenbestand über Wohngebäude und Nutzertoleranz in der realen Implementierung auch eine zusätzliche Sensorik notwendig ist, wird diese Form der Wärmespeicherung in dieser Untersuchung nicht betrachtet.

## 5.5 Zusammenfassung

Die durch diese Untersuchung gewonnenen Erkenntnisse gliedern sich in zwei wesentliche Teilbereiche. Den ersten Bereich bilden die ermittelte nutzbare Flexibilität und deren Einfluss auf die Residuallast in Deutschland. Der zweite Bereich stellt die Erkenntnisse bezüglich der Potenziale und auch Grenzen der verwendeten Untersuchungsmethodik dar.

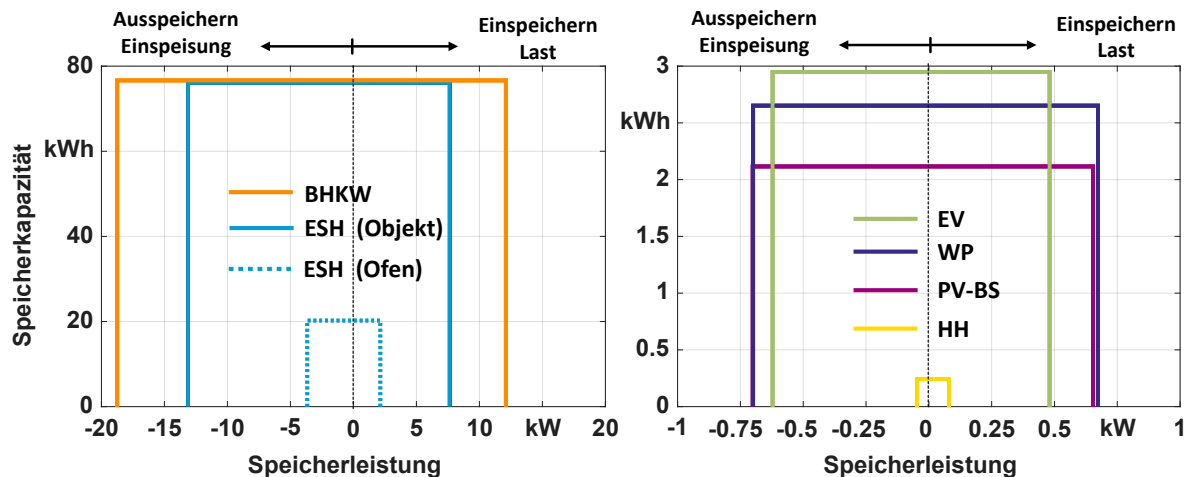
Die Untersuchung zeigt, dass mit einem systemorientierten Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen erheblicher Einfluss auf den Energieausgleichsbedarf in Deutschland genommen werden kann. So kann im Vergleich zum ungesteuerten Betrieb von Flexibilitätsoptionen die Jahreshöchstlast um 8,7 GW gesenkt und die minimale (negative) Residuallast um 25,8 GW erhöht werden. Im Jahresverlauf wird dadurch die Abregelung erneuerbarer Einspeisung aufgrund fehlender Export- und Speicherkapazitäten i. H. v. ca. 1 TWh vermieden. Dies entspricht 98 % der abzuregelnden Energiemenge bei ungesteuertem Betriebsverhalten. Stellt sich die verfügbare Flexibilität zudem als gesicherter Bestandteil des Energiesystems heraus, kann die benötigte Kraftwerkskapazität durch die Reduktion der Residuallastspitze um ca. 15 % reduziert werden.

Das nutzbare Flexibilitätspotenzial ist jedoch stark von Art der Flexibilitätsoption abhängig. So sind deutliche Unterschiede in Bezug auf die folgenden Merkmale erkennbar:

- **Leistungspotenzial im Tagesverlauf:** Bei allen Anlagentypen variiert die abrufbare Leistung im Tagesverlauf teils deutlich. Beim Leistungspotenzial des Ausspeicherns liegt dies (für lastseitige Flexibilitätsoptionen) am ungesteuerten Betriebsfall, der bereits ein charakteristisches Profil aufweist und somit die mögliche Leistungsreduktion begrenzt. Das Leistungspotenzial des Einspeicherns variiert hingegen besonders stark bei Flexibilitätsoptionen, die auf eine Verfügbarkeit der jeweiligen Anlage angewiesen sind. Hierzu zählen besonders Elektrofahrzeuge und Solarstromspeicher.
- **Speicherkapazität:** Bei allen untersuchten Anlagentypen zeigt die verfügbare Speicherkapazität eine Abhängigkeit von externen Faktoren, die sich aus der Versorgungsaufgabe der jeweiligen Flexibilitätsoption ergeben. Bei Heizungssystemen kann es bei ungünstiger Witterung so zum nahezu vollständigen Wegfall des Flexibilitätspotenzials kommen. Bei einer Abhängigkeit vom individuellen Nutzerverhalten (insbesondere bei flexiblen Haushaltslasten und Elektrofahrzeugen) fällt dieser Effekt vergleichsweise gering aus.
- **Substitution der Wärmeerzeugung:** BHKW verfügen über die Fähigkeit, durch Substitution der Wärmeerzeugung mit einem Zusatzheizgerät ihre Stromproduktion vollständig einzustellen. Da die so vermiedene Stromerzeugung jedoch nicht nachgeholt werden kann, handelt es sich im Sinne eines virtuellen Energiespeichers jedoch nicht um eine Energiespeicherung. Vielmehr ist dieses Flexibilitätspotenzial mit der Abregelung Erneuerbarer Energien vergleichbar, wohingegen es bei BHKW jedoch zu einer Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emission durch vermiedene fossile Stromerzeugung kommt.

Um das Flexibilitätspotenzial der untersuchten Anlagentypen trotz der teils stark ausgeprägten individuellen Charakteristika sowie den unterschiedlichen Bestandszahlen vergleichen zu können, werden diese in Abbildung 5-23 gegenüber-

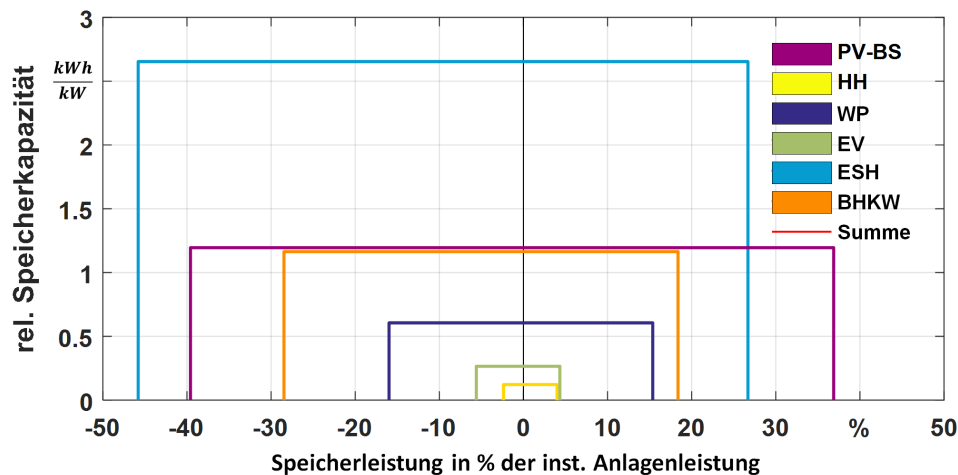
gestellt. Die Abbildung zeigt die für den Anwendungsfall nutzbare Speicherleistung, getrennt nach Ein- und Ausspeicherleistung, sowie die im Jahresmittel nutzbare Speicherkapazität. Im Gegensatz zu den vorhergehenden Darstellungen zeigt diese die durchschnittlich nutzbare Leistung und Kapazität, bezogen auf eine technische Einheit mit durchschnittlicher Leistung. Für Elektrospeicherheizungen wird dabei zwischen einzelnen Speicheröfen (bezogen auf eine Nennleistung von 8 kW) sowie einem durchschnittlichen versorgten Objekt differenziert.



**Abbildung 5-23:** Durchschnittliche maximale Speicherleistung über alle Tage des Szenariojahres (x-Achse) sowie durchschnittlich verfügbare Speicherkapazität je Anlage (y-Achse).

Die Abbildung verdeutlicht, dass sich das Leistungs- und Kapazitätspotenzial von BHKW und Elektrospeicherheizungen, bedingt durch die höhere Nennleistung, stark von den übrigen Anlagentypen abhebt. Für Elektrospeicherheizungen zeigt sich jedoch auch in Bezug auf einzelne Speicheröfen ein im Vergleich zu den übrigen Anlagentypen überdurchschnittliches Flexibilitätspotenzial. Solarstromspeicher und Wärmepumpen weisen ein nahezu identisches Leistungspotenzial mit geringfügig höherem Speicherpotenzial bei Wärmepumpen auf. Elektrofahrzeuge verfügen über ein geringeres Leistungspotenzial mit jedoch höherer Speicherkapazität. Flexible Haushaltslasten besitzen in Bezug auf Leistung und Kapazität mit Abstand das geringste Flexibilitätspotenzial.

Da sich die durchschnittlichen Nennleistungen der Flexibilitätsoptionen teils deutlich voneinander unterscheiden, ist in Abbildung 5-24 das spezifische Flexibilitätspotenzial, bezogen auf die jeweilige Anlagenleistung, dargestellt. Dabei wird deutlich, dass Elektrospeicherheizungen mit einer durchschnittlich nutzbaren Speicherleistung zwischen 28 und 46 % der installierten Anlagenleistung und einer Speicherreichweite von ca. 2,6 h das größte spezifische Flexibilitätspotenzial aufweisen. Flexible Haushaltslasten verfügen mit ca. 4 % der installierten Leistung und 0,1 h Speicherreichweite das geringste spezifische Speicherpotenzial.



**Abbildung 5-24: Durchschnittliche maximale Speicherleistung sowie durchschnittlich verfügbare Speicherkapazität, skaliert auf die installierte Anlagenleistung.**

Die Abbildung zeigt, dass die durchschnittlich nutzbare Speicherleistung eine Asymmetrie bezüglich der Ein- und Ausspeicherleistung aufweisen kann. Aufgrund des bereits stark an der Residuallast orientierten ungesteuerten Betriebsverhaltens bei Elektrospeicherheizungen weisen diese im Durchschnitt höhere Ausspeicher- als Einspeicherleistungen auf. Ein ähnliches Verhalten zeigen BHKW. Durch das geringe Speicherpotenzial im Winter konzentriert sich der Flexibilitätseinsatz auf die Sommermonate. In dieser Zeit kann die Wärmebereitstellung auf einzelne Lastspitzen konzentriert werden, was zu einer hohen Steigerung der Einspeisung führt. Dies schlägt sich in einer durchschnittlich höheren Ausspeicherleistung nieder. Für die übrigen Flexibilitätsoptionen ergibt sich hingegen ein nahezu symmetrisches Leistungspotenzial in Ein- und Ausspeicherrichtung.

In einer weiteren Analyse ist in diesem Kapitel zudem gezeigt worden, inwiefern die einzelnen Flexibilitätsoptionen von einer Erweiterung der Speicherkapazität profitieren. Bei Solarstromspeichern ergibt sich durch das komplexe Zusammenspiel zwischen PV-Anlage, Haushaltsverbrauch und Speicher kein zusätzliches Flexibilitätspotenzial durch eine Erweiterung der Speicherkapazität. Bei Heizungssystemen profitieren vor allem Wärmepumpen von größeren thermischen Speicherkapazitäten, während bei BHKW nur ein geringer Einfluss erkennbar ist. Die untersuchten Lastmanagement-Maßnahmen bieten hingegen kaum Möglichkeit zur Erweiterung der nutzbaren Speicherkapazität.

## 6 Wechselwirkungen mit dem Verteilnetz

Im derzeitigen, meist ungesteuerten Betriebsverhalten von Flexibilitätsoptionen profitiert das Verteilnetz von natürlichen Vermischungseffekten, die je nach Aggregationsebene auch in der Netzplanung berücksichtigt werden. Die Nutzung der Flexibilität dezentraler Energieanlagen in einem überregionalen Energiemarkt führt jedoch dazu, dass aufgrund flächendeckender Flexibilitätsanforderungen ein koordinierter, zeitgleicher Einsatz einer Vielzahl Lasten oder Einspeiser stattfindet. Dies kann, je nach Zusammensetzung der einzelnen Energieanlagen eines Verteilnetzes, zu hohen Last- und Einspeisespitzen führen. Ein aus Sicht des Verteilnetzes unbeschränkter Flexibilitätseinsatz kann somit möglicherweise einen erhöhten Ausbaubedarf der Verteilnetze verursachen und muss daher auch in der Netzplanung adäquat berücksichtigt werden.

In Kapitel 6.1 wird daher untersucht, welchen Einfluss das in Kapitel 5 bestimmte Betriebsverhalten auf die Gleichzeitigkeit der Flexibilitätsoptionen ausübt. Ausgehend von den dabei gewonnenen Erkenntnissen werden allgemeine Planungsgrundsätze für Verteilnetze unter Berücksichtigung ungesteuert und flexibel betriebener Flexibilitätsoptionen abgeleitet.

Als Alternative zum Ausbau der Verteilnetze ist es möglich, lokale Netzrestriktionen bei der Einsatzplanung der Flexibilitätsoptionen zu berücksichtigen. Dies schränkt jedoch den Lösungsraum des zugrundeliegenden Optimierungsproblems ein und kann somit zu einem reduzierten Flexibilitätspotenzial führen. Die Berücksichtigung begrenzter Netzkapazitäten im Einsatzplanungsproblem und der daraus resultierende, reduzierte Flexibilitätseinsatz werden in Kapitel 6.2 untersucht.

### 6.1 Flexibilitätsoptionen in der Netzplanung

Die veränderte Betriebsweise von Flexibilitätsoptionen und die dadurch verursachten Veränderungen in der Netzbelastung sind für Verteilnetzbetreiber i. d. R. nur begrenzt beobachtbar. Insbesondere in der Niederspannung liegen meist keine zeitreihenbasierten Messwerte der tatsächlich auftretenden Leistungsflüsse vor. Da somit auch die Netzplanung der Verteilnetze nicht auf Basis von Zeitreihen stattfinden kann, werden hierzu sog. *netzauslegungsrelevante Betriebsfälle* definiert. Diese repräsentieren die gesamte Bandbreite der auftretenden Spitzenbelastungen und bestehen meist aus einer Belastungssituation mit hoher Last und ohne dezentrale Einspeisung (*Lastfall*) sowie geringer Last und hoher Einspeisung (*Rückspeisefall*, siehe bspw. [59], [138]). Der Vorteil dieser Methode gegenüber einer detaillierten Zeitreihenbetrachtung ist, dass dieses Verfahren deutlich einfacher und auf Basis vergleichsweise weniger Informationen umsetzbar ist.

Findet jedoch ein Wechsel der Betriebsstrategie von Flexibilitätsoptionen statt, kann dies Einfluss auf die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle der Verteilnetze haben. Ein verändertes Nutzungsverhalten von Flexibilitätsoptionen muss in diesem Fall auch in der Netzplanung berücksichtigt werden. In diesem Abschnitt wird daher analysiert, wie sich das Betriebsverhalten der betrachteten Flexibilitätsoptionen durch den Flexibilitätseinsatz verändert und wie dies in der Verteilnetzplanung berücksichtigt werden kann. Hierzu wird zunächst untersucht, welche Gleichzeitigkeitsfunktionen die betrachteten Flexibilitätsoptionen im ungesteuerten sowie im flexiblen Betrieb aufweisen.

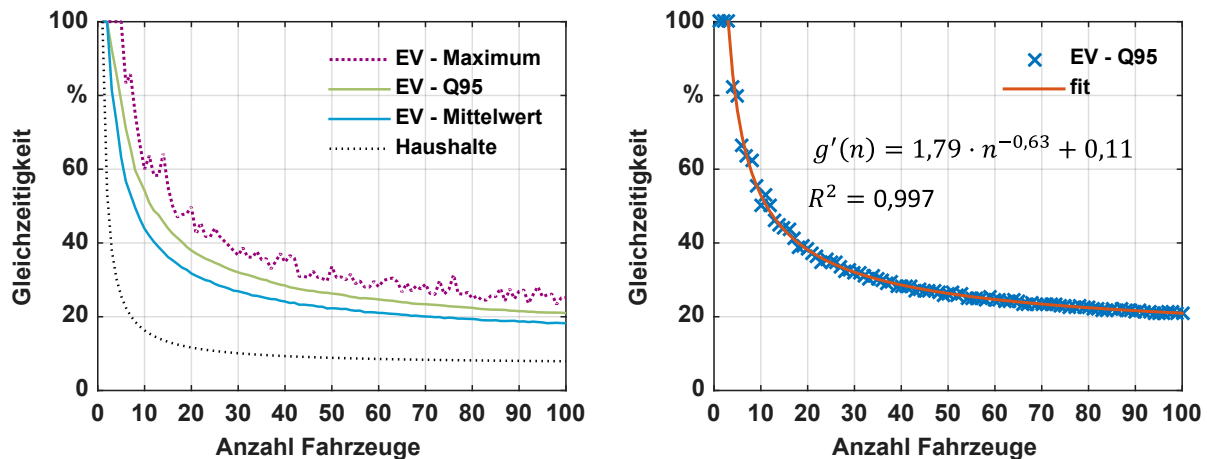
Gleichzeitigkeitsfunktionen beschreiben die stochastischen Durchmischungseffekte verschiedener elektrischer Verbraucher und werden zumeist dann eingesetzt, wenn keine gesicherten Erkenntnisse über das Lastverhalten individueller Netzkunden vorliegen. Die Gleichzeitigkeit ist im Falle von Flexibilitätsoptionen von der individuellen Versorgungsaufgabe, der Anzahl der betrachteten Anlagen, den lokalen Klimabedingungen sowie dem erhaltenen Flexibilitätssignal abhängig. Diese Faktoren beeinflussen sich gegenseitig und werden in Kapitel 5 vermischt betrachtet. Insbesondere durch das iterative Vorgehen und der dabei verwendeten Einsatzreihenfolge erhalten alle simulierten Anlagen dabei ein individuelles Flexibilitätssignal. Durch dieses Vorgehen kann zwar das Verhalten einer Vielzahl von Flexibilitätsoptionen beschrieben werden, die Ergebnisse sind aufgrund der hohen Betrachtungsebene jedoch nur bedingt für die Netzplanung nutzbar.

Um der notwendigen Worst-Case-Abschätzung für eine Netzplanung gerecht zu werden, müssen daher zusätzliche Effekte, die Einfluss auf die Gleichzeitigkeit der Flexibilitätsoptionen haben, berücksichtigt und die betrachtete Anzahl von Anlagen variabel gehalten werden. Zur Vermeidung von Vermischungseffekten zwischen einzelnen Klimaregionen wird die Analyse auf eine einzelne Klimaregion begrenzt. Da nicht ausgeschlossen werden kann, dass die in einem regionalen Verteilnetz positionierten Anlagen sich entsprechend eines identischen Flexibilitätssignals verhalten, wird zudem eine Neubestimmung des Flexibilitätseinsatzes durchgeführt. Dabei folgen alle simulierten Anlagen dem Flexibilitätssignal, das von einer durch Flexibilitätsoptionen unveränderten Residuallast ausgeht. Der Einfluss des Einsatzes bereits simulierter Anlagen auf das Flexibilitätssignal für die folgenden Anlagen wird dabei nicht berücksichtigt. Somit ist die Gleichzeitigkeit der Anlagen lediglich durch die individuelle Versorgungsaufgabe, nicht aber durch Vermischungseffekte seitens der Vermarktung bzw. Einsatzreihenfolge oder unterschiedlicher Wettereinflüsse beschränkt. Die verwendeten Wetterzeitreihen sind die der Region TRY 13 („Schwäbisch-fränkisches Stufenland / Alpenvorland“, siehe [128]), die sowohl die höchste als auch die geringste Temperatur im Jahresverlauf sowie einen vergleichsweise hohen Bevölkerungsanteil aufweist. Darüber hinaus ist die Mindesttemperatur der verwendeten Temperaturzeitreihe für diese Region mit  $-15,3^{\circ}\text{C}$  nahezu identisch mit den für die Auslegung von Heizungsanlagen in dieser Region anzusetzenden Auslegungstemperatur von  $-16^{\circ}\text{C}$  (siehe DIN EN 12831 [139] und DIN 4710 [140]).



### 6.1.1 Vorgehen zur Bestimmung von Gleichzeitigkeitsfunktionen

Zur Bestimmung der Gleichzeitigkeitsfunktion der betrachteten Flexibilitätsoptionen wird das nachfolgend beschriebene Verfahren angewendet. Zunächst werden aus der Gesamtmenge der simulierten Anlagen  $N$  zufällige Stichproben ausgewählt und deren Gleichzeitigkeit bestimmt. Die maximale Gleichzeitigkeit einer einzelnen Stichprobe weist jedoch eine hohe Varianz auf. In Anlehnung an die DIN EN 50160, in der für viele Kriterien der Spannungsqualität eine Einhaltung der Qualitätskriterien für 95 % der gemessenen Werte gefordert wird (siehe [141]), wird daher für jede Stichprobe das 95 %-Quantil der maximal auftretenden Gleichzeitigkeit bestimmt. Da bereits die simulierten Anlagen eine Stichprobe der Grundgesamtheit des Anlagenbestandes darstellen, erfolgt die Auswahl der Stichprobe als Variation ohne Wiederholung<sup>12</sup>. Eine einzelne simulierte Anlage kann somit in der gezogenen Stichprobe nur ein einziges Mal enthalten sein.



**Abbildung 6-1:** Links: Ermittelte Gleichzeitigkeitsfunktion für Elektrofahrzeuge unter Anwendung verschiedener statistischer Kenngrößen. Zum Vergleich: Gleichzeitigkeitsfunktion für Haushaltskunden nach [72]. Rechts: Bestimmung der analytischen Gleichzeitigkeitsfunktion durch Kurvenanpassung.

Abbildung 6-1 (links) zeigt beispielhaft die ermittelte Gleichzeitigkeitsfunktion für Elektrofahrzeuge im ungesteuerten Betriebsverhalten. Die Berechnung basiert auf der Simulation von 10.000 Fahrzeugen, aus denen je 500 Stichproben mit variierender Fahrzeuganzahl gezogen werden. Dabei sind sowohl der Mittelwert, das Maximum sowie das 95 %-Quantil der auftretenden Gleichzeitigkeit dargestellt. Zum Vergleich ist ebenfalls eine üblicherweise verwendete Gleichzeitigkeitsfunktion von Haushalten [72] dargestellt.

<sup>12</sup> Andernfalls (bei Variation mit Wiederholung) können Anlagen mit identischem Lastgang mehrfach auftreten und die dadurch auftretende Gleichzeitigkeit überschätzt das Ergebnis einer direkten Ziehung aus der Grundgesamtheit.

