

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen



TU Clausthal

**Einfluss der elektrischen und
thermischen Speicherkapazität auf die
Netzbelastung bei Einfamilienhäusern
mit regenerativer Eigenerzeugung,
Elektrowärmepumpenheizung und hohem
Autarkiegrad**

Verena Spielmann

Promotion an der Technischen Universität Clausthal

Band 78



Cuvillier Verlag Göttingen

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)

Band 78

Das EFZN ist ein gemeinsames
wissenschaftliches Zentrum der
Universitäten:



**Einfluss der elektrischen und thermischen
Speicherkapazität auf die Netzbelastung bei
Einfamilienhäusern mit regenerativer
Eigenerzeugung,
Elektrowärmepumpenheizung und hohem
Autarkiegrad**

Dissertation
zur Erlangung des Doktorgrades
der Ingenieurwissenschaften

vorgelegt von
Verena Spielmann
aus Hann. Münden

genehmigt von der
Fakultät für Energie- und Wirtschaftswissenschaften
der Technischen Universität Clausthal

Tag der mündlichen Prüfung
03. April 2023

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliographische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

1. Aufl. - Göttingen: Cuvillier, 2023

Zugl.: D 104, (TU) Clausthal, Univ., Diss., 2023

Dekan

Prof. Dr. mont. Leonhard Ganzer

Vorsitzender der Promotionskommission

Prof. Dr.-Ing. Philip Jaeger

Betreuer

Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck

Gutachter

Prof. Dr.-Ing. Lars Kühl (Ostfalia Hochschule für