Zur Erhöhung der praktischen Anwendbarkeit werden Gleichzeitigkeitsfunktionen häufig als rationale Funktion erster Ordnung dargestellt. In einem Standardwerk der Elektrotechnik [72] wird bspw. der Gleichzeitigkeitsgrad  $g$  von  $n$  Wohneinheiten in einem Wohngebiet durch die Funktion

$$g(n) = c + \frac{1-c}{n} \text{ mit } c = 0,07 \quad (6-1)$$

angegeben. Eine Funktion dieser Form lässt sich jedoch nur unzureichend an die beobachteten Werte anpassen. Daher wird diese durch Nutzung zweier zusätzlicher Parameter zur *erweiterten Gleichzeitigkeitsfunktion*  $g'$  abgewandelt:

$$g'(n) = a \cdot n^{-b} + c. \quad (6-2)$$

Da diese Funktion jedoch auch Werte über Eins annehmen kann, muss eine zusätzliche Fallunterscheidung vorgenommen werden:

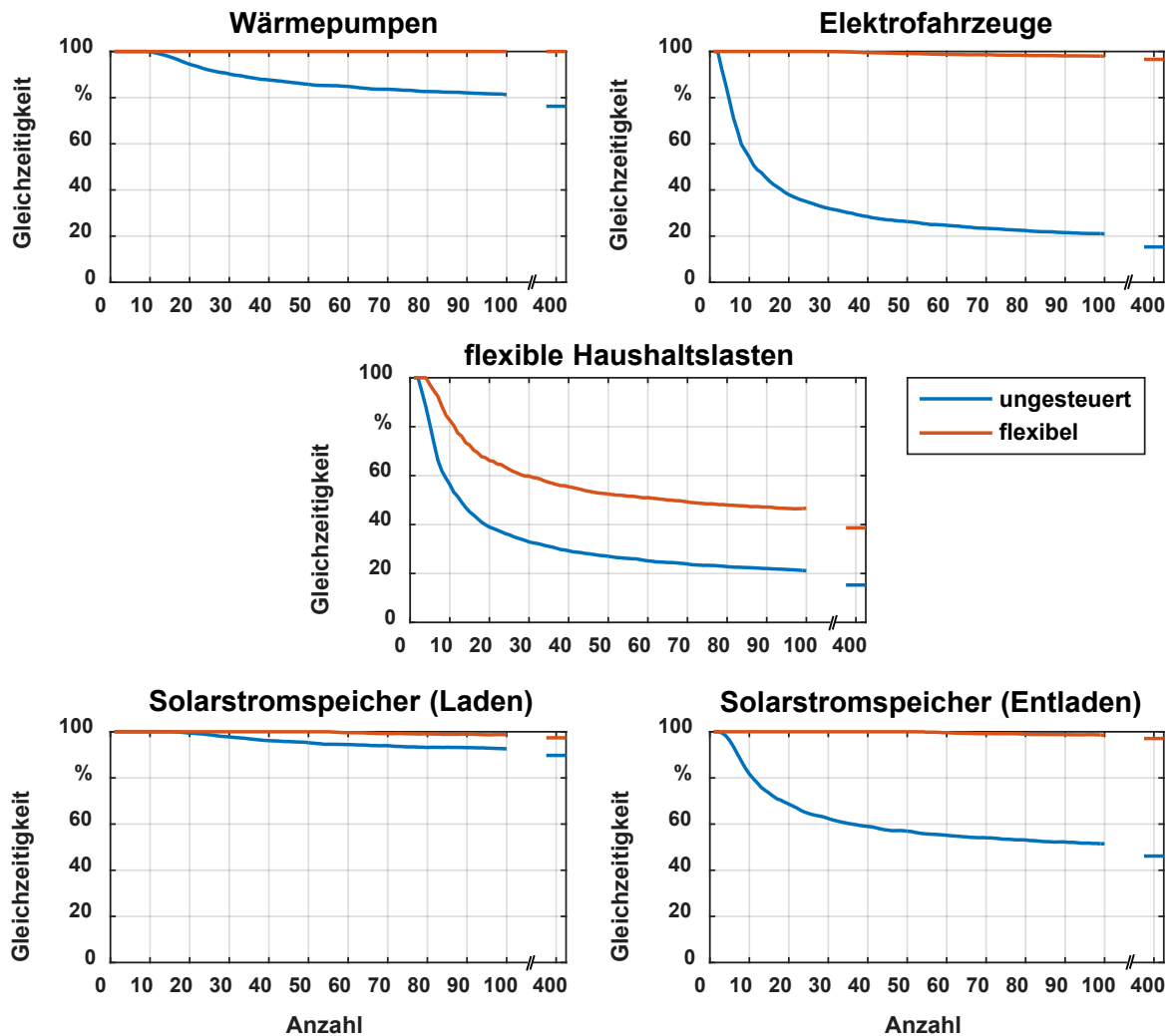
$$g''(n) = \begin{cases} g'(n) & \text{für } g'(n) < 1 \\ 1 & \text{sonst.} \end{cases} \quad (6-3)$$

Durch eine optimierende Kurvenanpassung (siehe [79]) lassen sich anschließend die Parameter der Funktion  $g'$  schätzen. Dabei gilt es zu beachten, dass nur Werte  $< 1$  bei der Anpassung berücksichtigt werden. Abbildung 6-2 zeigt das Ergebnis der Kurvenanpassung am Beispiel von Elektrofahrzeugen im ungesteuerten Betrieb. Es zeigt sich, dass die Funktion mit einem sehr hohen Bestimmtheitsmaß ( $R^2 = 0,997$ ) an die Simulationswerte angepasst werden kann.

Aufgrund der langsameren asymptotischen Annäherung ist der Parameter  $c$ , anders als bei Verwendung der herkömmlichen Gleichzeitigkeitsfunktion  $g$ , nur bedingt als Schätzer für große  $n$  geeignet. So beträgt die Abweichung zwischen  $c$  und dem Funktionswert  $g''$  selbst bei 1.000 ungesteuert betriebenen Elektrofahrzeugen noch immer mehr als 2 Prozentpunkte. Pauschale Abschätzungen („X kW pro Kunde“) sind somit, anders als bei Haushaltslasten nur für sehr große  $n$  gültig.

### 6.1.2 Gleichzeitigkeit von Flexibilitätsoptionen

Mittels der zuvor beschriebenen Methodik kann für alle betrachteten Flexibilitätsoptionen und die simulierten Betriebsfälle *ungesteuert* und *flexibel* eine Gleichzeitigkeitsfunktion bestimmt werden. Abbildung 6-3 zeigt diese in Abhängigkeit der betrachteten Anlagenanzahl  $n$ . Für die nicht dargestellten Flexibilitätsoptionen *BHKW* und *Elektrospeicherheizungen* beträgt die Gleichzeitigkeit unabhängig von der Anlagenanzahl stets Eins. Für Solarstromspeicher sind zudem zwei Funktionen dargestellt, die sich jeweils auf den Lade- bzw. Entladebetrieb beziehen.



**Abbildung 6-3: Ermittelte Gleichzeitigkeitsfunktionen einzelner Flexibilitätsoptionen im ungesteuerten (blau) und flexiblen Betrieb (rot).**

Die Analyse verdeutlicht, dass bereits im ungesteuerten Betrieb erhebliche Unterschiede zwischen den Flexibilitätsoptionen bestehen. Während für Wärmepumpen, BHKW und Elektrospeicherheizungen mit einer (beinahe) vollständigen Gleichzeitigkeit zu rechnen ist, weisen Elektrofahrzeuge und flexible Haushaltslasten bereits bei einer vergleichsweise geringen Anlagenanzahl hohe Durchmischungseffekte auf. Entsprechend können diese Anlagen in der Netzplanung mit einer verminderten Anschlussleistung berücksichtigt werden. Für Solarstromspeicher haben die ermittelten Funktionen des ungesteuerten Betriebs nur eine geringe Relevanz, da diese stets durch eine identische Last des versorgten Haushalts bzw. der Einspeisung der PV-Anlage kompensiert werden.

Im optimierten Betriebsfall erhöhen sich die Gleichzeitigkeitsfaktoren aller Flexibilitätsoptionen deutlich. Für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge (sowie BHKW und Elektrospeicherheizungen) wird zu mindestens einem Zeitpunkt des Jahres auch bei einer hohen Anzahl betrachteter Anlagen die gesamte installierte Leistung genutzt. Für Elektrofahrzeuge bedeutet dies eine Erhöhung der Gleichzeitigkeit um bis zu 80 Prozentpunkte. Bei flexiblen Haushaltslasten steigt die

Gleichzeitigkeit hingegen um bis zu 20 Prozentpunkte. Da der Speicherbetrieb von Solarstromspeichern nun auch entkoppelt vom versorgten Objekt stattfindet, wird das Speicherverhalten aus Sicht des Stromnetzes nicht mehr zwingend durch den lokalen Stromverbrauch bzw. die PV-Einspeisung kompensiert. Die ermittelte Gleichzeitigkeit wird bei flexiblem Betrieb somit ebenfalls für die Netzplanung relevant.

Tabelle 6-1 zeigt die ermittelten Funktionsparameter der erweiterten Gleichzeitigkeitsfunktion  $g''$ . Es wird deutlich, dass sich die erweiterte Gleichzeitigkeitsfunktion mit hohem Bestimmtheitsmaß an die Simulationen anpassen lässt. Für BHKW, Elektrospeicherheizungen und optimiert betriebene Wärmepumpen ist keine Anpassung notwendig, da diese Anlagen unabhängig von der Anlagenanzahl eine Gleichzeitigkeit von Eins aufweisen.

**Tabelle 6-1: Ermittelte Funktionsparameter der erweiterten Gleichzeitigkeitsfunktion  $g'$ .**

Flexibilitätsoptionen	ungesteuert				optimiert			
	a	b	c	R <sup>2</sup>	a	b	c	R <sup>2</sup>
Wärmepumpen	0,983	0,467	0,701	0,996	0	0	1	-
Elektrofahrzeuge <sup>13</sup>	1,785	0,631	0,112	0,997	0,206	0,386	0,946	0,991
flex. Haushaltslasten	1,880	0,630	0,109	0,998	1,672	0,526	0,314	0,995
PV-BS (laden)	0,549	0,471	0,864	0,992	0,199	0,375	0,952	0,965
PV-BS (entladen)	1,517	0,586	0,416	0,997	0,238	0,416	0,951	0,968
BHKW	0	0	1	-	0	0	1	-
Elektrospeicherheizungen	0	0	1	-	0	0	1	-

### 6.1.3 Berücksichtigung in der Netzplanung

Die so bestimmten Gleichzeitigkeitsfunktionen können nun prinzipiell zur Netzplanung verwendet werden. Anders als bereits existierende Ansätze zur Bestimmung von Gleichzeitigkeitsgraden, in denen teils jahrzehntelange Erfahrungswerte aus der Praxis eingeflossen sind, basiert diese Analyse jedoch ausschließlich auf Simulationen. Für Elektrofahrzeuge wird hierbei beispielsweise eine statistische Durchmischung des Fahrverhaltens angenommen, die für Netzabschnitte mit soziodemografisch homogener Struktur nicht zwingend gegeben ist. Entsprechend kann es in diesen Fällen zu Abweichungen von den ermittelten Gleichzeitigkeitsfunktionen kommen. Für eine Überprüfung sind zukünftig genauere Untersuchungen der jeweiligen Flexibilitätsoptionen notwendig, die heute aufgrund fehlender Durchdringung jedoch nicht möglich ist.

<sup>13</sup> Im Vergleich zu den Ergebnissen von Rolink [111] liegt das Ergebnis für den ungesteuerten Betrieb von Elektrofahrzeugen bei ausschließlicher Ladung am Wohnort etwa 40 % höher. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Rolink zur Bestimmung der Gleichzeitigkeitsfunktion das 99%-Quantil verwendet, dies jedoch auf Basis einzelner Tageslastgänge anwendet. Bezogen auf ein Jahr ergeben sich bei Rolink somit im Mittel 3,65 Überschreitungen während in dieser Untersuchung lediglich durchschnittlich alle 20 Jahr mit einer Überschreitung zu rechnen ist.

Die Verwendung von Gleichzeitigkeitsgraden verschiedener Arten von Netznutzern in der Netzplanung vernachlässigt jedoch die Tatsache, dass die beobachteten Lastspitzen der einzelnen Nutzerkategorien nicht zwingend zum selben Zeitpunkt stattfinden. Die Lastspitze von Elektrofahrzeugen im ungesteuerten Betrieb liegt bspw. rund eine Stunde vor der Lastspitze des Lastprofils für Haushalte und drei Stunden vor der Lastspitze von GHD-Kunden. Wird das Netz nun auf die maximale Gleichzeitigkeit aller Verbraucherarten ausgelegt, ohne dabei das zeitlich unterschiedliche Auftreten der Verbraucherspitzen zu berücksichtigen, erfolgt je nach Zusammensetzung der Verbraucher eine starke Überdimensionierung des Verteilnetzes. Dies gilt umso mehr für den optimierten Betrieb von Flexibilitätsoptionen: Durch eine positive Korrelation des lokalen und des deutschlandweiten Lastverhaltens treten Marktanreize zur Lasterhöhung bspw. häufig nur in Zeiten geringer lokaler Netzlast auf. Gleichzeitig findet die Einspeisung durch BHKW und Solarstromspeicher vornehmlich zu Zeiten hoher lokaler Last statt, sodass diese die Lastspitze z. T. kompensieren.

Die alleinige Verwendung von Gleichzeitigkeitsgraden suggeriert jedoch den vollständigen Beitrag aller Nutzerkategorien zur Spitzenlast und das Ausbleiben dezentraler Einspeisung. In Folge wird das Netz auf Last- und Einspeisespitzen ausgelegt, die in der Realität nicht auftreten. Zur Vermeidung dieses Effektes wurde in der Vergangenheit der sog. *Höchstlastanteil* definiert. Dieser beschreibt, inwiefern eine bestimmte Lastgruppe zur jeweiligen Höchstlast des betrachteten Netzes beiträgt und findet primär in der Bestimmung der Netzentgelte verschiedener Stromkunden Verwendung (siehe [142]). Als Planungsinstrument für einen steigenden Anteil dezentraler Flexibilitätsoptionen in den Verteilnetzen besitzt dieses Verfahren jedoch keine praktische Relevanz.

Die Übertragung heute gängiger Netzplanungsinstrumente auf Basis von Gleichzeitigkeitsgraden in ein Szenario mit einer hohen Durchdringung neuer Stromanwendungen führt somit dazu, dass der dadurch entstehende Netzausbaubedarf als unverhältnismäßig hoch eingeschätzt wird.

## **6.2 Flexibilitätseinsatz unter Berücksichtigung begrenzter Netzkapazitäten**

Entsprechend der Erkenntnisse aus Abschnitt 6.1 besteht ein Spannungsfeld zwischen einem erhöhten Netzausbaubedarf in den Verteilnetzen und der markt- bzw. systemseitigen Nutzung von Flexibilitätsoptionen. Der Lösungsraum dieses Konfliktes erstreckt sich dabei zwischen der Berücksichtigung eines unbeschränkten Marktzuganges von Flexibilitätsoptionen in der Netzplanung und einer Begrenzung der nutzbaren Anlagenflexibilität entsprechend den Anforderungen des Verteilnetzes. Während es im ersten Fall zu erhöhten Netzausbaukosten kommt, bedeutet die technische Einschränkung der Anlagenflexibilität eine Wettbewerbsbeschränkung und kann somit zu einem ineffizienten Marktergebnis der Energiemärkte führen.

Zwischen diesen Extremfällen existiert ein volkswirtschaftliches Optimum, dessen Ermittlung jedoch aufgrund der hohen Komplexität außerhalb dieser Untersuchung liegt. In diesem Abschnitt soll daher lediglich analysiert werden, inwiefern die nutzbare Anlagenflexibilität durch die begrenzte Netzkapazität in der Nieder- und Mittelspannung und unter der Maßgabe der Vermeidung zusätzlicher Netzausbaukosten beeinträchtigt wird.

Verteilnetze zeichnen sich im Allgemeinen durch eine hohe Heterogenität aus. Aussagen über die Gesamtsituation des Verteilnetzbestandes können daher i. d. R. nur anhand der Analyse einer Vielzahl individueller Verteilnetze vorgenommen werden. Der zukünftige Ausbaubedarf deutscher Verteilnetze wurde in der jüngeren Vergangenheit mit einer Vielzahl sog. *Verteilnetzstudien* untersucht (siehe z. B. [138], [59]). Diese Studien beziffern die Ausbaukosten deutscher Verteilnetze, die insbesondere durch die im Rahmen der Energiewende installierte dezentrale Erzeugungskapazität verursacht werden. Aufgrund der hohen Heterogenität von Verteilnetzen müssen in diesen Studien i. d. R. eine große Anzahl von Netzen untersucht werden. Um für diese Untersuchung ebenfalls eine möglichst realitätsnahe, empirische Aussagekraft zu erreichen, erfolgt die Analyse in diesem Abschnitt anhand realer Verteilnetze der Nieder- und Mittelspannung.

### 6.2.1 Untersuchte Verteilnetze

In einer Studie der ef.Ruhr und der TU Dortmund aus dem Jahr 2017 [59] wurde der Ausbaubedarf der Verteilnetze in Baden-Württemberg detailliert untersucht. Dabei wurden Netzdaten realer Verteilnetze erhoben und es wurde analysiert, welcher Netzausbaubedarf durch den weiteren Zubau Erneuerbarer Energie in verschiedenen Entwicklungsszenarien entsteht. Hierbei finden sowohl aktuelle Planungs- und Betriebsgrundsätze als auch innovative Netzausbaukonzepte wie etwa der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT) Berücksichtigung. Neben Netzgruppen der Hochspannung wurden dazu in 113 Netzen der Nieder- und Mittelspannung zusätzliche EE-Anlagen und Flexibilitätsoptionen simulativ installiert und der dadurch resultierende Ausbaubedarf monetär bewertet. Die analysierten Verteilnetze stellen im Rahmen der Studie eine Stichprobe dar, über die der gesamte Netzausbaubedarf in Baden-Württemberg abgeschätzt wird. Die Netze dieser Stichprobe wurden zunächst in sog. *Netzgebieten* (NGK) unterteilt, die Netze mit einer ähnlichen Versorgungsaufgabe zusammenfassen. Mit Hilfe einer Analyse der Versorgungsstruktur des Landes konnte über die NGK anschließend auf die Grundgesamtheit der Verteilnetze in Baden-Württemberg und deren zukünftige Netzausbaukosten geschlossen werden. Insgesamt wurden 13 NGK definiert, die sich über drei Spannungsebenen erstrecken und zwischen einer *städtischen*, *halbstädtischen* und *ländlichen* Versorgungsaufgabe differenzieren. Das in der Studie verwendete Szenario *NEP 1* basiert auf dem Szenarioahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2030 [130] und weist gegenüber dem in

Kapitel 5 verwendeten Szenariorahmen in Bezug auf die für diese Untersuchung relevanten Kennzahlen nur geringe Abweichungen<sup>14</sup> auf.

Die im Rahmen der Studie ausgebauten Netze stellen somit Verteilnetze dar, die bereits an die zukünftig zu erwartenden, erhöhten Anforderungen durch zunehmende erneuerbare Einspeisung angepasst sind und somit eine umfassende Stichprobe des zukünftigen Verteilnetzbestandes darstellen. Der Großteil der verwendeten Verteilnetze (100) ist mittels eines Tools zur Bewertung des Netzausbaubedarfs (detaillierte Beschreibung in [143]) automatisiert analysierbar und wurde im Rahmen der Studie bereits mit realitätsnahen Netzzeitreihen unterlegt. Für diese Untersuchung werden die so generierten Netzzeitreihen darüber hinaus an das verwendete Wetterjahr 2011 angepasst. Da die untersuchten Netze durch den erfolgten Netzausbau ausreichend entfremdet sind und zusätzlich anonymisiert wurden, können diese im Rahmen dieser Arbeit für weitere Untersuchungen genutzt werden.

In der Studie wurden jedoch nur eine verringerte Auswahl möglicher Flexibilitätsoptionen (WP, EV, BHKW) berücksichtigt. Daher muss die Regionalisierung der verbliebenen Flexibilitätsoptionen nach den folgenden Regionalisierungsfaktoren zusätzlich ergänzt werden: Flexible Haushaltslasten werden proportional zur Bevölkerung, Solarstromspeicher proportional zur neu installierten PV-Leistung und Elektro-speicherheizungen anhand des lokalen Wärmebedarfs regional verteilt.

### 6.2.2 Innovative Planungsgrundsätze für Verteilnetze

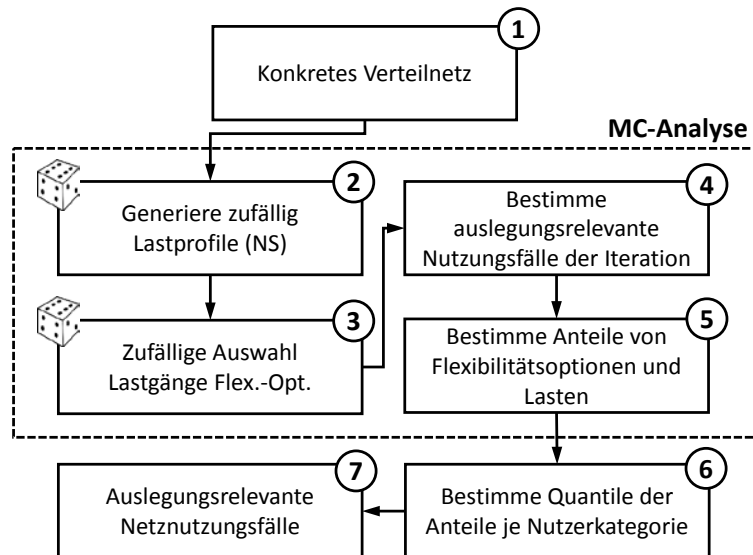
Die eingeschränkte Eignung heutiger Planungsgrundsätze für Verteilnetze mit einer hohen Durchdringung von Flexibilitätsoptionen führt zu der Herausforderung, dass die zur Verfügung stehenden Netze tendenziell sehr konservativ ausgelegt werden (siehe Abschnitt 6.1.3). Dies führt in der folgenden Netzanalyse zu dem Ergebnis, dass es durch den flexiblen, residuallastorientierten Betrieb von Flexibilitätsoptionen zu keinerlei Einschränkungen durch die untersuchten Netze kommt.

Mit dem Voranschreiten der Digitalisierung der Stromnetze und der damit einhergehenden besseren Beobachtbarkeit auch der unteren Spannungsebenen ist jedoch davon auszugehen, dass zukünftig auch innovativere Planungsgrundsätze Einzug in die Verteilnetzplanung erhalten. Entsprechend ist die Berücksichtigung einer weiterentwickelten Netzplanung ebenfalls notwendiger Bestandteil eines konsistenten Zukunftsszenarios. Aus diesem Grund wird für den Ausbau der betrachteten Verteilnetze neben den heutigen (für eine detaillierte Beschreibung siehe [59]) auch ein innovativerer Planungsgrundsatz zugrunde gelegt. Dieser erhebt nicht

---

<sup>14</sup> Gegenüber der Genehmigung des NEP 2025 weist der Entwurf des NEP 2030 im Szenario B um 3,8 % verringerte Ausbauzahlen für onshore-Windenergieanlagen sowie um 2 % verringerte Ausbauzahlen für PV-Anlagen aus.

den Anspruch einer vollumfänglichen, robusten und vorausschauenden Planungsstrategie, sondern soll lediglich einen Planungsgrundsatz darstellen, der zu einer Verminderung von Überkapazitäten im Stromnetz führt und sich somit stärker an den tatsächlich auftretenden Lastflüssen der jeweiligen Verteilnetze orientiert. Entsprechend werden einem flexiblen Anlageneinsatz in diesem Fall engere Grenzen bezüglich der verfügbaren Netzkapazität gesetzt. Der verwendete Planungsansatz ist schematisch in Abbildung 6-4 dargestellt.



**Abbildung 6-4: Vorgehen zur Bestimmung zeitreihenbasierter netzauslegungsrelevanter Netznutzungsfälle auf Basis einer Monte-Carlo-Analyse.**

Die Netzplanung wird für jedes untersuchte Verteilnetz individuell vorgenommen (Schritt 1). Die Zeitreihen der Netzlast werden in der Mittelspannung durch Standardlastprofile für Haushalte und GHD-Kunden (siehe [144]) abgebildet. Für Niederspannungsnetze werden stochastische Lastzeitreihen von Haushaltskunden (siehe [123]) genutzt. Das Einspeiseverhalten Erneuerbarer Energien basiert auf der Simulation lokaler Wetterzeitreihen in Verbindung mit physikalischen Anlagenmodellen (siehe [122]). Tabelle 6-2 gibt einen Überblick über die genutzten Zeitreihen.

Anschließend werden aus einem Pool von 10.000 simulierten Flexibilitätsoptionen im ungesteuerten Betriebsverhalten zufällige Lastzeitreihen gezogen (Schritt 3). Die Anzahl der ausgewählten Lastgänge entspricht dabei der im Netz vorhandenen Anzahl der jeweiligen Anlagenart. Die ausgewählten Zeitreihen werden zu Summenzeitreihen zusammengefasst und in Anlehnung an den sog. Höchstlastanteil (siehe [142]) deren Maxima und Minima hinsichtlich des Beitrags der unterschiedlichen Netznutzer analysiert (Schritt 4). Abbildung 6-5 (oben) zeigt exemplarisch fünf Realisationen der Monte-Carlo-Analyse für ein exemplarisches Mittelspannungsnetz. Aus dem Maximum der Jahreszeitreihe können anschließend die Beiträge der betrachteten Flexibilitätsoptionen zur Spitzenlast identifiziert werden. Diese sind exemplarisch in Abbildung 6-5 (unten) dargestellt.



**Tabelle 6-2: Genutzte Datenbasis zur zeitreihenbasierten Simulation von Leistungsflüssen in Verteilnetzen.**

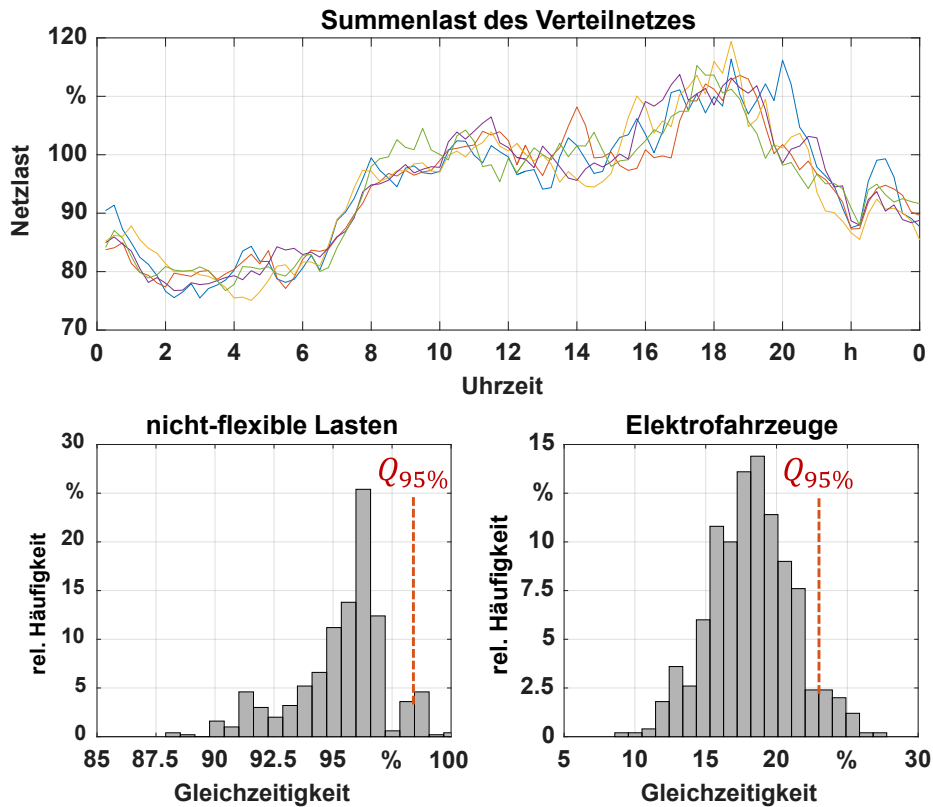
Lasten/Einspeiser	Niederspannung	Mittelspannung
Haushaltskunden	stochastisches Lastmodell [123]	SLP H0 [144]
GuD-Kunden	-	SLP G0 [144]
Industriekunden	-	Regionenmodell [122]
PV-Anlagen	Regionenmodell [122]	
Windkraftanlagen	Regionenmodell [122]	
Biomasseanlagen	Bandlast	
Sonstige EE-Anlagen	Bandlast	

Aus dem Ergebnis der Monte-Carlo-Analyse wird nun das 95%-Quantil des Beitrags zur Spitzenlast bzw. das 5%-Quantil des Beitrags zum Rückspeisefall für jede Art von Flexibilitätsoptionen sowie für die nicht-flexiblen Lasten bestimmt (Schritt 6). Die identifizierten Quantile für den Starklast- und Rückspeisefall werden anschließend zur Bildung der auslegungsrelevanten Nutzungsfälle für die Verteilnetzplanung genutzt (Schritt 7). Abschließend kann das Verteilnetz unter Nutzung eines automatisierten Netzausbauansatzes (siehe [143]) gemäß der identifizierten Nutzungsfälle ausgebaut werden.

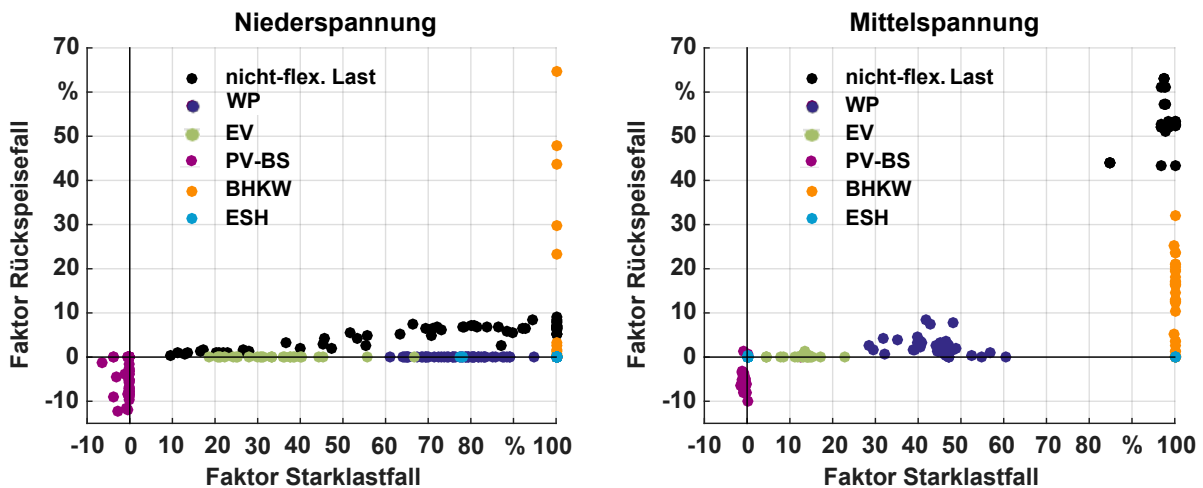
Abbildung 6-6 zeigt das Ergebnis der Analyse für alle betrachteten Nieder- und Mittelspannungsnetze. In der Niederspannung zeigt sich, dass die Spitzenlast des simulierten Jahres zeitlich i. d. R. nicht auf die Lastspitze der nicht-flexiblen Lasten trifft. Anders als in der herkömmlichen Netzplanung sind BHKW zum Zeitpunkt der Spitzenlast mit hoher Sicherheit vollständig in Betrieb, sodass diese den auslegungsrelevanten Starklastfall mindern. Die negativen Werte von Solarstromspeichern zeigen, dass diese mit bis zu 6 % ihrer installierten Leistung dem Starklastfall und mit bis zu 10 % dem Rückspeisefall entgegenwirken. Grundsätzlich hängt das Ergebnis jedoch stark von der individuellen Zusammensetzung der Netznutzer ab, so dass keine generelle Aussage über die Gesamtheit der Verteilnetze getroffen werden kann. In der Mittelspannung bleiben die auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle stärker durch den nicht-flexiblen Anteil der Netzlast dominiert. Ein verringerter Netzausbaubedarf ergibt sich vor allem aus der Berücksichtigung von BHKW im Starklastfall sowie einer erhöhten Netzlast<sup>15</sup> und verminderter BHKW-Leistung im Rückspeisefall.

Im Vergleich zur konventionellen Netzplanung ergeben sich im Leitungsausbau Einsparungen von 37 % (NS) bzw. 32 % (MS) der neu installierten Leitungslänge. Für den Ausbau von Transformatoren ergeben sich keine Unterschiede.

<sup>15</sup> Aufgrund der vergleichsweise großen Anzahl von PV-Anlagen in den untersuchten Netzen findet der Rückspeisefall zumeist in der Mittagszeit statt. Zu dieser Zeit ist in der MS mit hoher Sicherheit eine vergleichsweise hohe Netzlast zwischen 40 % und 60 % des Spitzenwertes zu erwarten.



**Abbildung 6-5:** Bestimmung von Gleichzeitigkeitsfaktoren für eine zeitreihenbasierte Netzplanung am Beispiel eines exemplarischen Mittelspannungs-Netzes. Oben: Fünf Realisationen der Summenlast im Verhältnis zu den im Netz vorhandenen, nicht-flexiblen Lasten. Unten: Relative Häufigkeitsverteilung der Gleichzeitigkeit von Lasten und Elektrofahrzeugen zum Zeitpunkt der Spitzenlast in der Monte-Carlo-Analyse.

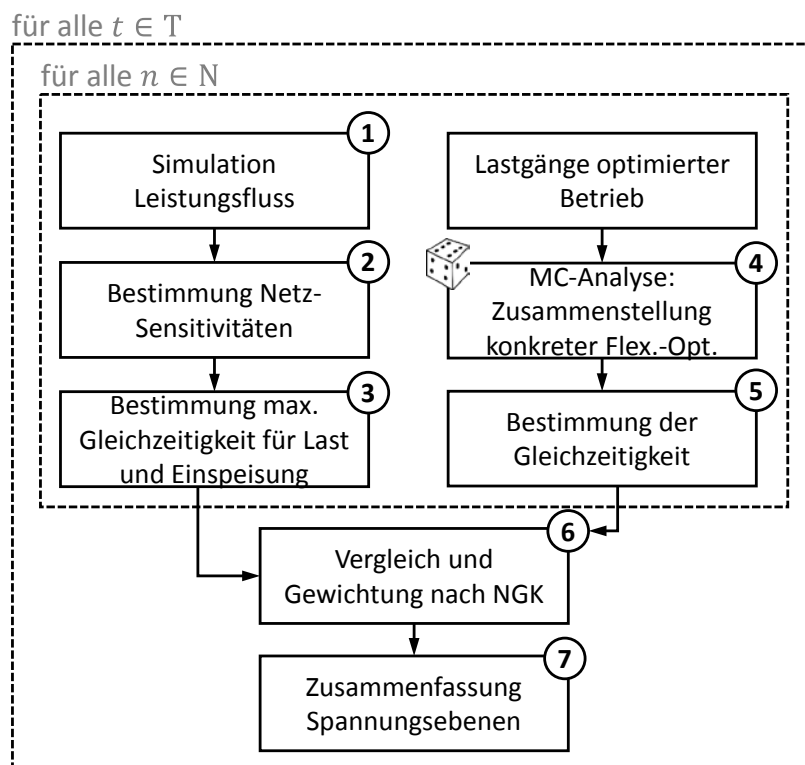


**Abbildung 6-6:** Gleichzeitigkeit der betrachteten Flexibilitätsoptionen zum Zeitpunkt der Spitzenlast (Abszisse) bzw. der höchsten Rückspeisung (Ordinate) aller betrachteten Verteilnetze.

Da die Netzplanung auf Basis dieses Verfahrens jedoch lediglich je eine einzelne Jahreszeitreihe der Einspeisung von PV- und Windenergieanlagen und einen einzelnen Jahres-Temperaturverlauf berücksichtigt, kann dies nicht zur Planung realer Netze verwendet werden. Vielmehr werden das Verfahren und die damit ausgebauten Verteilnetze als exemplarisches Instrument genutzt, um in der folgenden Analyse den Einfluss einer „schlankeren“ Netzplanung auf das Nutzungspotenzial von Flexibilitätsoptionen ableiten zu können.

### 6.2.3 Vorgehen zur Netzanalyse

Ziel der folgenden Analyse ist es, denjenigen Flexibilitätseinsatz zu quantifizieren, der aufgrund von Netzrestriktionen der Mittel- und Niederspannung nicht ohne zusätzlichen Netzausbau realisiert werden kann. Das schematische Vorgehen dieser Analyse ist in Abbildung 6-7 dargestellt und gliedert sich in sieben Analyseschritte. Zunächst wird die Stichprobe von Verteilnetzen  $N$  entsprechend der Methodik der Verteilnetzstudie aus dem Jahr 2017 (siehe [59]) mit Netzzeitreihen belegt (Schritt 1). Die dabei verwendeten Zeitreihen sind identisch mit den zuvor genutzten Zeitreihen der Verteilnetzplanung. Auf Basis der Netzzeitreihen kann nun für jede Viertelstunde  $t$  des untersuchten Jahres  $T$  eine Leistungsflussrechnung durchgeführt werden (Schritt 2).



**Abbildung 6-7: Analyseschritte zur Bestimmung der Netzrestriktionen, die die Flexibilitätsoptionen aus Verteilnetzen verringern.**

Im Anschluss an die Leistungsflussrechnung wird für jeden Zeitschritt und jedes Netz die freie Netzkapazität für Flexibilitätsoptionen bestimmt (Schritt 3). Dies erfolgt auf Basis des in Abschnitt 3.2 beschriebenen sensitivitätsbasierten Modells. Dabei wird explizit auch das erweiterte Spannungsband berücksichtigt,

das durch die Installation von regelbaren Ortsnetztransformatoren sowie bereits vorhandene, stufbare HS/MS-Transformatoren zur Verfügung steht. Somit kann berechnet werden, welche Gleichzeitigkeit die im Netz befindlichen Flexibilitätsoptionen aufweisen können, ohne dass es zu Verletzungen der Netzrandbedingungen kommt.

Im folgenden Schritt 6 kann die aus Sicht des Verteilnetzes maximal mögliche Gleichzeitigkeit aller Flexibilitätsoptionen nun mit der im optimierten Betrieb tatsächlich auftretenden Gleichzeitigkeit verglichen werden. Da alle simulierten Anlagen im optimierten Betrieb jedoch ein individuelles Flexibilitätssignal erhalten, hat die jeweilige Zusammenstellung einer Teilmenge der simulierten Anlagen großen Einfluss auf die resultierende Gleichzeitigkeit. Anlagen, die ein ähnliches Flexibilitätssignal erhalten, weisen dabei tendenziell eine höhere Gleichzeitigkeit auf. Um diesen Einfluss in der folgenden Analyse zu berücksichtigen, wird bei der Bestimmung der Gleichzeitigkeit der Flexibilitätsoptionen in einem Verteilnetz ebenfalls ein Monte-Carlo-Ansatz gewählt. Dabei werden zufällig ausgewählte Lastgänge des optimierten Betriebs für die im jeweiligen Netz vorhandenen Flexibilitätsoptionen ausgewählt und die gemeinsame Gleichzeitigkeit bestimmt. Dieses Vorgehen wird insgesamt 1.000-mal wiederholt (Schritt 4 und 5). Das Ergebnis dieser MC-Analyse ist eine Häufigkeitsverteilung der Gleichzeitigkeit aller Flexibilitätsoptionen in den untersuchten Netzen. Diese kann nun mit den tatsächlichen Grenzen der jeweiligen Netze verglichen und somit die Wahrscheinlichkeit von Grenzwertverletzungen ermittelt werden (Schritt 6). Diese Analyse wird für last- und einspeiseseitige Flexibilitätsoptionen sowie für Nieder- und Mittelspannung getrennt durchgeführt<sup>16</sup>. Lastseitige Flexibilitätsoptionen sind dabei diejenigen Anlagen, die Strom beziehen, während einspeiseseitige Anlagen Strom erzeugen. Solarstromspeicher sind demnach beiden Typen zuzuordnen.

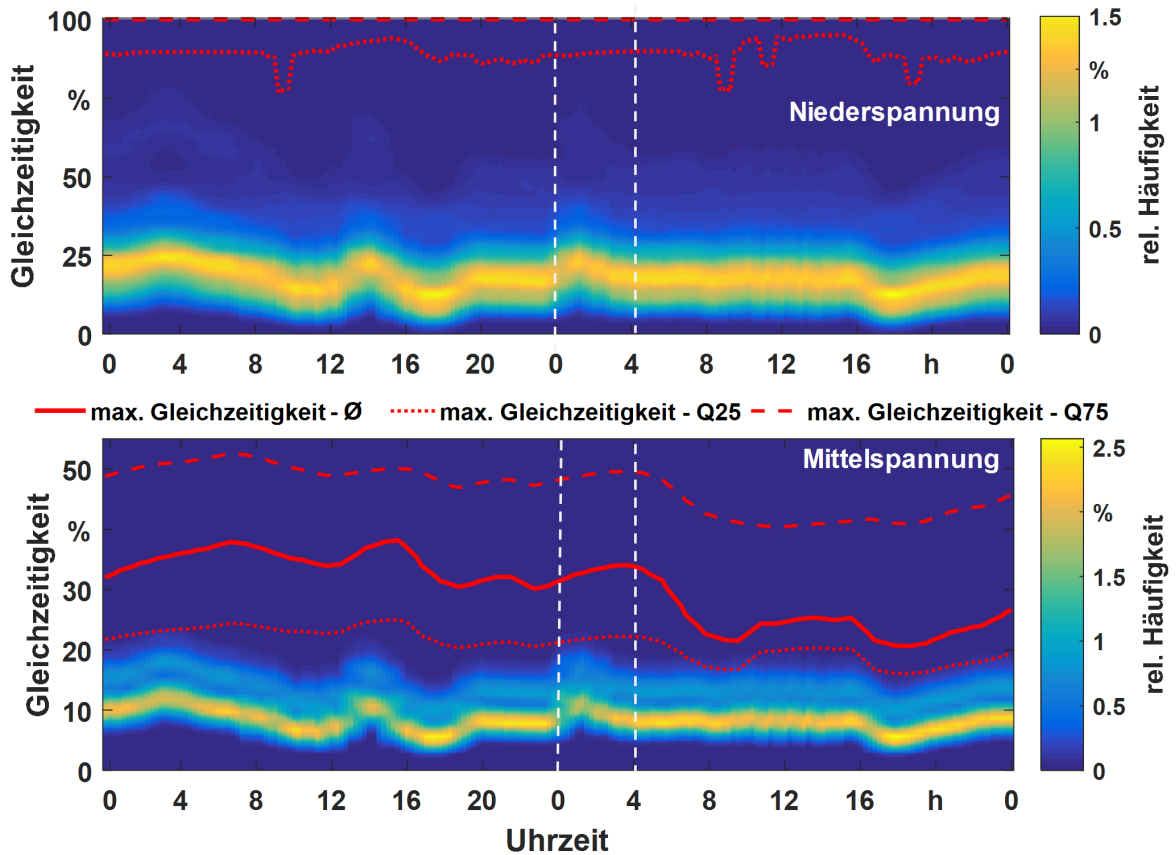
Abbildung 6-8 zeigt exemplarisch die so ermittelte relative Häufigkeitsverteilung der in der MC-Analyse auftretenden Gleichzeitigkeit lastseitiger Flexibilitätsoptionen für Niederspannungsnetze (oben) sowie Mittelspannungsnetze (unten). Die Abbildung zeigt zwei Tage des simulierten Jahres, die das Auftreten der höchsten negativen Residuallastspitze enthält (weiß markierter Bereich) und somit den größten Anreiz zum Einsatz lastseitiger Flexibilität bietet. Zudem ist der maximal mögliche Gleichzeitigkeitsgrad der Flexibilitätsoptionen als Mittelwert bzw. 25 %- und 75 %-Quantil über alle betrachteten Netze (rote Linien) dargestellt.

Die Abbildung verdeutlicht, dass in Niederspannungsnetzen, aufgrund der geringen Anzahl von Flexibilitätsoptionen mit einer höheren Gleichzeitigkeit zu rechnen ist. Da dies jedoch im verwendeten Netzplanungsansatz berücksichtigt wurde, sind die untersuchten Netze auf diese höhere Gleichzeitigkeit ausgelegt. In der Mittelspannung ist die Gleichzeitigkeit der Flexibilitätsoptionen zwar tendenziell

---

<sup>16</sup> Dabei werden Lasten jedoch auch bei der Analyse der Einspeiser berücksichtigt und umgekehrt. Die Trennung erfolgt lediglich, um die jeweils relevanten Spannungsgrenzen einzeln analysieren zu können.

geringer, bedingt durch die starke Adaption der Netzinfrastruktur am ungesteuerten Betriebsverhalten der Flexibilitätsoptionen kommt es in einigen MC-Iterationen einzelner Netze jedoch zur Überschreitung der maximal möglichen Gleichzeitigkeit. Hierdurch entsteht eine positive Wahrscheinlichkeit für die Überschreitung der jeweiligen Netzrestriktionen.

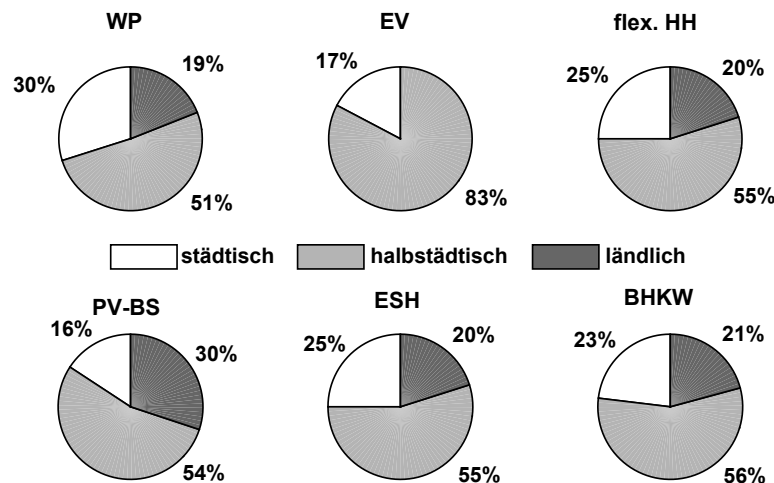


**Abbildung 6-8:** Relative Häufigkeitsverteilung der Gleichzeitigkeit lastseitiger Flexibilitätsoptionen in den untersuchten Niederspannungs- (oben) und Mittelspannungsnetzen (unten) am Tag der geringsten Residuallast (weißer Bereich). Die roten Linien geben die maximal mögliche Gleichzeitigkeit aller untersuchten Netze an, die genutzt werden kann, ohne dass es zur Verletzung der Netzrestriktionen kommt.

Netzrestriktionen wirken jedoch nicht nur auf einzelne Arten von Flexibilitätsoptionen sondern immer auf alle Flexibilitätsoptionen in einem Netzabschnitt. Da die unterschiedlichen Arten von Flexibilitätsoptionen jedoch unterschiedliche Durchdringungen in den untersuchten Netzen aufweisen<sup>17</sup>, ist zur Zusammenfassung der Ergebnisse eine individuelle Gewichtung je Flexibilitätsoption notwendig. Dabei wird deren Vorkommen innerhalb der jeweiligen Netzgebietsklassen entsprechend der in der Verteilnetzstudie des Landes Baden-Württemberg [59] verwendeten Regionalisierung berücksichtigt (siehe Abbildung 6-9).

<sup>17</sup> Elektrofahrzeuge kommen in der zugrundeliegenden Datenbasis z. B. nur in den Netzgebietsklassen „städtisch“ und „halbstädtisch“ vor, nicht aber in ländlichen Netzgebieten.

In dieser Untersuchung treten positive Wahrscheinlichkeiten für Verletzungen der Netzrestriktionen ausschließlich in der Mittelspannung und nur bei lastseitigen Flexibilitätsoptionen auf. Dies vereinfacht die Analyse insofern, als dass keine zusätzliche Zusammenfassung der spannungsebenenübergreifenden Wahrscheinlichkeiten notwendig wird. Für die erzielten Ergebnisse entfällt somit der in Abbildung 6-7 dargestellte siebte Analyseschritt.



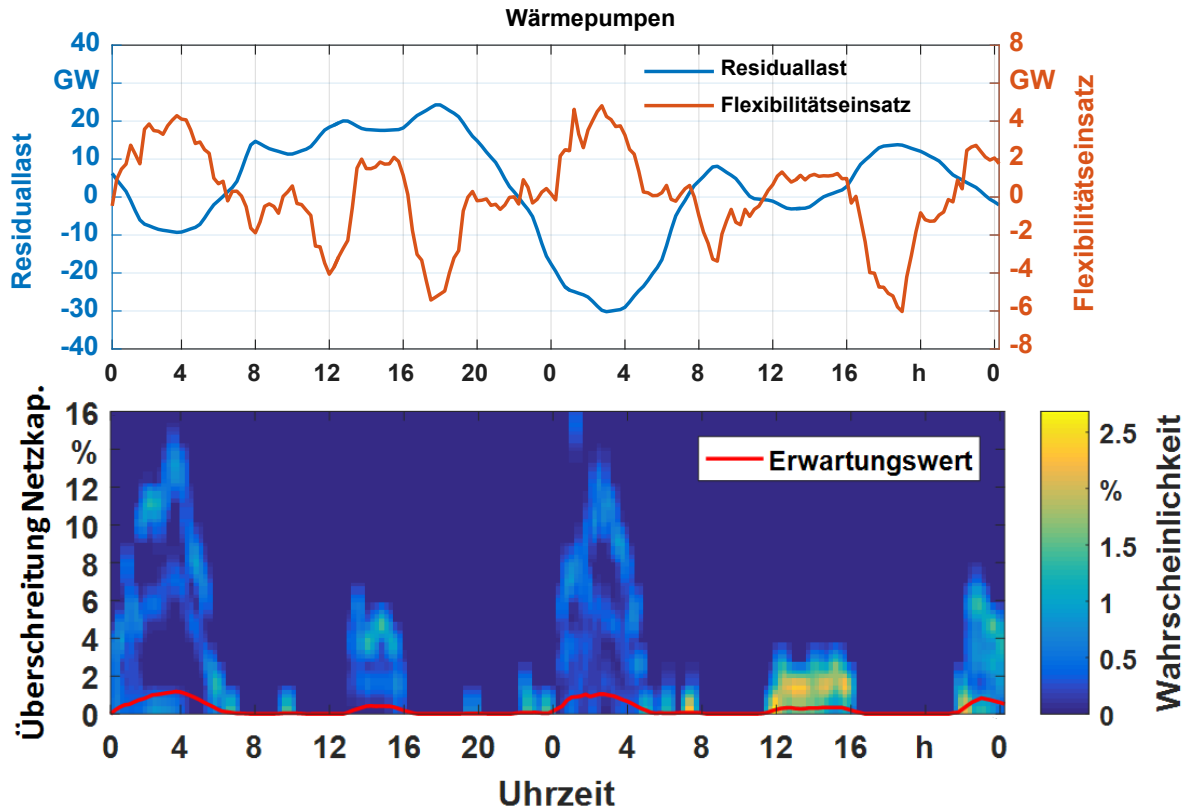
**Abbildung 6-9:** Vorkommen der untersuchten Flexibilitätsoptionen nach Netzgebietsklasse.

Abbildung 6-10 zeigt ein exemplarisches Ergebnis der Analyse zum Zeitpunkt der negativen Residuallastspitze. Der obere Teil der Abbildung stellt den Verlauf der deutschlandweiten Residuallast sowie den Flexibilitätseinsatz durch Wärmepumpen dar. Der untere Teil der Abbildung zeigt, mit welcher relativen Häufigkeit Überschreitungen der vorhandenen Netzkapazität auftreten. Die Höhe der Überschreitung ist auf die gesamte installierte Kapazität von Flexibilitätsoptionen bezogen und entsprechend des Anteils von Wärmepumpen in den jeweiligen Netzen gewichtet. Es wird deutlich, dass es zu Überschreitungen der Netzkapazität von bis zu 16 % der installierten Leistung aller Flexibilitätsoptionen kommen kann. Aufgrund der geringen relativen Häufigkeit dieser Überschreitungen beträgt der Erwartungswert der nicht nutzbaren Leistung jedoch maximal 1,2 % im dargestellten Zeitraum sowie maximal 1,7 % im Jahresverlauf. Überschreitungen der Netzkapazitäten treten dabei sowohl bei geringer lokaler Netzlast und hohem lastseitigen Flexibilitätseinsatz (zwischen 0:00 und 4:00 Uhr) sowie bei höherer lokaler Netzlast und geringem lastseitigen Flexibilitätseinsatz (zwischen 12:00 und 16:00 Uhr) auf.

Da die Flexibilitätsoptionen unterschiedliche Durchdringungen der untersuchten Netze aufweisen, variieren die Ergebnisse je nach Art der Flexibilitätsoption. Solarstromspeicher sind bspw. vor allem in ländlichen Netzen vorhanden, während Elektrofahrzeuge ausschließlich in städtischen und halbstädtischen Netzen vorkommen. Die Berechnungsergebnisse ländlicher Netze (die höhere Erwartungs-

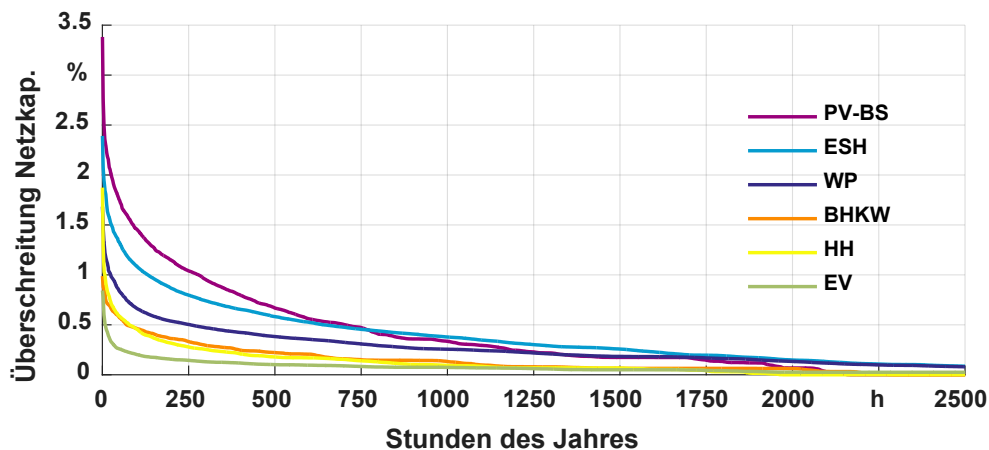
## 6.2 Flexibilitätseinsatz unter Berücksichtigung begrenzter Netzkapazitäten

werte für Netzrestriktionen aufweisen) haben somit für die Gesamtheit der Solarstromspeicher ein höheres Gewicht. Aus diesem Grund weisen Solarstromspeicher die höchsten und Elektrofahrzeuge die geringsten Einschränkungen auf. Abbildung 6-11 zeigt hierzu die geordneten Jahresdauerlinien des Erwartungswertes von Überschreitungen der verfügbaren Netzkapazität für alle untersuchten Flexibilitätsoptionen.



**Abbildung 6-10:** Oben: Verlauf der Residuallast in Deutschland ohne optimierten Flexibilitätseinsatz sowie Flexibilitätseinsatz von Wärmepumpen. Unten: Relative Häufigkeitsverteilung der Überschreitung der Netzkapazität in Mittelspannungsnetzen für Wärmepumpen und daraus resultierender Erwartungswert (rot).

Es wird deutlich, dass nur ein geringer Anteil des verfügbaren Flexibilitätspotenzials aufgrund von Netzrestriktionen nicht aktivierbar ist. Aufgrund der strukturellen Unterschiede der untersuchten Verteilnetze und der damit verbundenen Verteilung der Flexibilitätsoptionen variiert das Ergebnis je nach Art der Flexibilitätsoption deutlich. Einschränkungen von über 1 % treten dabei zwischen 0 h (Elektrofahrzeuge) und 280 h im Jahr (Solarstromspeicher) auf. Aufgrund der gewählten Eingangsdaten, die lediglich Verteilnetze aus dem Südwesten Deutschlands und die dort typischen Temperatur- und Einspeisezeitreihen umfassen, ist das Ergebnis jedoch nur für diese Region gültig.



**Abbildung 6-11: Geordnete Jahresdauerlinien der aufgrund von Netzrestriktionen nicht aktivierbaren, lastseitigen Flexibilität.**

### 6.2.4 Einfluss auf die nutzbare Flexibilität

Die vorhergehende Analyse zeigt, dass es durch die Nutzung von Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich der deutschlandweiten Residuallast unter bestimmten Voraussetzungen zu Überschreitungen der vorhandenen Netzkapazität kommen kann. In diesen Fällen ist entweder der Ausbau der betroffenen Verteilnetze oder eine Beschränkung des möglichen Flexibilitätseinsatzes notwendig.

Das Ergebnis der Analyse ist jedoch stark von den Grundsätzen der Verteilnetzplanung abhängig. Unter Anwendung konservativer, zeitreihenunabhängiger Planungsgrundsätze weisen die untersuchten Verteilnetze genügend Kapazitätsreserven auf, um auch den residuallastorientierten Einsatz von Flexibilitätsoptionen uneingeschränkt zu erlauben.

Erfolgt die Netzausbauplanung hingegen unter der Berücksichtigung von Vermischungseffekten unter den verschiedenen Verbraucherarten, resultiert dies in verringerten Kapazitätsreserven. In diesem Fall führt der Wechsel vom ungesteuerten zum optimierten Einsatzverhalten von Flexibilitätsoptionen zu Konflikten zwischen Einsatzverhalten und verfügbarer Netzkapazität. Dieser Effekt tritt in der Analyse jedoch nur in Mittelspannungsnetzen und nur für die lastseitige Flexibilität (Steigerung des Strombezugs bzw. Verringerung der Einspeisung) auf. Für die Verringerung des Strombezugs bzw. Steigerung der Einspeisung sind hingegen keine Einschränkungen zu beobachten.

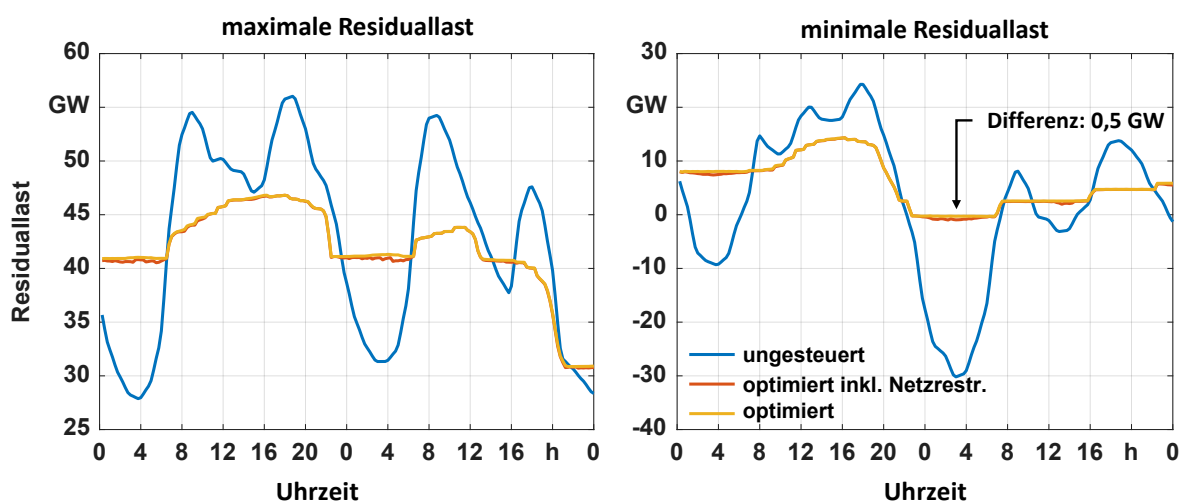
Da die vorliegende Analyse auf einer Stichprobe von Netzen aus dem südwestdeutschen Raum basiert, hat diese nur eine eingeschränkte Aussagekraft für die gesamtdeutsche Situation. Für diese Netze ist bspw. anzunehmen, dass der Anteil von Verteilnetzen, die stark durch Windenergieanlagen beeinflusst werden, unterrepräsentiert und der Einfluss von PV-Anlagen überrepräsentiert ist.

Unter der Annahme, dass die verwendeten Netze ausreichend repräsentativ sind, um Rückschlüsse auf den gesamten Flexibilitätseinsatz in Deutschland zuzulas-



## 6.2 Flexibilitätseinsatz unter Berücksichtigung begrenzter Netzkapazitäten

sen, kann jedoch ein Ausblick auf das gesamte Flexibilitätspotenzial gegeben werden. Dazu kann die beobachtete Beschränkung des Flexibilitätseinsatzes auf den Gesamtbestand der Flexibilitätsoptionen übertragen und die Auswirkungen auf die geglättete Residuallast analysiert werden. Da die Netzrestriktionen nur die lastseitige Flexibilität betreffen, wirken sich diese nicht auf das Potenzial zur Reduktion der maximalen Residuallast aus. Zur Reduktion der negativen Residuallastspitze ist hingegen eine hohe Gleichzeitigkeit im lastseitigen Flexibilitätseinsatz notwendig. Diese führt, ungeachtet der geringen Bezugsleistung nicht-flexibler Lasten zur Nachtzeit, zu Verletzungen der Netzrestriktionen. Bei Berücksichtigung der begrenzten Netzkapazitäten im Flexibilitätseinsatz verringert sich das Potenzial zur Kompensation der negativen Residuallastspitze somit um 0,5 GW bzw. 1,7 % der nutzbaren Flexibilität zu diesem Zeitpunkt.



**Abbildung 6-12:** Einfluss begrenzter Netzkapazitäten auf das nutzbare Flexibilitätspotenzial unter Annahme zeitreihenbasierter Netzplanungsansätze und einer ausreichenden Repräsentativität der untersuchten Verteilnetze für die gesamtdeutsche Netzsituation.

Da diese Einschränkungen jedoch auch Auswirkungen auf das Einsatzplanungsproblem der einzelnen betroffenen Anlagen haben, ist neben den hier dargestellten Abweichungen mit geringen Änderungen des Anlagenverhaltens vor und nach dem Eintreten der Netzrestriktionen zu rechnen. Die Quantifizierung dieses Effektes erfordert jedoch eine vollständige Neubewertung des Flexibilitätseinsatzes. Aufgrund des geringen zu erwartenden Einflusses in Verbindung mit einem hohen Simulationsaufwand wird auf diesen Iterationsschritt jedoch verzichtet.

Grundlage der in diesem Kapitel verwendeten Monte-Carlo-Analyse ist jedoch, dass Flexibilitätsoptionen mit ähnlichem Anlagenverhalten nicht überproportional häufig in einem Verteilnetz auftreten. Verletzungen dieser Annahme können durch lokale strukturelle Clusterung oder Clusterungen der marktlichen Aggregation entstehen.

Eine strukturelle Clusterung liegt vor, wenn es zu Korrelationen in der lokalen Versorgungsaufgabe kommt. Dies kann bspw. der Fall sein, wenn die Wärmebe-

darfsprofile von mit Wärmepumpen versorgten Objekten aufgrund gleicher Baustruktur große Ähnlichkeiten aufweisen oder z. B. das Nutzungsverhalten von Elektrofahrzeugen aufgrund ähnlicher soziodemographischer Faktoren lokal stark korreliert.

Clusterungen in der marktlichen Aggregation liegen dann vor, wenn ein Marktakteur (oder mehrere Marktakteure mit ähnlichen Erwartungen an das Marktverhalten) identische Flexibilitätssignale an eine lokale Gruppe von Flexibilitätsoptionen übermittelt. Anders als in der Simulation berücksichtigt, kann es hierdurch zu einer höheren lokalen Gleichzeitigkeit der Flexibilitätsoptionen kommen. Zur Berücksichtigung des Einflusses dieser Effekte auf die Simulationsergebnisse sind jedoch detaillierte Informationen über die soziodemographische Struktur von Verteilnetzen, das Nutzungsverhalten von Flexibilitätsoptionen sowie das zukünftigen Marktverhalten von Aggregatoren notwendig.

### 6.3 Zusammenfassung

Dieses Kapitel untersucht die Wechselwirkungen zwischen dem flexiblen Betrieb der betrachteten Flexibilitätsoptionen und dem Verteilnetz. Dabei wird sowohl der Einfluss des flexiblen und des ungesteuerten Betriebs auf die Netzplanung als auch der Einfluss begrenzter Netzkapazitäten auf die nutzbare Flexibilität betrachtet.

In Kapitel 6.1 wurde gezeigt, welche Gleichzeitigkeit ungesteuert und flexibel betriebene Flexibilitätsoptionen in Abhängigkeit von der Anlagenanzahl aufweisen. Dabei wurde deutlich, dass die Flexibilisierung der Anlagen bei heutigen Planungsgrundsätzen eine deutliche Steigerung der bei der Netzplanung zu berücksichtigten Gleichzeitigkeit bewirkt. Zudem konnten jedoch auch die zukünftig eingeschränkte Effizienz eines auf Gleichzeitigkeitsfunktionen basierenden Netzplanungsansatzes aufgezeigt werden.

In Kapitel 6.2 wurde hingegen untersucht, welchen Einfluss die Berücksichtigung begrenzter Netzkapazitäten im Verteilnetz auf die nutzbare Anlagenflexibilität ausübt. Dazu wurden insgesamt 100 Mittel- und Niederspannungsnetze unter Verwendung der zuvor ermittelten Gleichzeitigkeitsfunktionen einer Netzausbauplanung unterzogen und anschließend hinsichtlich des Einflusses einer flexiblen Betriebsweise von Flexibilitätsoptionen analysiert. Hierzu wurde die maximal mögliche Gleichzeitigkeit aller Flexibilitätsoptionen in den untersuchten Netzen ermittelt und auf Basis einer Monte-Carlo-Simulation mit den im flexiblen Betrieb auftretenden Gleichzeitigkeiten verglichen. Dabei zeigte sich, dass bei herkömmlichen Netzplanungsansätzen auch im flexiblen Betrieb keine Netzrestriktionen verletzt werden. Ursächlich ist hierfür einerseits der konservative Planungsansatz (und damit einhergehend ein hoher Netzausbaubedarf der Verteilnetze) und andererseits die Tatsache, dass die deutschlandweite Lastsituation stark mit der lokalen Netzsituation korreliert.

Da Netzplanungsansätze auf Basis von Gleichzeitigkeitsfunktionen bei gesicherter Kenntnis des Lastverhaltens jedoch zu einer Überdimensionierung des Verteilnetzes führen können, wurde die Untersuchung anschließend unter Anwendung eines eigens entwickelten, zeitreihenbasierten Netzplanungsansatzes wiederholt. Dieser Planungsansatz berücksichtigt das zeitliche Auftreten und die Zusammensetzung der auslegungsrelevanten Netznutzungsfälle mittels einer gesonderten Monte-Carlo-Analyse. Gegenüber der heutigen Planungspraxis führt dieser Ansatz zu einer Reduktion des Leitungsausbaus in Höhe von ca. 35 %. Im Gegenzug zeigt sich jedoch, dass der Wechsel hin zu einem flexiblen Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen nun Verletzungen der Netzrestriktionen verursacht. Dies betrifft jedoch lediglich die Mittelspannungsnetze und den lastseitigen Flexibilitätseinsatz. Im Maximum können 3,5 % der installierten flexiblen Leistung nicht eingesetzt werden. Entsprechend üben die Restriktionen der Verteilnetze nur einen geringen Einfluss auf das nutzbare Potenzial von Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich der deutschen Residuallast aus. Die Tatsache, dass sich bei Anwendung zeitreihenbasierter Netzplanungsansätze nun Restriktionen für den flexiblen Anlagenbetrieb ergeben, bedeutet jedoch auch, dass für die Anwendung innovativer Planungsansätze das Vorhandensein und das Betriebsverhalten von Flexibilitätsoptionen hinlänglich bekannt sein muss.

In Bezug auf die verwendete Untersuchungsmethodik ergibt sich in zwei Bereichen wesentliches Verbesserungspotenzial. Dies betrifft einerseits die Berücksichtigung von Netzrestriktionen in der Einsatzplanung von Flexibilitätsoptionen. Andererseits sollte eine Weiterentwicklung des in Kapitel 6.2.2 entworfenen Netzplanungsansatzes erfolgen.

Die verwendete, maximale Gleichzeitigkeit für dezentrale Flexibilitätsoptionen (vgl. Kapitel 3.2) vereinfacht zwar das Einsatzplanungsproblem, verursacht jedoch zugleich Ungenauigkeiten bezüglich der individuellen Positionierung der Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz. Die integrierte Lösung des Einsatzplanungsproblems unter Berücksichtigung begrenzter Netzkapazitäten wurde im Rahmen der Arbeit nicht durchgeführt, da es dafür einerseits an statistisch valider Kenntnisse über die Konfiguration der Verteilnetze mangelt (die verwendete Stichprobe umfasst nur Netze aus dem Südwesten Deutschlands). Andererseits führt die kombinierte Betrachtung mehrerer Flexibilitätsoptionen zu einer erheblichen Steigerung der benötigten Rechenzeit und ist damit in der Praxis nicht mehr verwendbar.

Der in Kapitel 6.2.2 entwickelte Netzplanungsansatz hat zudem lediglich exemplarischen Charakter und genügt nicht den Anforderungen eines real implementierbaren Ansatzes. Die Ergebnisse der Analyse weisen jedoch darauf hin, dass heutige Netzplanungsansätze, die auf dem Konzept von Gleichzeitigkeitsfunktionen basieren, für die Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen im ungesteuerten ebenso wie im flexiblen Betrieb nicht effizient sind.



## 7 Zusammenfassung und Ausblick

Im abschließenden Kapitel werden die wesentlichen Erkenntnisse dieser Arbeit kurz zusammengefasst und die Grenzen der verwendeten Methodik kritisch reflektiert. Anschließend erfolgt ein Ausblick auf weiterführende Fragestellungen, die an diese Untersuchung anknüpfen.

### 7.1 Zusammenfassung

Der strukturelle Wandel des deutschen und europäischen Stromversorgungssystems führt durch eine zunehmend fluktuierende Einspeisung zu einem erhöhten Flexibilitätsbedarf. Durch den zeitgleichen Wegfall thermischer Großkraftwerke, die einen Großteil des heutigen Bedarfs bereitstellen, ergibt sich die Frage, welche Flexibilitätsoptionen zukünftig für den kurz- und langfristigen Energieausgleich sorgen können. Als mögliche Flexibilitätsquellen sind hierzu hochflexible Kraftwerke, Stromspeicher, industrielles Lastmanagement sowie dezentrale Flexibilitätsoptionen im Zentrum der wissenschaftlichen Diskussion.

Der Fokus dieser Untersuchung liegt auf der Analyse des Potenzials dezentraler Flexibilitätsoptionen, die eine Gruppe primärer oder sektorenkoppelter Stromanwendungen umfasst. Im Einzelnen werden dabei Wärmepumpen, BHKW, Elektrofahrzeuge, Elektrospeicherheizungen, flexible Haushaltslasten und Solarstromspeicher hinsichtlich ihres technisch nutzbaren Potenzials zur Glättung der deutschlandweiten Residuallast untersucht.

Zur Bewertung des Potenzials dieser Anlagen wurde zunächst ein Simulationsmodell entwickelt, das das flexible Betriebsverhalten dezentraler Flexibilitätsoptionen als Einsatzplanungsproblem der gemischt-ganzzahligen Optimierung abbildet. Dabei wurde die technische Funktionsweise der einzelnen Anlagenarten detailliert modelliert und in ein gemeinsames Optimierungsmodell überführt. Darüber hinaus erfolgte die Entwicklung eines Modellansatzes, durch den die Einsatzplanung auch unter Berücksichtigung begrenzter Kapazitäten des Verteilnetzes durchgeführt werden kann. Grundlage dieses Verfahrens ist ein sensitivitätsbasierter Ansatz, der den Einfluss der Flexibilitätsoptionen auf die zulässigen Grenzwerte des Netzbetriebs als lineare Nebenbedingungen des Einsatzplanungsproblems abbildet.

Ein weiterer Schwerpunkt dieser Untersuchung liegt auf der realitätsnahen Simulation repräsentativer Eingangsparameter für das entwickelte Einsatzplanungsproblem. Dazu wurden bereits existierende Modelle genutzt und mit eigenen Simulationsmodellen kombiniert. Insbesondere die Simulation stochastischer Wärmelastprofile, die sowohl das individuelle Aktivitätsverhalten als auch zufällige Schwankungen berücksichtigt, stellt dabei ein neuartiges Verfahren dar.

Im Anschluss an die Modellbildung wurden die entwickelten Methoden dazu genutzt, das technische Potenzial des Gesamtbestandes dezentraler Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich der deutschen Residuallast im Jahr 2035 zu bestimmen. Der dazu verwendete Szenariorahmen orientiert sich am Netzentwicklungsplan 2025 und wurde um weitere Prognosen bzgl. der erwarteten Anzahl dezentraler Flexibilitätsoptionen erweitert. In einem iterativen Simulationsansatz wurde anschließend das flexible Betriebsverhalten anhand einer Stichprobe von ca. 7.000 Flexibilitätsoptionen ermittelt.

Das Ergebnis der Simulation zeigt, dass dezentrale Flexibilitätsoptionen deutlichen Einfluss auf die Residuallast nehmen können. So kann die maximale Lastspitze um ca. 8,7 GW bzw. 15,5 % reduziert und eine Abregelung erneuerbarer Einspeisung aufgrund eines Strom-Überangebotes beinahe völlig vermieden werden. Die durchschnittliche tägliche Variation der Residuallast vermindert sich zudem um ca. 65 %. Dies führt zu einer deutlichen Reduktion der benötigten Kraftwerkskapazität, erhöht den Anteil erneuerbarer Stromerzeugung und sorgt für eine gleichmäßigere Auslastung des fossilen Kraftwerksparks, wodurch zusätzliche CO<sub>2</sub>-Einsparungen möglich werden. Ebenso wird eine starke Reduktion der Lastgradienten sowohl in positiver als auch in negativer Richtung erreicht, wodurch der kurzfristige Energieausgleichsbedarf reduziert und eine erhöhte Systemsicherheit erreicht werden kann. Die Nutzung des Flexibilitätspotenzials ist zudem mit äußerst geringen Speicherverlusten i. H. v. 0,4 % verbunden.

Das virtuelle Speicherpotenzial des Gesamtbestandes dezentraler Flexibilitätsoptionen liegt im Bereich zwischen 13 GW in positiver (Ausspeichern) und ca. 29 GW in negativer (Einspeichern) Richtung und übertrifft somit die heute installierte Leistung von Pumpspeicherwerken (ca. 7 GW) deutlich. Die negative Regelrichtung umfasst dabei jedoch auch den Verzicht auf die Stromproduktion bei BHKW. In Bezug auf die einzelnen Arten von Flexibilitätsoptionen zeigen sich jedoch große Unterschiede im Speicherverhalten. Bei wärmebasierten Systemen ist eine starke Wetterabhängigkeit zu beobachten. Bei BHKW ergeben sich dabei geringere Freiheitsgrade bei niedrigen Temperaturen, bei Wärmepumpen und Elektrospeicherheizungen hingegen höhere. Elektrofahrzeuge und flexible Haushaltslasten zeigen eine geringfügige Abhängigkeit vom Wochentag. Die verfügbare Flexibilität von Solarstromspeichern ist in erster Linie von der Einspeisesituation der Photovoltaikanalagen abhängig. Zusätzlich variiert bei allen Flexibilitätsoptionen die nutzbare Speicherleistung im Tagesverlauf teils deutlich.

Die Nutzung der Flexibilität dezentraler Energieanlagen führt jedoch dazu, dass diese kollektiv auf Flexibilitätssignale des Gesamtsystems reagieren. Dadurch kommt es zu einem zeitgleichen Betrieb dieser Anlagen, der bei der Planung der Verteilnetze ggf. nicht berücksichtigt wurde und somit zu Grenzwertverletzungen im Verteilnetz führen kann. Diese Wechselwirkungen zwischen Flexibilitätseinsatz und Verteilnetz wurden im zweiten Analyseteil dieser Untersuchung adressiert. Dazu wurde eine Stichprobe von 100 realen Verteilnetzen der Nieder- und

Mittelspannung verwendet und diese zunächst nach den heute gängigen Planungsgrundsätzen an die zu erwartende Versorgungssituation im Jahr 2035 angepasst. Dazu wurden zunächst Gleichzeitigkeitsfunktionen für alle betrachteten Flexibilitätsoptionen ermittelt. Anschließend konnte anhand einer zeitreihenbasierten Netzsimulation bewertet werden, welchen Einfluss das flexible Betriebsverhalten der Flexibilitätsoptionen auf die Belastung der Verteilnetze ausübt. Dabei zeigte sich, dass bei heutigen, vergleichsweise konservativen Planungsgrundsätzen keine Überlastungen verursacht werden. Zukünftig ist jedoch zu erwarten, dass sich auch die Netzplanung stärker am tatsächlichen Betriebsverhalten der angeschlossenen Lasten und Einspeiser orientiert. Für dieses Szenario wurde zunächst ein vereinfachter, zeitreihenbasierter Netzplanungsansatz entwickelt. Gegenüber der heutigen Planungspraxis verringert sich der notwendige Leitungsausbau in den untersuchten Netzen um ca. 35 %. Durch die nun verringerte Netzkapazität kommt es beim Wechsel vom ungesteuerten zu einem flexiblen Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen allerdings zu Verletzungen der Betriebsgrenzen in Mittelspannungsnetzen. Diese umfassen, bezogen auf die installierte Leistung aller dezentralen Flexibilitätsoptionen, jedoch maximal ca. 3,5 % und treten nur während des Einspeichervorgangs auf. Bezogen auf das gesamte Flexibilitätspotenzial dezentraler Flexibilitätsoptionen hat dies somit nur einen geringen Einfluss. Die Nutzung dezentraler Flexibilitätsoptionen zur Residuallastglättung steht somit nur minimalen Einschränkungen durch das Verteilnetz gegenüber.

## 7.2 Diskussion der verwendeten Methodik

Die Analysen dieser Arbeit basieren zum Großteil auf Modellen und sind daher zwangsläufig mit Modellfehlern behaftet. In diesem Abschnitt werden die verwendeten Modellansätze daher einer kritischen Reflektion unterzogen und die Grenzen der entwickelten Methodik aufgezeigt.

Die in den Kapiteln 3 bis 6 vorgestellte Untersuchungsmethodik basiert, wie alle Modelle, auf vereinfachten Abbildungen der Realität. In Bezug auf diese Untersuchung ergeben sich daraus Effekte, die die tatsächlich verfügbare Anlagenflexibilität unter-, zumeist jedoch überschätzen. Diese Effekte betreffen das verwendete Modell zur Ermittlung des flexiblen Anlagenbetriebs (Kapitel 3), die Simulation der Eingangsdaten (Kapitel 4) sowie notwendige Vereinfachungen im Rahmen des Untersuchungsszenarios (Kapitel 5). Die wesentlichen Modellfehler und ihre wahrscheinliche Auswirkungen sind nachfolgend kurz zusammengefasst.

Das in Kapitel 3 aufgestellte Optimierungsmodell basiert auf dem Konzept perfekter und vollkommener Informationen. Bei der gemeinsamen deterministischen Optimierung einer Vielzahl von Anlagen wird für die Einsatzplanung jeder Anlage damit sowohl die Kenntnis des Planungsproblems aller anderen Anlagen als auch die perfekte Voraussicht aller Eingangsparameter unterstellt. In einer realen Implementierung sind diese Informationen jedoch nur unvollständig und unvollkommen vorhanden. So besteht bei Aggregation der Flexibilitätsoptionen durch mehrere Aggregatoren nur eine indirekte Information (z. B. mittels Marktpreise)

über das Verhalten der nicht selbst gesteuerten Flexibilitätsoptionen. Darüber hinaus können Unsicherheiten bezüglich der primären Versorgungsaufgabe der Flexibilitätsoptionen bestehen. Dies betrifft bspw. Prognosen des Wärmelast- oder des Fahrverhaltens, deren Prognosefehler in der Praxis zu einer Reduktion des Flexibilitätspotenzials führen können. Der in dieser Untersuchung ermittelte Flexibilitätseinsatz stellt somit die theoretische Obergrenze dar, die unter vollkommenen Informationen erreicht werden kann.

Die Simulation der Eingangsparameter des Einsatzplanungsproblems (Kapitel 4) bietet aufgrund der Vielfalt der betrachteten Flexibilitätsoptionen großes Potenzial für eine detaillierte Abbildung der Realsituation. Mögliche Ansatzpunkte bieten hierbei z. B. die Erhöhung der genutzten Stichprobe zur Simulation stochastischer Wärmelastprofile, die genauere Analyse der real installierten Wärmespeicher für Heizungssysteme oder die detaillierte Betrachtung verschiedener Einbauoptionen für Wärmespeicher. Vielfach fehlen für eine genauere Abbildung jedoch öffentlich verfügbare statistische Daten über die (auch geografische) Verbreitung, Konfiguration und Nutzung von Flexibilitätsoptionen.

In Kapitel 5 bietet vor allem das iterative Simulationsverfahren sowie die Nutzung eines rollierenden Optimierungshorizontes Potenzial für zukünftige Verbesserungen. Beide Vereinfachungen stellen jedoch einen Kompromiss zwischen Optimalität der Lösung sowie der benötigten Rechenzeit dar. Durch Nutzung anderer, bspw. verteilter Optimierungsansätze können Einsatzplanungsprobleme auch integriert gelöst und somit insbesondere die Kostenstruktur und Konkurrenz der einzelnen Flexibilitätsoptionen abgebildet werden. Die Erweiterung des rollierenden Optimierungshorizontes ist auch dann notwendig, wenn eine saisonale Energiespeicherung betrachtet werden soll.

Darüber hinaus stellt die betrachtete Zielfunktion der Residuallastglättung nur einen Teilaspekt des umfassenden Einsatzplanungsproblems des deutschen Energiesystems dar. Unter zusätzlicher Betrachtung des vorhandenen Kraftwerksparks sowie weiterer, konkurrierender Flexibilitätsoptionen wie Pumpspeicherwerke oder industrieller Lasten kann der technische Nutzen der betrachteten Flexibilitätsoptionen noch detaillierter bewertet werden. In Energiesystemen mit Marktrollentrennung erfolgt die Betriebsoptimierung in der realen Umsetzung zudem nicht direkt hinsichtlich der Residuallast. Vielmehr sind privatwirtschaftliche Anreize die Basis der Einsatzoptimierung. Diese richten sich u. a. nach der Erwartung von Strommarkt- und Brennstoffpreisen sowie einer Reihe weiterer Komponenten wie Netzentgelte, Umlagen oder individueller Förderungen einzelner Technologien. Diese können mit dem entwickelten Modellansatz zwar theoretisch abgebildet werden, für ein zukünftiges Szenario mangelt es jedoch an Prognosen dieser vielfältigen Preiskomponenten. Somit können insbesondere regulatorische Einflüsse wie fixe Preiskomponenten oder das Mess- und Zählwesen eine deutliche Einschränkung des (wirtschaftlichen) Flexibilitätspotenzials bedeuten.

Die Wirtschaftlichkeit des Flexibilitätseinsatzes zeigt auch eine weitere Grenze des verwendeten Modellierungsansatzes auf. In diesem wird davon ausgegangen,



dass die verfügbaren Flexibilitätsoptionen exogen gegeben sind. Zum Aufzeigen der technischen Obergrenze wird dabei postuliert, dass alle vorhandenen Anlagen auch als Flexibilitätsoption genutzt werden können. In realen Energiesystemen wird jedoch nur der Teil der Anlagen auch tatsächlich flexibilisiert werden, für den der Aufwand der Flexibilisierung wirtschaftlich gerechtfertigt ist. In Anbetracht des hohen Flexibilitätspotenzials der betrachteten Anlagen (die Residuallast kann teils über Wochen fast vollständig geglättet werden) sowie der zusätzlichen Konkurrenztechnologien erscheint es unwahrscheinlich, dass die vollständige Flexibilisierung des gesamten Anlagenbestandes erfolgen wird. Damit es zukünftig überhaupt zu einem nennenswerten Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen kommen kann, sind gegenüber dem heute geltenden Ordnungsrahmen zudem noch weitreichende Änderungen notwendig. Diese betreffen bspw. die Umlagen- und Netzentgeltsystematik, staatlich induzierte Preisbestandteile oder die Messung und Bilanzierung. Darüber hinaus wird, bedingt durch eine wirtschaftlich orientierte Dimensionierungspraxis, die Möglichkeit des Flexibilitätseinsatzes auch die Flexibilität selbst beeinflussen. Stellt sich bspw. der flexible Einsatz von Wärmepumpen als wirtschaftlich tragfähig heraus, könnte dies das Flexibilitätspotenzial etwa durch größer dimensionierte Wärmespeicher zusätzlich erhöhen.

Ebenso wie die Methodik zur Ermittlung des Flexibilitätspotenzials geht die Analyse der Wechselwirkungen mit dem Verteilnetz in Kapitel 6 Kompromisse zwischen der Detailtiefe der Analyse und einer breiten Aussagekraft der Ergebnisse ein. Dies betrifft zunächst die ermittelten Gleichzeitigkeitsfunktionen, die nur auf Basis einer einzigen Klimaregion und eines simulierten Jahres ermittelt werden. Zwar ist die minimale Temperatur der verwendeten Klimazeitreihe nahezu identisch mit der Auslegungstemperatur für Wärmesysteme dieser Region, das Verhalten bei tieferen Temperaturen wurde jedoch nicht untersucht. Darüber hinaus werden speziell einige Wärmepumpen mit zusätzlichen, rein elektrisch betriebenen Heizelementen ausgestattet, wodurch auch Leistungsaufnahmen über die elektrische Wärmeleistung der Wärmepumpe hinaus möglich sind. Das zugrunde gelegte Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen sieht zudem lediglich das Laden am Wohnort vor. Auch hierbei sind andere Nutzungsweisen möglich, die wiederum ein verändertes Lastverhalten zur Folge haben können.

Neben dem herkömmlichen wurde im Rahmen der Untersuchung auch ein zeitreihenbasierter Netzplanungsansatz entwickelt und angewendet. Wie schon in Kapitel 6 erwähnt, wird dieser lediglich als exemplarisches Beispiel genutzt, um die Wechselwirkungen zwischen Netzplanung und Flexibilitätseinsatz aufzuzeigen. Aufgrund des geringen einjährigen Simulationszeitraumes der zur Netzplanung verwendeten Zeitreihen kann nicht ausgeschlossen werden, dass mit signifikanter Wahrscheinlichkeit Situationen auftreten, in denen die hiermit bestimmten Netzkapazitäten unzureichend sind.

In Bezug auf die deutschlandweit unter Netzrestriktionen einsetzbare Flexibilität gibt diese Untersuchung nur einen Hinweis auf mögliche Auswirkungen. Die zwar umfängliche Stichprobe von 100 Verteilnetzen ist nicht repräsentativ für den

deutschen Verteilnetzbestand und beschreibt aufgrund seiner geografischen Lage, der verwendeten Wetterzeitreihen und der Zusammensetzung dezentraler Energieanlagen eher die süddeutsche Situation. Der entwickelte Ansatz auf Basis von Freigabequoten stellt zudem nur einen möglichen vereinfachten Ansatz zur Allokation begrenzter Netzkapazitäten dar. Die geschlossene Lösung des Einsatzplanungsproblems vieler Flexibilitätsoptionen unter gemeinsamen Netzrestriktionen erfordert jedoch einen sehr hohen Rechenaufwand. Das Ergebnis dieser Berechnung wäre aufgrund des hohen Rechenaufwandes, der Marktrollentrennung und unsicherer Eingangsparameter praktisch ohnehin nur schwer zu erreichen.

### 7.3 Ausblick

Sowohl die vorhergehende Diskussion der in dieser Untersuchung entwickelten und verwendeten Methoden als auch die Übertragung der Methoden und erworbenen Erkenntnisse auf weiterführende Fragestellungen der elektrischen Energieversorgung bieten großes Potenzial für zukünftige Forschungsarbeiten. Grundsätzlich lassen sich dabei vor allem die empirischen Eingangsdaten der Simulation durch einen fortlaufenden Erkenntnisgewinn stetig verbessern.

In Bezug auf die Ermittlung der nutzbaren Flexibilität wird in dieser Untersuchung ein weitestgehend theoretisches Modell genutzt, das eine perfekte Voraussicht auf alle relevanten Eingangsparameter unterstellt. Zwar lassen sich auch (bekannte) Unsicherheiten in Simulationsmodellen abbilden, jedoch sind die tatsächlich relevanten Unsicherheiten nicht notwendigerweise vollständig bekannt. Die Analyse der Abweichungen zwischen theoretisch und praktisch nutzbarer Flexibilität sollte daher möglichst in realer Umgebung durchgeführt werden. Viele der in dieser Arbeit betrachteten Flexibilitätsoptionen wurden im Forschungsprojekt *Die Stadt als Speicher*<sup>18</sup> in einem Feldtest mit realen Anlagen erprobt. Auf Basis der dabei gewonnenen Erkenntnisse konnte anschließend die Qualität der dabei eingesetzten Modelle und Prognosen im Praxistest evaluiert werden. Die Ergebnisse dieser Analyse können zukünftig dazu genutzt werden, den Potenzialbegriff auf ein real nutzbares Potenzial zu begrenzen und somit noch realitätsnähere Analysen der zukünftigen Relevanz dezentraler Flexibilitätsoptionen durchzuführen.

Die Deckung des steigenden Flexibilitätsbedarfs des deutschen und europäischen Energiesystems wird in Zukunft durch einen Mix verschiedener Flexibilitätsoptionen erfolgen. Für langfristige Analysen des Energiesystems ist es daher notwendig, das Zusammenspiel dieser Flexibilitätsoptionen untersuchen zu können. Bestehende Ansätze setzen für diese Analysen auf Top-down-Ansätzen auf, in denen dezentrale Flexibilitätsoptionen nur unter starker Vereinfachung abgebildet werden. Dem gegenüber stehen Bottom-up-Ansätze, in denen dezentrale Flexibili-

---

<sup>18</sup> Forschungsprojekt „Die Stadt als Speicher - Energietechnische und -wirtschaftliche Bündelung vielfältiger lokaler Speicherkapazitäten innerhalb städtischer Lastzentren zum Ausgleich der Fluktuation erneuerbarer Einspeiser, FKZ: 0325527A, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, siehe [149]

tätsoptionen zwar detailliert, jedoch nicht im Zusammenwirken mit anderen Flexibilitätsquellen oder dem Transportnetz abgebildet werden. Über die Definition eines gemeinsamen, quantifizierten Potenzialbegriffes können diese Ansätze zusammengeführt und die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit zur bislang fehlenden Validierung von Top-down-Ansätzen genutzt werden.

Der Einsatz von Flexibilität hat zudem stets Rückwirkungen auf die Flexibilität selbst. Dies betrifft einerseits die Dimensionierung der Flexibilitätsoptionen, andererseits jedoch auch das jeweilige Einsatzplanungsproblem. So beeinflusst bspw. der Einsatz von Regelleistung das darauffolgende Leistungspotenzial und bedarf daher anderer, meist mehrstufiger Analysemethoden. Dies gilt insbesondere dann, wenn auch über diese Untersuchung hinausgehende Anwendungsfälle mit stark abweichendem Einsatzprofil untersucht werden sollen. Hierzu zählt die Bereitstellung von Regelleistung, der Redispatch oder die Nutzung lokaler Flexibilitätsanreize.

In Bezug auf die Verteilnetze wird deutlich, dass der Flexibilitätseinsatz und die Belastung der Verteilnetze unter bestimmten Bedingungen in einem Zielkonflikt stehen können, der jedoch zugunsten des Verteilnetzes mit geringen Flexibilitätsverlusten gelöst werden kann. Das Spannungsfeld zwischen Flexibilität und Netzausbau stellt dennoch ein eigenes Forschungsfeld dar, das, unter Nutzung des entwickelten Flexibilitätsmodells, viele Ansätze für weitere Untersuchungen bietet. Hierzu zählen die technische und regulatorische Ausgestaltung von Eingriffsmechanismen in den Flexibilitätseinsatz oder die Entwicklung neuer Netzplanungsansätze. Darüber hinaus existieren weitere Anwendungsfälle für den Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen, die im Rahmen dieser Untersuchung nicht analysiert wurden. Dazu zählen bspw. der Redispatch oder die Bereitstellung von Regelleistung. Insbesondere bei der Bereitstellung von Regelleistung ist dabei eine noch höhere Gleichzeitigkeit des Anlageneinsatzes und somit ein stärkerer Einfluss auf das Verteilnetz zu erwarten.

Für das untersuchte Szenario des Jahres 2035 zeigt sich zudem, dass das verfügbare Flexibilitätspotenzial dezentraler Flexibilitätsoptionen über den eigentlichen Flexibilitätsbedarf hinausgeht. Dies äußert sich darin, dass die deutschlandweite Residuallast zeitweise nahezu vollständig geglättet werden kann. Bei der Betrachtung von Szenarien, die von einer stärkeren CO<sub>2</sub>-Reduktion ausgehen, sind zwei wesentliche Einflüsse auf die Ergebnisse dieser Untersuchung zu erwarten. Der mit diesen Szenarien verbundene, höhere Ausbau fluktuierender Stromerzeuger führt einerseits dazu, dass der Flexibilitätsbedarf des elektrischen Energiesystems steigt. Dadurch konzentriert sich auch der Einsatz dezentraler Flexibilitätsoptionen auf kürzere Zeitabschnitt, wodurch mit höheren Gleichzeitigkeitsgraden und somit einer stärkeren Wechselwirkung mit dem Verteilnetz zu rechnen ist. Andererseits findet eine CO<sub>2</sub>-Vermeidung häufig durch die Elektrifizierung anderer Sektoren statt. Dadurch ist in den Verteilnetzen auch von einer höheren Durchdringung dezentraler Flexibilitätsoptionen auszugehen, was den zuerst genannten

Effekt zusätzlich verstärken kann. Für Szenarien, die über das Jahr 2035 hinausgehen und/oder eine stärkere CO<sub>2</sub>-Reduktion vorsehen, sind somit deutlich stärkere Wechselwirkungen zwischen der nutzbaren Flexibilität dezentraler Energieanlagen und dem Ausbaubedarf der Verteilnetze zu erwarten.

## Literaturverzeichnis

- [1] AG Energiebilanzen e.V., „Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2016 (Stand Februar 2017),“ Berlin, 2017.
- [2] Duden, „Deutsches Universalwörterbuch, 26. Aufl.,“ Dudenverlag, Mannheim u.a., 2013.
- [3] H. Corsten und R. Gösinger, „Produktionswirtschaft - Einführung in das industrielle Produktionsmanagement, 14. Auflage,“ Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston, 2016.
- [4] R. Grob, „Flexibilität in der Fertigung - Organisation und Bewertung von Personalstrukturen,“ Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, 1986.
- [5] CONSENTEC GmbH, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, „Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen,“ Aachen, 2011.
- [6] Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET), „Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien,“ Studie im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V., Aachen, 2013.
- [7] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Momentanreserve 2030 - Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030,“ Berlin, 2016.
- [8] Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE), „Load-Frequency Control and Performance,“ Paris, 2004.
- [9] EPEX SPOT SE, „EPEX SPOT und ECC verkürzen Intraday-Vorlaufzeit auf allen Märkten,“ Pressemitteilung, Leipzig, 16. Juni 2015.
- [10] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena - Studie Systemdienstleistungen 2030,“ Berlin, 2014.
- [11] Deutscher Bundestag, „Primärregelleistung in Deutschland - Antwort auf eine Kleine Anfrage,“ Drucksache 17/2904, Berlin, 12.10.2010.
- [12] Sterner, M. et al., „Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder,“ Berlin, 2012.

- [13] M. Sterner und I. Stadler, „Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration,“ Springer Vieweg, Berlin Heidelberg, 2014.
- [14] Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energien,“ Frankfurt, 2009.
- [15] RWE Power AG, „75 Jahre Kraftwerk Herdecke - Historischer Kern, moderne Technik,“ 2005. [Online]. Available: <https://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/1448170/data/2720904/1/rwe-power-ag/energietraeger/wasserkraft/rwe-wasserkraftwerke/psw-herdecke/blob.pdf>. [Zugriff am 10. 03. 2017].
- [16] C. Krauß (EnBW Energie-Baden-Württemberg AG), „Practice of Storage Management in Utility Operation,“ Vortrag im Rahmen des Workshops "StoBeS", Essen, 2016.
- [17] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung,“ Berlin, Pulheim, Bayreuth, Stuttgart, 2015.
- [18] P. Riegebauer (Zentrum für Innovative Energiesysteme), „Wirtschaftlichkeit von Power-to-Heat,“ Vortrag im Rahmen der ETG Fachtagung "Batteriespeicher und Power-to-Heat", Berlin, 2015.
- [19] Conseil International des Grands Réseaux Électriques (CIGRE), „Demand Side Integration - Working Group C6.09,“ Paris, 2013.
- [20] H.-J. Belitz, „Charakterisierung von Lastmanagement in Haushalten und dessen Integration in die Elektrizitätswirtschaft,“ Sierke Verlag, Dissertation an der TU Dortmund, Göttingen, 2015.
- [21] O. Stahl, „Demand Response: Energiebedarfssteuerung durch Flexibilisierung der Stromnachfrage,“ in *Euroforum "Strommarktdesign der Zukunft"*, Berlin, 2011.
- [22] Deutscher Bundestag, „Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (Verordnung zu abschaltbaren Lasten),“ in *BT-Drs. 17/11671*, Berlin, 2012.
- [23] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V (ASUE), „BHKW-Grundlagen,“ energieDRUCK Verlag, Essen, 2010.
- [24] J. Bonin, „Handbuch Wärmepumpen - Planung und Projektierung,“ VDE Verlag, Frankfurt, 2017.

- 
- [25] J. Dohmann, „Thermodynamik der Kälteanlagen und Wärmepumpen,“ Springer Verlag, Berlin Heidelberg, 2016.
- [26] P. Borstelmann, „Handbuch der elektrischen Raumheizung,“ Alfred Hüthig Verlag, Heidelberg, 1962.
- [27] K. Kairies et al., „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Stromspeicher - Jahresbericht 2016,“ Aachen, 2016.
- [28] Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET), Trianel GmbH, „Potentiale regelbarer Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien,“ Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Dessau-Roßlau, 2015.
- [29] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), „Demand Response in der Industrie - Status und Potenziale in Deutschland,“ Abschlussbericht, München, 2010.
- [30] I. Stadler, „Demand Response - nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien,“ Habilitation an der Universität Kassel, Kassel, 2005.
- [31] M. Klobasa, „Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten,“ Dissertation an der ETH Zürich, Zürich, 2007.
- [32] J. Kallrath, „Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis,“ Springer Spektrum, Wiesbaden, 2013.
- [33] M. Beer, „Regionalisiertes Energiemodell zur Analyse der flexiblen Betriebsweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen,“ Dissertation an der TU München, München, 2012.
- [34] M. H. E. Steck, „Entwicklung und Bewertung von Algorithmen zur Einsatzplanerstellung virtueller Kraftwerke,“ Dissertation an der TU München, München, 2013.
- [35] M. Metz, „Flexible Energieversorgung - Modellierung der Last- und Erzeugungssituation dezentraler Versorgungsgebiete zur Bestimmung der Systemflexibilität,“ Dissertation an der TU Dortmund, 2013.
- [36] Ecofys Germany GmbH, Prognos AG, „Potenziale der Wärmepumpe zum Lastmanagement im Strom und zur Netzintegration erneuerbarer Energien,“ Aachen, 2011.

- [37] A. Parisio, C. Wiezorek, T. Kyntäjä, J. Elo und K. H. Johansson, „An MPC-based Energy Management System for Multiple Residential Microgrids,“ in *2015 IEEE International Conference on Automation Science and Engineering (CASE)*, Göteborg, Schweden, 2015.
- [38] M. Bolczek, S. Kippelt und C. Rehtanz, „Geschäftsmodelle für die Versorgung von Haushaltskunden mit Eigenerzeugung, Elektrofahrzeug und stationärem Speicher,“ In: *Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern, Tagungsband zur NEIS 2015*, 2015.
- [39] T. Shekari, S. Golshannavaz und F. Aminifar, „Techno-Economic Collaboration of PEV Fleets in Energy Management of Microgrids,“ in *IEEE Transactions on Power Systems, Vol. PP, Issue: 99*, 2016.
- [40] S. Kato, H. Nishihara, I. Taniguchi und M. Fukui, „Analysis on Battery Storage Utilization in Decentralized Solar Energy Networks Based on A Mathematical Programming Model,“ International Conference on Soft Computing and Intelligent Systems, Kobe, Japan, November 2012.
- [41] M. Winkel, „Simulation und Analyse des kombinierten Einsatzes thermischer Energieausgleichsoptionen zum elektrischen Last- und Erzeugungsmanagement in Wohnsiedlungen,“ Dissertation an der Ruhr-Universität Bochum, Verlag Karl Maria Laufen, Oberhausen, 2015.
- [42] M. Risbeck, C. Maravelias und J. Rawlings, „Cost Optimization of Combined Building Heating/Cooling Equipment via mixed-integer linear programming,“ American Control Conference (ACC), Chicago, USA, 2015.
- [43] G. Yudhaprawira, S. Sasongko und P. Hadi, „Unit Commitment for Power Generation System Including PV and Batteries by Mixed Integer Quadratic Programming,“ IEEE Conference on Power Engineering and Renewable Energy, Bali, Indonesien, 2012.
- [44] Z. Li, W. Wu und M. Shahidehpour, „Combined Heat and Power Dispatch Considering Pipeline Energy Storage of District Heating Network,“ *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Vol. 7, No. 1, Januar 2016.
- [45] S. Ruthe, „Randomisierte Lagrange-Relaxation und ihr Beitrag zur Entwicklung automatisierter Strommärkte für dezentrale Energieressourcen,“ Sierke Verlag, Dissertation an der TU Dortmund, Göttingen, 2015.
- [46] V. Raj und S. Chanana, „Analysis of Unit Commitment Problem Through Lagrange Relaxation and Priority Listing Method,“ Power India International Conference (PIICON), 2014 6th IEEE, Indien, 2014.



- 
- [47] A. Kanngießer, „Entwicklung eines generischen Modells zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern für die techno-ökonomische Bewertung stationärer Speicheranwendungen,“ Dissertation an der TU Dortmund, 2013.
- [48] C. Weber und O. Woll, „Valuation of CHP power plant portfolios using recursive stochastic optimization,“ 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Stockholm, Schweden, Juni 2006.
- [49] S. A.-H. Soliman und A.-A. H. Mantawy, „Modern optimization techniques with applications in electric power systems,“ Springer, New York u.a., 2012.
- [50] J. Kays, „Agent-based Simulation Environment for Improving the Planning of Distribution Grids,“ Sierke Verlag, Dissertation an der TU Dortmund, Göttingen, 2014.
- [51] A. Seack, „Time-series based distribution grid planning considering interaction of network participants with a multi-agent system,“ Sierke Verlag, Dissertation an der TU Dortmund, Göttingen, 2016.
- [52] Z. Wang und R. Paranjape, „Optimal Residential Demand Response for Multiple Heterogeneous Homes With Real-Time Price Prediction in a Multiagent Framework,“ IEEE Transactions on Smart Grids, Vol. 8, No. 3, Mai 2017.
- [53] Agora Energiewende, „The European Power System in 2030: Flexibility Challenges and Integration Benefits,“ Studie durchgeführt durch das Fraunhofer IWES, Berlin, Juni 2015.
- [54] J. Teuswen, „Gegenüberstellung divergenter Zukunftsszenarien des Energieversorgungssystems,“ Sierke Verlag, Dissertation an der TU Dortmund, Göttingen, 2016.
- [55] Agora Energiewende, „Stromspeicher in der Energiewende,“ Berlin, September 2014.
- [56] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) e.V., „Demand Side Integration,“ VDE Verlag, Frankfurt, 2012.
- [57] A. Buttler und H. Spliethoff, „Kampf der Studien - Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung,“ Schriftenreihe Energiesystem im Wandel - Teil II, München, Januar 2016.

- [58] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung,“ Berlin, März 2017.
- [59] ef.Ruhr GmbH, „Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg,“ Studie im Auftrag der Landesanstalt für Umwelt, Messung und Naturschutz, Dortmund, 2017.
- [60] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA), „„Smart Grid“ und „Smart Market“,“ Bonn, Dezember 2011.
- [61] Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) e.V., „Regionale Flexibilitätsmärkte,“ Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt, September 2014.
- [62] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), „BDEW-Roadmap: Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland,“ Berlin, Februar 2013.
- [63] R. Belhomme und F. . Bouffard, „Deliverable 1.1 - ADDRESS technical and commercial conceptual architectures,“ Projektbericht ADDRESS, Oktober 2009.
- [64] G. Kremer, „Vorteile durch Nutzung drehzahlvariabler BHKWs in Verbindung mit Stromrichtern,“ Kassler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel, 1999.
- [65] U. Arndt, „Optimierung von KWK-Systemen zur Hausenergieversorgung,“ Dissertation an der TU München, München, 2008.
- [66] Viessmann Deutschland GmbH, „Planungshandbuch Wärmepumpen,“ Viessmann Werke, Allendorf (Eder) (Hrsg.), 2011.
- [67] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz,“ Ausgabe Juli 2007, Berlin, 2007.
- [68] H. Recknagel, E. Sprenger und E.-R. Schramek, „Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik,“ 73. Auflage, Deutscher Industrieverlag, München, 2007.
- [69] S. Teleke, M. Baran, S. Bhattacharya und A. Huang, „Optimal Control of Battery Energy Storage for Wind Farm Dispatching,“ in *IEEE Transactions on Energy Conversion* (Vol. 25, P. 787-794), 2010.

- 
- [70] M. Koller, T. Borsche, A. Ulbig und G. Andersson, „Defining a Degradation Cost Function for Optimal Control of a Battery Energy Storage System,“ in *Proc. IEEE PowerTech Grenoble*, Grenoble, 2013.
- [71] A. Nottrott, J. Kleissl und B. Washom, „Storage dispatch optimization for grid-connected combined photovoltaic-battery storage systems,“ in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, USA, 2012.
- [72] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz, „Elektrische Energieversorgung,“ Vieweg+Teubner, Wiesbaden, 2010.
- [73] Q. Zhou und J. Bialek, „Generation curtailment to manage voltage constraints in distribution networks,“ in *IET Gener. Transm. Distrib.*, 2007-1, S. 492–498, 2007.
- [74] S. Kippelt, J. v. Haebler, M. Westermann und C. Rehtanz, „Assessment of Capacity Management Approaches in Distribution Grids,“ *IEEE EnergyCon 2016*, Leuven, 2016.
- [75] J. Löfberg, „YALMIP : A Toolbox for Modeling and Optimization in MATLAB,“ in *Proceedings of the CACSD Conference*, Taipei, Taiwan, 2004.
- [76] Institut Wohnen und Umwelt GmbH, „Energetische Kenngrößen für Heizungsanlagen im Bestand,“ Untersuchung im Auftrag des Ingenieurbüros für energieeffiziente Gebäudetechnik VENTECS, Darmstadt, 2002.
- [77] Statistisches Bundesamt, „Durchschnittliche Anzahl der Haushaltsmitglieder in Deutschland im Jahr 2014 nach Bundesländern,“ Statista - Das Statistik-Portal, November 2015.
- [78] VDI 4655:2008-05, „Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen,“ Berlin, 2008.
- [79] MATLAB and Optimization Toolbox Release 2013b, The MathWorks Inc., Natick, Massachusetts, United States.
- [80] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschafts e.V. (Hrsg.), „BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen Gas,“ Berlin, 2013.
- [81] Verein Deutscher Ingenieure (VDI), „VDI 6007: Berechnung des instationären thermischen Verhaltens von Räumen und Gebäuden,“ Beuth, Berlin, 2012.

- [82] S. Kreutz, H. Belitz, D. König und P. Giese, „Aus dem E-DeMa-Projekt: Anreizsysteme beim Kunden für eine aktive Teilnahme am Strommarkt,“ in *ETG-Kongress*, Kassel, 31.08.2011.
- [83] J. Aitchison und J. Brown, „The Lognormal Distribution,“ *American Journal of Agricultural Economics* (Vol. 41 P. 161-162), 1957.
- [84] R. Gibson und E. S. Schwartz, „Stochastic convenience yield and the pricing of oil contingent claims,“ *Journal of Finance*, P. 959-976, 1990.
- [85] D. T. Gillespie, „Exact numerical simulation of the Ornstein-Uhlenbeck process and its integral,“ *Physical review*, E 54, no. 2, P. 2084–2091, 1996.
- [86] W. Smith, „On the Simulation and Estimation of the Mean-Reverting Ornstein-Uhlenbeck Process,“ Februar 2010. [Online]. [Zugriff am 26. 08. 2015].
- [87] Deutscher Wetterdienst, „WebWerdis - Weather Request and Distribution System,“ 2015. [Online]. Available: <https://werdis.dwd.de/>. [Zugriff am 11. 10. 2015].
- [88] J. Lipp, „Flexible Stromerzeugung mit Mikro-KWK-Anlagen,“ Dissertation an der TU München, München, 2014.
- [89] DIN EN 14825:2016-10, „Luftkonditionierer, Flüssigkeitskühlsätze und Wärmepumpen mit elektrisch angetriebenen Verdichtern zur Raumbeheizung und -kühlung - Prüfung und Leistungsbemessung unter Teillastbedingungen und Berechnung der saisonalen Arbeitszahl,“ Beuth, Berlin, 2016.
- [90] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), „Wärmepumpen Effizienz - Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb,“ Freiburg, 2011.
- [91] Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK), „Klimazeitreihen - Bodentemperatur,“ [Online]. Available: <https://www.pik-potsdam.de/services/klima-wetter-potsdam/klimazeitreihen/bodentemperatur>. [Zugriff am 28. 10. 2015].
- [92] Glen Dimplex Deutschland GmbH, „Servicehandbuch Elektrospeicherheizungen,“ Kulmbach, 2007.
- [93] VDI 4656:2013-09, „Planung und Dimensionierung von Mikro-KWK-Anlagen,“ Berlin, 2013.
- [94] M. Wunsch, M. Eikmeier, J. Eberhard und M. Gailfuß, „Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-

- 
- Kopplung (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014,“ Berlin, 2014.
- [95] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), „Analyse des Bestandes von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Bayern,“ Berlin, 2004.
- [96] S. Spieker und G. Tsatsaronis, „Dimensionierung von Mini-KWK-Anlagen zur Teilnahme am liberalisierten Strommarkt,“ in *Optimierung in der Energiewirtschaft 2011*, S. 241-257, Berlin, VDI, 2011.
- [97] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Referat 425 Kraft-Wärme-Kopplung, „Beim BAFA nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz zugelassenen KWK-Anlagen,“ Bochum, Stand: 08.07.2015, Daten auf Anfrage verfügbar.
- [98] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2013 – 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber,“ Berlin, Juli 2013.
- [99] Prognos AG, „Maßnahmen zur nachhaltigen Integration von Systemen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung in das neue Energieversorgungssystem (Endbericht),“ Berlin, 2013.
- [100] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Energiegewinnung und Energieverbrauch,“ [Online]. Available: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/energiegewinnung-energieverbrauch.html>. [Zugriff am 25.01.2016].
- [101] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), „Förderung von Mini-KWK-Anlagen - Klimaschutz durch Effizienz,“ Berlin, 2015.
- [102] Bundesverband Wärmepumpen e.V., „Zahlen & Daten - Absatzzahlen von Heizungswärmepumpen in Deutschland von 2008 bis 2014,“ 2015. [Online]. Available: <https://www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/>. [Zugriff am 11. 10. 2015].
- [103] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Referat 513 - Grundsatz Marktanreizprogramm, „Förderdaten von Wärmepumpen im Jahr 2014,“ Eschborn, 2014.
- [104] Dimplex GmbH, „Wärmepumpen für Heizen und Warmwasserbereitung - Projektierungs- und Installationshandbuch,“ 2014. [Online]. Available: [http://www.dimplex.de/fileadmin/dimplex/downloads/PHB\\_WP\\_Heizen\\_2016\\_web\\_versch.pdf](http://www.dimplex.de/fileadmin/dimplex/downloads/PHB_WP_Heizen_2016_web_versch.pdf). [Zugriff am 17. 02. 2017].

- [105] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Übersicht Strom- und Gasnetzbetreiber,“ 2015. [Online]. Available: [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/UnternehmensStammdaten/ÜbersichtStromUndGasNetzbetreiber/ÜbersichtStromUndGasnetzbetreiber\\_node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/UnternehmensStammdaten/ÜbersichtStromUndGasNetzbetreiber/ÜbersichtStromUndGasnetzbetreiber_node.html). [Zugriff am 11. 10. 2015].
- [106] DIN V 18599-10: 2011-12, „Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 10: Nutzungsrandbedingungen, Klimadaten,“ Beuth, 2011.
- [107] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Referat 425 Kraft-Wärme-Kopplung, „Merkblatt Wärme- und Kältespeicher,“ Eschborn, 2014.
- [108] P. R. Tadikamalla, „A Look at the Burr and Related Distributions,“ *International Statistical Review* (Vol. 48, P. 337-344), 1980.
- [109] G. Frey, W. Schulz, J. Horst und W. Leprich, „Studie zu den Energieeffizienzpotenzialen durch Einsatz von elektrischem Strom im Raumwärmebereich,“ Studie im Auftrag der co2online gGmbH, Saarbrücken, 2007.
- [110] Institut für angewandte Sozialwissenschaften (Ifas); Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), „Mobilität in Deutschland 2008, Studie des Bundesministeriums für Verkehr-, Bau- und Stadtentwicklung,“ Berlin, Februar 2010.
- [111] J. Rolink, „Modellierung und Systemintegration von Elektrofahrzeugen aus Sicht der elektrischen Energieversorgung,“ Sierke Verlag, Dissertation an der TU Dortmund, Göttingen, Februar 2013.
- [112] Fraunhofer Insitut für System- und Innovationsforschung (ISI), „Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge - Kurzfassung,“ Karlsruhe, 2013.
- [113] Fraunhofer Insitut für System- und Innovationsforschung (ISI), „Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge - Langfassung,“ Karlsruhe, 2013.
- [114] RWE Deutschland AG, Technische Universität Dortmund, „Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft - Abschlussbericht,“ Dortmund, 2013.

- 
- [115] Umwelt-Bundesamt, „Ökodesign-Richtlinie und Energieverbrauchs-kennzeichnung,“ Dessau-Roßlau, 2012.
- [116] K. Kairies et al., „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Stromspeicher - Jahresbericht 2015,“ Aachen, 2015.
- [117] Deutsche Energieversorgung GmbH, „Technisches Datenblatt - SENECE.IES Li Speicher,“ [Online]. Available: [http://www.senecies.com/files/Dateien/Downloads/Pb/Technisches\\_Datenblatt/Datenblatt\\_SENECE\\_4.0\\_Pb\\_8.0\\_Pb\\_30.0\\_Pb.pdf](http://www.senecies.com/files/Dateien/Downloads/Pb/Technisches_Datenblatt/Datenblatt_SENECE_4.0_Pb_8.0_Pb_30.0_Pb.pdf). [Zugriff am 02. 03. 2016].
- [118] Deutsche Energieversorgung GmbH, „Technisches Datenblatt - SENECE.IES Pb Speicher,“ [Online]. Available: [http://www.senecies.com/files/Dateien/Downloads/Pb/Technisches\\_Datenblatt/Datenblatt\\_SENECE\\_4.0\\_Pb\\_8.0\\_Pb\\_30.0\\_Pb.pdf](http://www.senecies.com/files/Dateien/Downloads/Pb/Technisches_Datenblatt/Datenblatt_SENECE_4.0_Pb_8.0_Pb_30.0_Pb.pdf). [Zugriff am 02. 03. 2016].
- [119] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), „Richtlinien zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen,“ *BAnz AT 19.04.2013 B1*, 19 April 2013.
- [120] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen,“ *BAnz AT 29.02.2016 B1*, 29 Februar 2016.
- [121] J. Schulz und U. Schättler, „Kurze Beschreibung des Lokal-Modells Europa COSMO-EU (LME) und seiner Datenbanken auf dem Datenserver des DWD,“ Offenbach, 2009.
- [122] V. Liebenau, J. Teuwsen und C. Rehtanz, „Impact of Regionalization Methods on Network Development Planning,“ IEEE Energytech 2013, Cleveland, OH, USA, 2013.
- [123] C. Wagner, C. Waniek und U. Häger, „Modeling of Household Electricity Load Profiles for Distribution Grid Planning and Operation,“ IEEE POWERCON, Wollongong Australia, September 2016.
- [124] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, zweiter Entwurf,“ Berlin, 2015.
- [125] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, erster Entwurf,“ Berlin, 2015.

- [126] C. Spieker, J. Teuwsen, V. Liebenau, S. C. Müller und C. Rehtanz, „European Electricity Market Simulation for Future Scenarios with High Renewable Energy Production,“ IEEE PowerTech, Eindhoven, Juni 2015.
- [127] Fraunhofer UMSICHT, Fraunhofer IOSB/AST, „Modellbasierte, regional aufgelöste Analyse des Bedarfs an netzgekoppelten elektrischen Energiespeichern zum Ausgleich fluktuierender Energien,“ Abschlussbericht, Oberhausen/Ilmenau, 2013.
- [128] J. Christoffer, T. Deutschländer und M. Webs, „Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse TRY,“ Selbstverlag des Deutschen Wetterdienstes, Offenbach, 2004.
- [129] Statistisches Bundesamt (Destatis), „Alle politisch selbständigen Gemeinden Deutschlands mit Fläche und Bevölkerung vom 31.12.2015 aus der Jahresaufbereitung,“ Dezember 2015. [Online]. Available: <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/LaenderRegionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/Gemeindeverzeichnis.html>. [Zugriff am 07. 05. 2016].
- [130] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2030, 1. Entwurf,“ Berlin, Januar 2016.
- [131] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., BWP-Branchenstudie 2013, Berlin, August 2013.
- [132] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2017,“ Berlin, Januar 2017.
- [133] T. Gobmaier et al., „Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens,“ Studie im Auftrag der E.ON Energie AG, München, 2012.
- [134] Statistisches Bundesamt, „Ausstattung privater Haushalte mit elektrischen Haushalts- und sonstigen Geräten - Deutschland,“ [Online]. Available: [https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/EinkommenKonsumLebensbedingungen/AusstattungGebrauchsguerten/Tabellen/Haushaltsgeraete\\_D.html](https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/EinkommenKonsumLebensbedingungen/AusstattungGebrauchsguerten/Tabellen/Haushaltsgeraete_D.html). [Zugriff am 04. 02. 2016].
- [135] Statista - Das Statistik-Portal, „Prognostizierte Bevölkerungsentwicklung in Deutschland nach Altersgruppen in den Jahren von 1960 bis 2050,“ [Online]. Available: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/321898/umfrage/demographie-bevoelkerungsentwicklung-in-deutschland-nach-altersgruppen/>. [Zugriff am 04. 02. 2016].



- 
- [136] P. Meibom, H. Larsen, R. Barth, H. Brand, C. Weber und O. Voll, „Wilmar Joint Market Model Documentation,“ Januar 2006. [Online]. Available: <http://www.wilmar.risoe.dk>. [Zugriff am 21. 05. 2016].
- [137] C. Linnemann, D. Echternacht, C. Breuer und A. Moser, „Modeling Optimal Redispatch for the European Transmission Grid,“ 2011 IEEE Trondheim PowerTech, Trondheim, Norwegen, 2011.
- [138] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Ausbau- und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030,“ Berlin, 2012.
- [139] DIN EN 12831 Bbl 1:2008-07, „Heizsysteme in Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast - Nationaler Anhang NA,“ Beuth, 2008.
- [140] DIN 4710:2003-01, „Statistiken meteorologischer Daten zur Berechnung des Energiebedarfs von heiz- und raumluftechnischen Anlagen in Deutschland,“ Beuth, Berlin, 2003.
- [141] DIN EN 50160:2011-02, „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen,“ Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010, Beuth, Berlin, 2011.
- [142] L. Müller, „Handbuch der Elektrizitätswirtschaft - Technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen,“ Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2001.
- [143] C. Wagner, C. Kittl, S. Kippelt und C. Rehtanz, „A Heuristic Process for an Automated Evaluation of Distribution Grid Expansion Planning Approaches,“ ETG Congress 2017 - Die Energiewende, Bonn, 2017.
- [144] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „Ausgestaltung von Bilanzierungslisten und normierte Standardlastprofile,“ Berlin, 2007.
- [145] Viessmann Deutschland GmbH, „Planungshandbuch Wärmepumpen,“ Allendorf (Eder), 2011.
- [146] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), „Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens,“ Studie im Auftrag der E.ON Energie AG, München, 2012.
- [147] Vattenfall Europe Innovation GmbH, „MINI E - powered by Vattenfall V2.0,“ in *Projekbericht*, Hamburg, Oktober 2011.

- [148] Projektträger Jülich - Forschungszentrum Jülich GmbH, „Verbundvorhaben 01129166/1 – Die Stadt als Speicher,“ <https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&v=10&q=0325527&id=2989818>, Jülich, Februar 2017.
- [149] Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), „Roadmap Speicher - Endbericht,“ Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Kassel, November 2014.

# Abkürzungsverzeichnis

## Abkürzungen

AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten	KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
BAFA	Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle	L/W	Luft/Wasser
BHKW	Blockheizkraftwerk	LP	Lineares Programm
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	MFH	Mehrfamilienhaus
bwp	Bundesverband für Wärmepumpen	MILES	Model of International Energy Systems
COP	Leistungszahl	MS	Mittelspannung
DR	Demand-Response	NEP	Netzentwicklungsplan Strom
DSI	Demand-Side-Integration	NGK	Netzgebietsklasse
DSM	Demand-Side-Management	nRMSE	Normalized Root Mean Square Error
DWD	Deutscher Wetterdienst	NS	Niederspannung
EE	Erneuerbare Energien	OPF	Optimal Power Flow
EFH	Einfamilienhaus	OU	Ornstein-Uhlenbeck
EnEV	Energieeinsparverordnung	PRL	Primärregelleistung
EQ	thermische Ersatzquelle	PSW	Pumpspeicherwerk
ESH	Elektrospeicherheizung	PV	Photovoltaik
EV	Elektrofahrzeug	PV-BS	PV-Batteriespeicher bzw. Solarstromspeicher
EW	elektrische Wärmeerzeuger	RH	Reihenhaus
GGLP	Gemischt-ganzzahliges lineares Programm	RL	Regelleistung
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	rONT	regelbarer Ortsnetztransformator
HH	flexible Haushaltslast	S/W	Sole/Wasser
IWU	Institut Wohnen und Umwelt	SKZ	Stromkennzahl
JAZ	Jahresarbeitszahl	SLP	Standardlastprofil
JMM	Joint Market Model	SOC	State of Charge / Füllstand
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	TAB	Technische Anschlussbedingungen

## Abkürzungsverzeichnis

TRY	Test Referenxce Year	VDI	Verein Deutscher Ingenieure
TWW	Trinkwarmwasser	VDN	Verband der Netzbetreiber
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity	W/W	Wasser/Wasser
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber	WM	Waschmaschine
		WP	Wärmepumpe

## Formelzeichen

$\alpha_{HH}$	Programmverlauf	$\mathcal{L}$	Menge der Netzbetriebsmittel
$\alpha_k$	Freigabequote Spannung	$\lambda$	Stufigkeit OU-Prozess
$\alpha_l$	Freigabequote Leitungen	$L_{BS}$	Ladebetrieb Speicher
$\alpha$	Freigabequote	$l_{EV}$	Ladebedarf
$b_{BS}$	Verfügbarkeit Speicher	$\mathcal{N}$	Menge der optimierten Anlagen
$b_{EV}$	Fahrtbeginn	$N$	Anzahl der optimierten Anlagen
$B_{Obj}$	Strombezug Objekt	$N_a$	Anzahl Anlagen zur Berechnung der $\phi$ -Änderungen
$BSZ_{HH}$	Bereitstellungszeit	$N_{HH}$	Anzahl Programmdurchläufe
$c_{el}^{in}$	Kosten des Strombezugs	$\omega$	vorhergehende Programmdurchführung
$c_{el}^{out}$	Erlöse der Stromlieferung	$ON_X^0$	Anlage X aktiv in $t_0$
$c_F$	Brennstoffkosten	$ON_X$	Anlage in Betrieb
$c_{KWK}$	Erlöse aus KWK-Zulage	$P$	elektrische Leistung
$COP$	Leistungszahl	$P_{el}^{max}$	max. elektrische Leistung
$c_{Pen}$	Strafkosten	$P_{el}^{min}$	min. elektrische Leistung
$\mathcal{D}$	Menge der betr. Tage	$\phi$	Leistungsfaktor
$\delta$	Spannungswinkel	$P_l^{verf}$	verfügbare Leistungsreserve
$\Delta_{BS}$	max. Speicherfüllstand	$P_N$	Nennleistung
$\Delta_{WS}$	max. Speicherfüllstand	$Pr_F$	Brennstoffkosten
$E_{EV}^0$	Füllstand in $t_0$	$Pr_{KWK}$	KWK-Zulage
$END_X$	Anlagenbetrieb endet	$Pr_{Obj}^{in}$	Preis des Strombezugs
$\eta_{BS}^Z$	Zykluswirkungsgrad	$Pr_{Obj}^{out}$	Preis der Stromlieferung
$\eta_{BS}^B$	Bereitschaftsenergieverlust	$P_{res}$	Residuallast
$\eta_{WS}$	füllstandsabhängige Verluste	$\bar{P}_{res,n}$	gewichtete Residuallast
$\eta_x$	Gesamtwirkungsgrad	$Pr_{Pen}$	Strafkosten Wärmesaldo
$E_X$	Speicherfüllstand Anlagentyp X	$Pr_{Start}$	Strafkosten Anlagenstarts
$E_X^0$	Speicherfüllstand in $t_0$	$P_X$	elektrische Leistung
$J$	Jacobi-Matrix	$\dot{Q}$	thermische Leistung
$\mathcal{K}$	Menge der Netzknoten		

---

$Q$	Blindleistung	$\tau$	zeitliche Auflösung
$\dot{Q}_{max}$	max. thermische Leistung	$\Theta$	Temperaturintervall
$\dot{Q}_V$	Verlustleistung	$\Theta_d$	geometrische Tagesmitteltemperatur
$Q_{WS}^0$	Speicherstand in $t_0$	$\theta$	Fortschritt der Programmdurchführung
$Q_{WS}^{max}$	th. Speicherkapazität	$T_{HH}$	Programmdauer
$\dot{Q}_X$	th. Leistung Anlagentyp X	$U$	Spannung
$s_{EV}$	Fahrzeugstandort	$V_{HP}$	Speichervolumen Heizung
$\sigma$	Diffusion OU-Prozess	$V_{SZ}$	Speichervolumen Sperrzeit
$\sigma_{max}$	Stromkennzahl bei $P_{el}^{max}$	$W_t$	Standard-Wiener-Prozess
$\sigma_{min}$	Stromkennzahl bei $P_{el}^{min}$	$X$	Flexibilitätsoption (Index)
$s^p$	Leistungssensitivität	$X$	Zufallsvariable
$START_X$	Anlagenstart	$X_{EV}$	Anteil der Sofortladung bei Elektrofahrzeugen
$s^u$	Spannungssensitivität	$x_{EV}$	Sofortladung
$\mathcal{T}$	Menge der Zeitschritte		
$T$	Anzahl der Zeitschritte		



## **Anhang A: Bereitstellung von Regelleistung**

Zur Bestimmung des Potenzials der einzelnen Anlagentypen zur Erbringung von Regelleistung ist eine Erweiterung des bisherigen Modellansatzes notwendig. Hierzu werden die einzelnen Anlagentypen um die Entscheidungsvariablen der bereitgestellten Regelleistung in positiver und negativer Regelrichtung erweitert. Um neben der vorgehaltenen Leistung auch eine ausreichende Verfügbarkeit der Regelenergie zu gewährleisten, ist zusätzlich eine Erweiterung der Modelle für thermische und elektrische Speicher notwendig. Der Charakter des Optimierungsproblems ändert sich hierdurch zu einem gemischt-ganzzahligen quadratischen Programm.

### **A.1 Prämissen der Modellierung**

Für die Bereitstellung von Regelleistung gelten je nach Regelleistungsart unterschiedliche Rahmenbedingungen für Präqualifikation und den Nachweis der erbrachten Leistung (vgl. z.B. [10]). Der in dieser Untersuchung entworfene Modellansatz definiert die Erbringung von Regelleistung als die Möglichkeit, die Wirkleistung einer Anlage zu einem bestimmten Zeitpunkt und eine als Regelleistung vermarktete Wirkleistung verändern zu können. Gleichzeitig wird sichergestellt, dass diese Leistungsänderung über einen definierten Zeitraum beibehalten werden kann. Regelleistung ist im Rahmen dieser Untersuchung somit als Möglichkeit zur Abweichung vom aktuellen Arbeitspunkt definiert. Dies entspricht der Definition der Sekundärregelleistung. Die Erbringung der Minutenreserve erfolgt abweichend von diesem Konzept durch Anpassung eines bereits eingereichten Fahrplans. Dies entspricht der Abweichung von zukünftig geplanten Arbeitspunkten und wird im Rahmen dieser Modellierung nicht untersucht.

Die Ausschreibung von Regelleistung erfolgt in vorgegebenen Zeitscheiben, in denen eine konstante Leistung zur Verfügung gestellt werden muss. Die Zeitscheiben der Sekundärregelleistung betragen derzeit 12 h an Werktagen bis hin zu 48 h an Wochenenden. Die Berücksichtigung dieser Zeitscheiben im Optimierungsansatz führt zu einer Vielzahl von periodenübergreifenden Nebenbedingungen. Gleichzeitig kann eine konstante Leistung nur bei einer großen Anzahl gemeinsam koordinierter Anlagen erbracht werden. Dies macht erforderlich, dass in einem Programmdurchlauf eine hohe Anzahl von Anlagen geschlossen optimiert werden müssen. Diese Kombination führt in der Praxis zu einem aufgrund der benötigten Rechenzeit nicht oder nur schwer nutzbaren Modellansatz. Daher wird von einer expliziten Berücksichtigung der Zeitscheiben im Optimierungsansatz abgesehen. Stattdessen erfolgt die Beurteilung des Einflusses von Zeitscheiben auf das Regelpotenzial in der Analyse der Ergebnisse.

Die Modellierung der Regelleistungsbereitstellung erfolgt ferner unter der Prämisse ex-ante bekannter Leistungspreise. Es kann somit die unter den gegebenen Voraussetzungen optimal angebotene Leistungsmenge gefunden werden. Die Aktivierung von Regelenergie erfolgt hingegen anhand zufälliger, ex-ante unbekannter Störungen des Leistungssaldos der betreffenden Regelzone. Diese zufälligen Einflussgrößen können jedoch mit einem Optimierungsansatz mit perfekter Voraussicht nicht direkt abgebildet werden. Um den Einfluss des Regelenergieabrufs auf die zukünftig bereitstellbaren Leistungsmengen abbilden zu können, ist daher ein mehrstufiger Modellansatz notwendig (z.B. [47]). Die auftretenden Störungen durch Reserveaktivierung sind jedoch stark vom Gebotsverhalten des jeweiligen Anbieters abhängig und lassen sich deshalb nur schwer allgemeingültig ermitteln. Von der Simulation der Reserveaktivierung wird in diesem Modellansatz deshalb abgesehen.

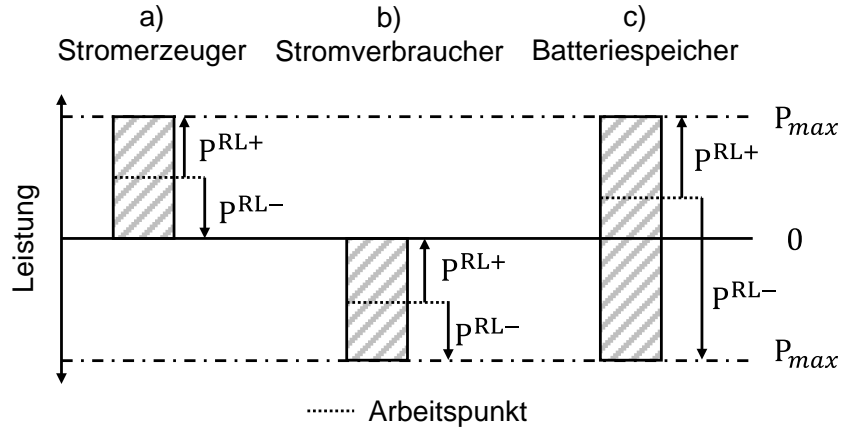
**Tabelle A-1: Übersicht der zusätzlichen Nebenbedingungen und Entscheidungsvariablen zur Regelleistungsbereitstellung.**

Variante Regelleistungsbereitstellung		Symbol	Einheit	Dimension
<b>Anlagenkonstanten</b>	Maximaler COP	$COP_{\tau RL}^{max}$	-	N×T
<b>Parameter</b>	Leistungspreis pos. RL	$Pr_{RL+}$	€/kW	N×T
	Leistungspreis neg. RL	$Pr_{RL-}$	€/kW	N×T
<b>Entscheidungsvariablen</b>	Pos. Regelpot. Anlagentyp X	$P_X^{RL+}$	kW	N×T
	Neg. Regelpot. Anlagentyp X	$P_X^{RL-}$	kW	N×T
<b>Nebenbedingungen</b>	Leistungspotenzial	Formel (A-1) - (A-9)		
	Arbeitsreserve Batteriespeicher	(A-10) - (A-12)		
	Arbeitsreserve Wärmespeicher	(A-13) - (A-15)		
	Arbeitsreserve Elektrofahrzeuge	(A-16)		

## A.2 Leistungsreserve

Die folgenden Nebenbedingungen reduzieren das mögliche Regelpotenzial auf die aktuelle Anlagenleistung bzw. auf die Differenz zwischen der aktuellen und der maximal möglichen Anlagenleistung. Anlagen, die als Stromerzeuger dienen, können bei Stillstand ihre Nennleistung als positives und bei Betrieb ihre aktuelle Leistung als negatives Regelpotenzial anbieten. Für Stromverbraucher ergibt sich im Stillstand ein negatives und bei Betrieb ein positives Regelpotenzial. Batteriespeicher können hierbei zusätzlich die dem Betriebspunkt entgegengesetzte Leistung vollständig als Regelpotenzial anbieten. Abbildung A-1 verdeutlicht die Bestimmung des Regelpotenzials für Anlagen mit Stromerzeugung (a) und Stromverbrauch (b) und Batteriespeicher (c) abhängig vom aktuellen Betriebspunkt.





**Abbildung A-1: Grenzen der Leistungsreserven für die Stromerzeuger, -verbraucher und Batteriespeicher.**

Da der Ladevorgang von Elektrofahrzeugen (und damit das positive Regelpotenzial) zeitlich stark begrenzt ist, wird für diese lediglich das negative Regelpotenzial untersucht. Entsprechend ergeben sich die folgenden Restriktionen für das Regelpotenzial der einzelnen Anlagentypen:

$$0 \leq P_B^{RL+} \leq P_B^{max}(n) - P_B(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A-1})$$

$$0 \leq P_B^{RL-} \leq P_B(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A-2})$$

$$0 \leq P_{WP}^{RL+} \leq P_{WP}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A-3})$$

$$0 \leq P_{WP}^{RL-} \leq P_{WP}^{max}(n) - P_{WP}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A-4})$$

$$0 \leq P_{EW}^{RL+} \leq P_{EW}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A-5})$$

$$0 \leq P_{EW}^{RL-} \leq P_{EW}^{max}(n) - P_{EW}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A-6})$$

$$0 \leq P_{BS}^{RL+} \leq P_{el}^{max}(n) + P_{BS}^{in}(n, t) - P_{BS}^{out}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A-7})$$

$$0 \leq P_{BS}^{RL-} \leq P_{el}^{max}(n) + P_{BS}^{out}(n, t) - P_{BS}^{in}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A-8})$$

$$0 \leq P_{EV}^{RL-} \leq P_{EV}^{max}(n) - P_{EV}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A-9})$$

### A.3 Arbeitsreserve

Das Angebot von Regelleistung erfordert, dass die angebotene Leistung über eine vorgegebene Zeit bereitgestellt werden kann. Die Bereitstellungszeit ist dabei von der Art der angebotenen Regelleistung abhängig. Die erforderliche Arbeitsreserve wird je nach Anlagentyp und Regelrichtung durch eine ausreichende Speicherkapazität bzw. eine ausreichend freie Kapazität gewährleistet. Aus diesem Grund muss bei Bereitstellung von Regelleistung die modelltechnische Abbildung aller thermischen und elektrischen Speicher erweitert werden.

## Batteriespeicher

Batteriespeicher unterliegen, abgesehen von den Speicherverlusten, keiner betrieblichen Änderung des Speicherinhaltes, die nicht durch das eigene Handeln beeinflusst werden. Für Batteriespeicher kann die bereitstellbare Regelreserve daher direkt aus dem aktuellen Speicherstandes abgeleitet werden. Zur Sicherstellung einer ausreichenden Arbeitsreserve werden in der modelltechnischen Umsetzung zusätzliche Grenzen des Speicherfüllstandes gesetzt, die bei Bereitstellung von Regelreserve nicht verletzt werden dürfen:

$$E_{BS}^{min,RL}(n) \leq E_{BS}(n, t) \leq E_{BS}^{max,RL}(n) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A-10})$$

In der positiven Regelrichtung wird die minimale Arbeitsreserve  $E_{BS}^{min,RL}$  durch den Speicherinhalt zum Zeitpunkt der Bereitstellung sowie die im Bereitstellungszeitraum  $\tau$  anfallenden Speicherverluste begrenzt. Da die Speicherverluste füllstandsabhängig modelliert werden, ergibt sich die untere Speichergrenze als:

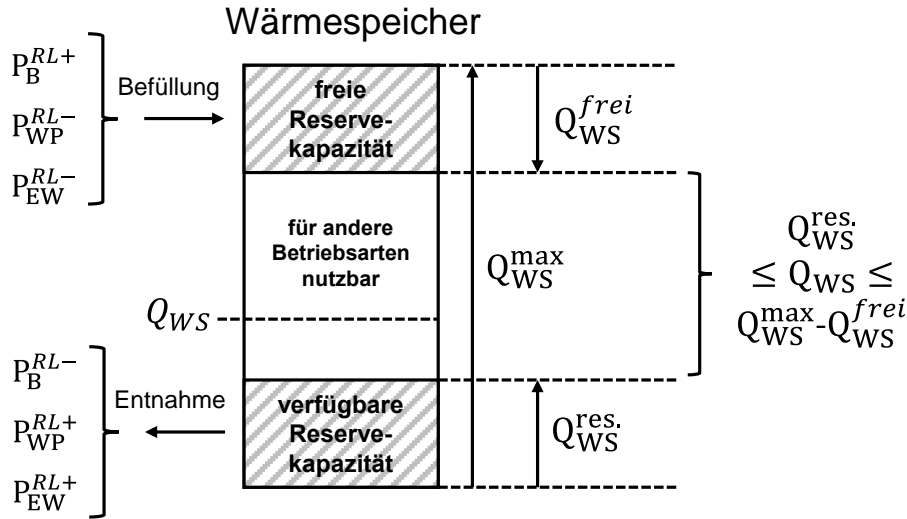
$$E_{BS}^{min,RL}(n) = P_{BS}^{RL+}(n, t) \cdot \tau \cdot \sum_{\theta=1}^{\tau_{RL}-1} (\eta_{BS}^B(n))^{-\tau \cdot \theta} \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A-11})$$

In der negativen Regelrichtung wird die Arbeitsreserve durch die freie Speicherkapazität begrenzt. Hierbei erhöhen sich die anfallenden Lade- und Bereitschaftsenergieverluste die verfügbare Arbeitsreserve:

$$E_{BS}^{max,RL}(n) = E_{BS}^{max}(n) - P_{BS}^{RL-}(n, t) \cdot \frac{\tau_{RL}}{\eta_L(n)} \cdot \sum_{\theta=1}^{\tau_{RL}-1} \eta_{BS}^B(n)^{\tau \cdot \theta} \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A-12})$$

## Wärmespeicher

Im Gegensatz zu Batteriespeichern unterliegt der Wärmespeicher einer kontinuierlichen Befüllung und Entnahme durch unterschiedliche Anlagentypen. Zudem können mehrere Anlagentypen um die freie bzw. verfügbare Reservekapazität im Speicher konkurrieren. Die Festlegung der betrieblich nutzbaren Speichergrenzen muss deshalb in Abhängigkeit der gewählten Leistungsreserven aller thermischen Anlagentypen erfolgen. Hierbei gibt die Wirkungsweise der einzelnen Anlagen vor, welche Reservekapazität für welche Regelrichtung notwendig ist. Die Bereitstellung positiver Regelarbeit verursacht bei Wärmepumpen bspw. eine Entnahme von Wärme aus dem Speicher, während dieselbe Regelrichtung bei KWK-Anlagen eine Speicherbefüllung bewirkt. Abbildung A-2 verdeutlicht das Prinzip der Begrenzung der nutzbaren Speicherkapazität durch freie bzw. verfügbare Arbeitsreserven.



**Abbildung A-2: Begrenzung der nutzbaren Speicherkapazität durch Vorhaltung von Arbeitsreserven.**

Die modelltechnische Begrenzung der nutzbaren Speicherkapazität erfolgt analog zur Umsetzung für Batteriespeicher:

$$Q_{WS}^{res.}(n, t) \leq Q_{WS}(n, t) \leq Q_{WS}^{max}(n) - Q_{WS}^{frei}(n, t) \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T} \quad (\text{A-13})$$

Bei der Wahl der Speicherfüllstandsgrenze  $Q_{WS}^{min,RL}$  und  $Q_{WS}^{max,RL}$  muss beachtet werden, dass mehrere Anlagentypen um die Befüllung des Wärmespeichers konkurrieren können. Zudem gilt für jeden Anlagentyp ein individuelles Verhältnis zwischen der bereitgestellten Regelleistung und der bei Reserveaktivierung verursachten thermischen Rückwirkung auf den Speicher. Dieses Verhältnis kann jedoch sowohl mit dem Betriebspunkt der Anlage als auch durch exogene Größen wie bspw. dem bei Reserveaktivierung gültigen COP variieren. Da das genaue Anlagenverhalten aufgrund der ex-ante unbekanntenen Aktivierungscharakteristik unbekannt ist, wird bei der Wahl der Speichergrenzen eine Worst-Case-Abschätzung vorgenommen. Hierbei wird unterstellt, dass bei Reserveaktivierung das ungünstigste Verhältnis zwischen thermischer und elektrischer Leistung eintritt. Die untere Speicherfüllstandsgrenze  $Q_{WS}^{res.}$  ergibt sich somit durch:

$$Q_{WS}^{res.}(n, t) = (P_{WP}^{RL+}(n, t) \cdot COP_{\tau_{RL}}^{max}(n, t) + P_{EW}^{RL+}(n, t) \cdot \eta_{EW}(n) + P_{BHKW}^{RL-}(n, t) \cdot (\sigma_{max})^{-1}) \cdot \tau_{RL} \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \quad (\text{A-14})$$

Hierbei bezeichnet  $COP_{\tau_{RL}}^{max}$  den maximal erreichbaren COP innerhalb des Zeitraums  $[t, t + \tau_{RL}]$ . Die freie Arbeitsreserve  $Q_{WS}^{frei}$  ergibt sich analog durch:

$$Q_{WS}^{frei}(n, t) = (P_{WP}^{RL-}(n, t) \cdot COP_{\tau_{RL}}^{max}(n, t) + P_{EW}^{RL-}(n, t) \cdot \eta_{EW}(n) + P_B^{RL+}(n, t) \cdot (\sigma_{max})^{-1}) \cdot \tau_{RL} \quad \forall n \in \mathcal{N}, t \in \mathcal{T}. \quad (\text{A-15})$$

## Elektrofahrzeuge

Da für Elektrofahrzeuge lediglich das negative Regelpotenzial untersucht wird, gilt für Elektrofahrzeuge lediglich eine obere Begrenzung des Ladezustandes zum Zeitpunkt der Leistungsbereitstellung:

$$E_{EV}(n, t) \leq E_{BS}^{max}(n) - P_{EV}^{RL-}(n, t) \cdot \frac{\tau_{RL}}{\eta_{EV}(n)} \quad \forall n \in N, t \in T \quad (A-16)$$

Durch diese Erweiterungen des Basismodells ändert sich der Charakter des Optimierungsproblems zu einem gemischt-ganzzahligen quadratischen Programm.

## A.4 Zielfunktion

Die ökonomische Motivation zur Bereitstellung von Regelleistung liegt im heutigen Energiesystem in der Teilnahme am Regelleistungsmarkt und den damit verbundenen Erlöserwartungen.

Zur Erfüllung der primären Versorgungsaufgabe des virtuellen Speichers ist es notwendig, dass dieser zusätzlich zur Bereitstellung von Regelleistung am Energiemarkt teilnehmen kann. Die Zielfunktion der Bereitstellung von Regelleistung ergänzt somit die Zielfunktion des Energiehandels um die Erlösaussichten am Regelleistungsmarkt:

$$\min \sum_{n \in N} \sum_{t \in T} c_{Spot}(n, t) - c_{RL+}(n, t) - c_{RL-}(n, t) \quad (A-17)$$

$$\text{mit: } c_{RL+}(n, t) = Pr_{RL+}(t) \cdot \left( \begin{array}{l} P_B^{RL+}(n, t) + P_{WP}^{RL+}(n, t) \\ + P_{EW}^{RL+}(n, t) + P_{BS}^{RL+}(n, t) \end{array} \right)$$

$$c_{RL-}(n, t) = Pr_{RL-}(t) \cdot \left( \begin{array}{l} P_B^{RL-}(n, t) + P_{WP}^{RL-}(n, t) + P_{EW}^{RL-}(n, t) \\ + P_{BS}^{RL-}(n, t) + P_{EV}^{RL-}(n, t) \end{array} \right)$$

$c_{Spot}(n, t)$ : Kostenbestandteile der Zielfunktion *Energiehandel*.

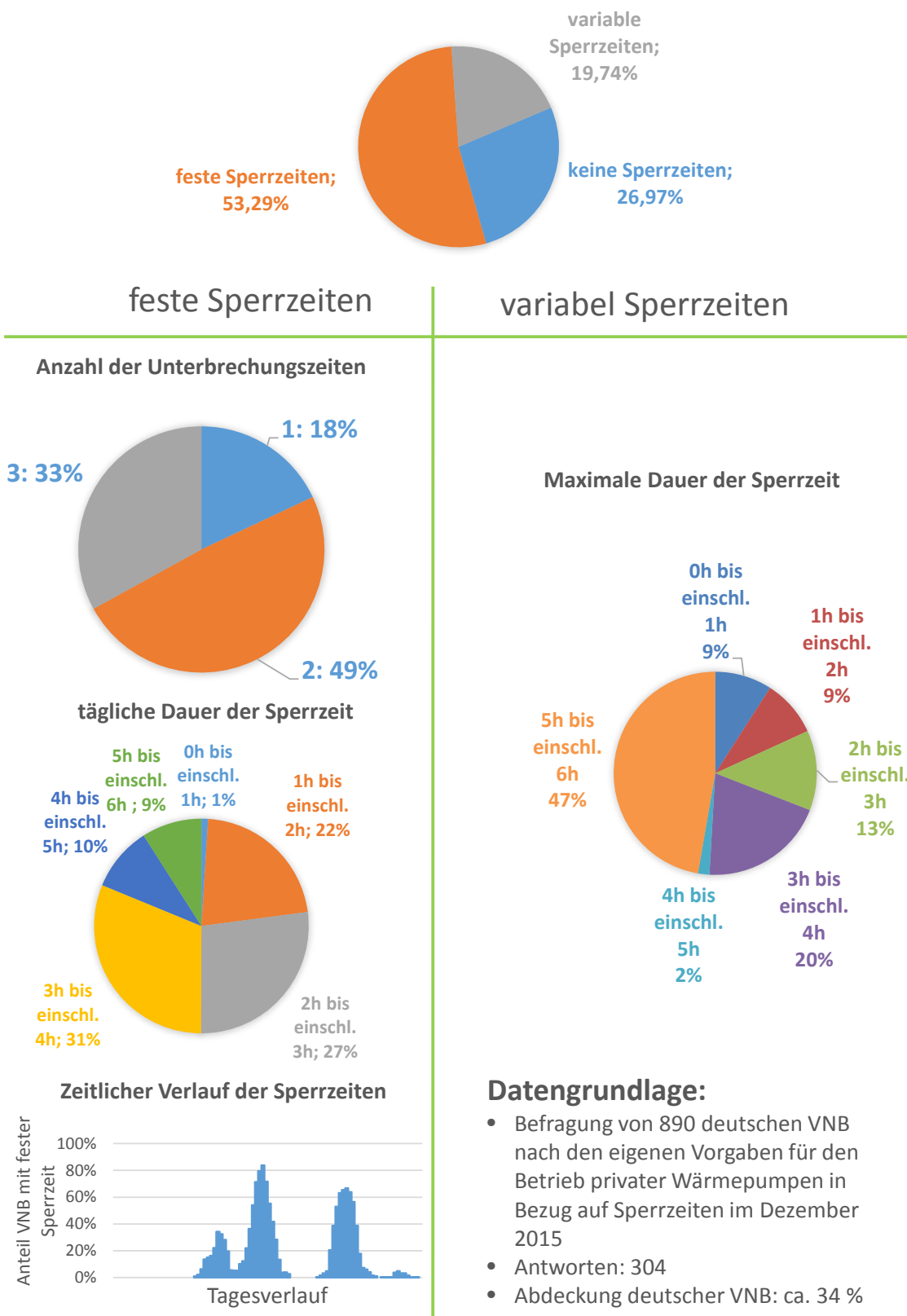
In der Praxis bestimmt die Gewinnaussichten zwischen Energie- und Regelleistungsmärkten die jeweils angebotenen Energiemengen bzw. Leistungen. Da bei der Bereitstellung von Sekundärregelung und Minutenreserve auch Erlöse aus der erbrachten Regelarbeit anfallen, müssen diese in der Optimierung in Form des Erwartungswertes dem Leistungspreis aufgeschlagen werden.

## **Anhang B: Sperrzeiten für Wärmepumpen**

Die Sperrzeiten für Wärmepumpen können nach den geltenden Netzanschlussbedingungen [67] individuell durch den jeweiligen Verteilnetzbetreiber festgelegt werden. Diese festgelegten Sperrzeiten haben wesentlichen Einfluss auf die Dimensionierung von Wärmepumpen und sind deshalb von großer Relevanz für die Analysen dieser Untersuchung. Da die jeweiligen Vorgaben jedoch nicht zentral gesammelt werden, besteht kein Überblick über die tatsächliche Umsetzung dieser Anschlussbedingungen in Deutschland.

Im Rahmen dieser Untersuchung wurde daher eine Anfrage bzgl. der jeweiligen Vorgaben für Sperrzeiten an alle deutschen Verteilnetzbetreiber (Stammdatenbank der Bundesnetzagentur, Stand: 04/2014) gesendet. Von den 890 via E-Mail gestellten Anfragen wurden 304 mit einer auswertbaren Aussage beantwortet. Eine auswertbare Antwort umfasst in diesem Sinne die direkte Nennung (ohne Verweis auf den Internetauftritt) der Sperrzeiten für Wärmepumpen (nicht für Elektrospeicherheizungen). Dies entspricht einer Abdeckung von 34 % der deutschen Verteilnetzbetreiber. Die folgende Abbildung B-1 fasst die Ergebnisse der Befragung zusammen.

## Sperrzeiten für Wärmepumpen bei deutschen Verteilnetzbetreibern



**Abbildung B-1: Ergebnis der Befragung von Verteilnetzbetreibern bezgl. der Vorgabe von Sperrzeiten für Wärmepumpen. Quelle: Eigene Erhebung.**

# Anhang C: Verwendete Simulationsparameter

**Tabelle C-1: Zusammenfassung der verwendeten Parameter für die Betriebsoptimierung von Wärmesystemen.**

Parameter / Konstante	Symbol	Wert / Kommentar	Kapitel
<b>Allgemeine Parameter</b>			
Heizwärmebedarf	$\dot{Q}_{Obj}$	stochastisches TTW- und Wärmelastprofil	4.1.1 - 4.1.3
el. Bedarf des Objektes	$P_{Obj}$	keiner	3.1.10
el. Anschlussleistung	$P_{Obj}^{max}$	unbegrenzt	
<b>BHKW</b>			
max. el. Leistung	$P_B^{max}$	nach W'keitsverteilung	4.1.5
min. el. Leistung	$P_B^{min}$	50 % · $P_B^{max}$	
Stromkennzahl bei $P_{el}^{max}$	$\sigma_{max}$	nach W'keitsverteilung	
Stromkennzahl bei $P_{el}^{min}$	$\sigma_{min}$	$\sigma_{min} = \sigma_{max}$	
Gesamtwirkungsgrad	$\eta_B$	90 %	
max. Leistung Heizkessel	$\dot{Q}_{HK}^{max}$	nach Wärmebedarf	
Wirkungsgrad Heizkessel	$\eta_{HK}$	100 %	
<b>Wärmepumpen</b>			
max. el. Leistung	$P_{WP}^{max}$	nach W'keitsverteilung	4.1.5
min. el. Leistung	$P_{WP}^{min}$	50 % · $P_B^{max}$	4.1.4
Leistungszahl	$COP$	nach zeitlichem Verlauf der Quell- und Vorlauftemperatur	
<b>Thermische Speicher (BHKW, Wärmepumpen)</b>			
Speicherkapazität	$Q_{WS}^{max}$	nach W'keitsverteilung	4.1.5
max. th. Leistung	$\dot{Q}_{WS}^{max}$	unbegrenzt	
Verlustleistung	$\dot{Q}_{WS}^V$	nach Speichergröße und Systemtemperaturen	3.1.5
füllstandsabh. Verluste	$\eta_{WS}$		
Kapazitätsfaktor	$\Delta_{WS}$	nach Systemtemperaturen	4.1.4
<b>Elektrospeicherheizungen</b>			
max. el. Leistung	$P_{EW}^{max}$	$Q_{WS}^{max} \cdot 8h^{-1}$	4.1.5
Gesamtwirkungsgrad	$\eta_{EW}$	100 %	
Speicherkapazität	$Q_{WS}^{max}$	kleinstmöglich zur Bedarfsdeckung	
max. th. Leistung	$\dot{Q}_{WS}^{max}$	unbegrenzt	
Verlustleistung	$\dot{Q}_{WS}^V$	keine	
füllstandsabh. Verluste	$\eta_{WS}$	keine	
Kapazitätsfaktor	$\Delta_{WS}$	nach Außentemperatur	

**Tabelle C-2: Zusammenfassung der verwendeten Parameter für Elektrofahrzeuge, flexible Haushaltslasten und Solarstromspeicher.**

Parameter / Konstante	Symbol	Wert / Kommentar	Kapitel
<b>Elektrofahrzeuge</b>			
max. Ladeleistung	$P_{EV}^{max}$	11,1 kW	4.2.1
Batteriekapazität	$E_{EV}^{max}$	nach Fahrzeugklasse	
Ladewirkungsgrad	$\eta_{EV}$	100 %	
Anteil Sofortladung	$X_{EV}$	50 %	
Fahrzeugstandort	$S_{EV}$	nach stochastischer Simulation des Fahrverhaltens	
Ladebedarf	$l_{EV}$		
Fahrtbeginn	$b_{EV}$		
Sofortladung	$x_{EV}$		
<b>Flexible Haushaltslasten</b>			
Programmdauer	$T_{HH}$	nach Gerät	4.2.2
Programmverlauf	$\alpha_{HH}$	nach Gerät	
Bereitstellungszeit	$BSZ_{HH}$	nach stochastischer Simulation des Nutzungsverhaltens	
Anzahl Programme	$N_{HH}$		
<b>Solarstromspeicher</b>			
max. Wirkleistung	$P_{BS}^{max}$	$E_{BS}^{max}$	4.2.3
Speicherkapazität	$E_{BS}^{max}$	nach Verteilung	
Bereitschaftsenergieverlust	$\eta_{BS}^B$	keine	
Zykluswirkungsgrad	$\eta_{BS}^Z$	92 %	
Verfügbarkeit	$b_{BS}$	nach Simulation der Eigenverbrauchssteigerung	
Faktor max. Speicherstand	$\Delta_{BS}^{max}$		

**Tabelle C-3: Zusammenfassung der verwendeten Simulationsparameter.**

Parameter / Konstante	Symbol	Wert / Kommentar
<b>Kostenparameter</b>		
Erlöse Stromlieferung-	$c_{el}^{in}$	normiertes Signal der Residuallast
Kosten Strombezug	$c_{el}^{in}$	
Erlöse KWK-Zulage	$c_{KWK}$	beides Null – hierdurch wird impliziert, dass der BHKW-Betrieb bei positiver Residuallast wirtschaftlich vorteilhaft ist
Brennstoffkosten	$c_F$	
Strafkosten th. Ersatzquelle und -Senke	$c_{Pen}$	1.000
<b>Simulationsparameter</b>		
Optimierungshorizont	–	ESH: 3 Tage, sonst 1,5 Tage
genutztes Optimierungsfenster	–	1 Tag
MIP-Gap (CPLEX)	–	3 %



# **Anhang D: Wissenschaftlicher Tätigkeitsnachweis**

## **Lebenslauf**

### **Stefan Kippelt**

Geboren am 16.06.1986 in Herdecke

### **Berufliche Tätigkeit**

Seit 02/2012	Wissenschaftlicher Mitarbeiter, TU Dortmund Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft
2008 – 2010	Studentische Hilfskraft, TU Dortmund Fachbereich Elektrotechnik

### **Ausbildung**

Seit 02/2012	Promotion an der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, TU Dortmund
03/2014 bis 04/2014	Forschungsaufenthalt an der Hunan University in Changsha, Hunan, Volksrepublik China
08/2009 bis 01/2010	Auslandssemester an der Louisiana State Univer- sity in Baton Rouge, USA
10/2006 bis 12/2011	Studium des Wirtschaftsingenieurwesens, Fachrichtung Europäisches Energiemanagement, TU Dortmund, Abschluss mit Auszeichnung
09/1996 bis 06/2005	Otto-Hahn-Gymnasium der Stadt Herne Abschluss: Abitur

### **Praktika**

11/2010 bis 04/2011	ABB Corporate Research Center, Baden, Schweiz
05/2006 bis 06/2006	Scheibe Stahl-Service GmbH, Herne

## Wissenschaftliche Publikationen

S. Kippelt, T. Schlüter, C. Rehtanz: „Flexible Dimensioning of Control Reserve for Future Energy Scenarios”, IEEE PowerTech Conference 2013, Grenoble, Frankreich, Juni 2013

S. Kippelt, T. Schlüter, C. Rehtanz: „Future Demand for Prospective Providers of Control Reserves“, IEEE ISGT Europe 2014, Istanbul, Türkei, Oktober 2014

S. Kippelt et al.: Dezentrale Energiespeicher: „Studie zu Stromspeichern in der Nieder- und Mittelspannungsebene“, ETG-Fachtagung "Von Smart Grids zu Smart Markets 2015", Kassel, März 2015

A. Becker, H. Loges, S. Kippelt, A. Gitis, et al.: „Electricity Storage Systems in Medium- and Low-Voltage Networks“, International ETG Congress 2015, Bonn, November 2015

M. Bolczek, S. Kippelt, C. Rehtanz: „Geschäftsmodelle für die Versorgung von Haushaltskunden mit Eigenerzeugung, Elektrofahrzeug und stationärem Speicher“, Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems Conference (NEIS), September 2015

S. Kippelt, J. von Haebler, M. Westermann, C. Rehtanz: „Assessment of Capacity Management Approaches in Distribution Grids“, 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven, Belgien, April 2016

S. Kippelt, M. Winkel, M. Klaes, C. Rehtanz: „Stochastic Simulation of Thermal Load Profiles“, 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven, Belgien, April 2016

C. Wagner, C. Kittl, S. Kippelt, C. Rehtanz: „A Heuristic Process for an Automated Evaluation of Distribution Grid Expansion Planning Approaches“, ETG Congress 2017 - Die Energiewende, Bonn, November 2017

S. Kippelt, C. Wagner, C. Rehtanz: „Consideration of New Electricity Applications in Distribution Grid Expansion Planning and the Role of Flexibility“, ETG Congress 2017 - Die Energiewende, Bonn, November 2017

J. Hinker, S. Kippelt, J. Myrzik, N. Witte, A. Heinzl: „Assessment of available thermal capacity of district heating systems for increased medium- and short-term flexibility of multi-modal power systems“, 2017 IEEE International Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), Turin, Italien, September 2017

B. Böcker, S. Kippelt, C. Weber, C. Rehtanz: “Storage valuation in congested grids”, in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. PP, no. 99, 2017

---

## Studienbeiträge

1. S. Kippelt, T. Schlüter: Impact of Future Renewable Energy Generation on Control Reserve Markets, Kurzstudie für die Stiftung „Foundation for Research on Market Design and Energy Trading“ (FORMAET), Amsterdam, 2012
2. C. Rehtanz, C. Weber, B. Böcker, S. Kippelt: „Storage Demand in Congested Grid Regions“, Studie im Auftrag der E.ON Gas Storage GmbH, Essen, 2012
3. C. Rehtanz, M. Greve, U. Häger, D. Hilbrich, S. Kippelt, A. Kubis, V. Liebenau, T. Noll, S. Rüberg, T. Schlüter, J. Schwippe, C. Spieker, J. Teuwsen: „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030 - Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.“, Februar 2014
4. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: „Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene - Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze“, Studie der Energietechnischen Gesellschaft (ETG) im VDE, Mai 2015
5. C. Rehtanz, M. Greve, U. Häger, Z. Hagemann, S. Kippelt, M.-L. Kloubert, O. Pohl, F. Rehwald, C. Wagner: „Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg“, Studie im Auftrag des Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft, Baden- Württemberg, Stuttgart, 2017
6. D. Grote, S. Kippelt, T. Mennel: „Dezentrale Speicher für Netzbetreiber - Alternative Netzkapazitäten“, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE), Mai 2017, Bern, Schweiz

## Betreute wissenschaftliche Arbeiten

1. F. Dawin: „Modellierung und Analyse des koordinierten Betriebs dezentraler Lasten und Erzeuger in Hinblick auf einen virtuellen Energiespeicher“, Masterarbeit, 2012
2. M. Klaes: „Analyse und Klassifizierung von Betriebsdaten ausgewählter Mikro-KWK-Systeme und anschließende Potentialanalyse bei Integration eines elektrischen Speichers“, Bachelorarbeit, 2013
3. A. Matthias: "Identifikation und wirtschaftliche Bewertung von Flexibilitätspotentialen am Beispiel eines Zementwerks", Masterarbeit, 2013
4. A. Reissaus: „Technische und wirtschaftliche Bewertung des Einsatzes von Batteriespeichersystemen für verschiedene Anforderung elektrischer Energieversorgungssysteme" Diplomarbeit, 2013
5. W. Abid: "Untersuchung der technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften sowie die Entwicklung einer Verkaufsstrategie von Solarbatterien", Diplomarbeit, 2013
6. J. Wruck: „Entwicklung eines Optimierungsansatzes zur Minimierung der Strombezugskosten eines Haushalts mit Eigenerzeugung, steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und Speichern“, Masterarbeit, 2014
7. L. Grunwald: "Technische Bewertung und energiewirtschaftliche Einordnung von Optimierungs- und Koordinationsansätzen für virtuelle Energiespeicher", Masterarbeit, 2014
8. A. Orruski: „Analyse und Entwicklung von Prognosemethoden zur Eigenverbrauchsoptimierung in Privathaushalten", Bachelorarbeit, 2014
9. M. Klaes: „Betrieboptimierung und wirtschaftliche Bewertung von Brauchwasserwärmepumpen für Privathaushalte“, Masterarbeit, 2015
10. M. Westermann: „Ausgestaltung und Umsetzung einer Kapazitätsampel“, Masterarbeit, 2015
11. L. Brandenburg: „Bewertung von Betreibermodellen für Batterie-Großspeicher in Bezug auf die Bereitstellung von Primärregelleistung“ Bachelorarbeit, 2015
12. R. Mühleck: „Konzeption und Simulation eines Wasserstoffspeichers in einem Stromverteilnetz“, Masterarbeit, 2015

- 
13. J. Brechmann: „Bewertung von Methoden zur Prognose der Last eines Verteilnetzbetreibers“, Bachelorarbeit, 2015
  14. S. Desai: „Development of adequate fail-over strategies for market-based control systems, Masterarbeit, 2016
  15. B. Andersen: „Effiziente Modellierung dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen“, Masterarbeit, 2016
  16. M. Voß: Evaluation und Optimierung einer Regelung von Wärmepumpen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von Solarstrom“, Bachelorarbeit, 2016
  17. M. Nieporte: „Analyse der Wechselwirkungen von Flexibilitätspotentialen und Netzbelastungen am Beispiel von Wärmepumpen“, Masterarbeit, 2016
  18. P. Ramaeswaran: „Auslegung und Betriebsoptimierung eines Biomasse-BHKWs“, Masterarbeit, 2017
  19. A. Grützner: „Modellierung unsicherer Rahmenbedingungen zur Einsatzoptimierung von Stromspeichern“, Masterarbeit, 2017
  20. M. Brack: „Optimierung eines Großbatteriesystems im Rahmen der Erbringung von Primärregelleistung“, Bachelorarbeit, 2017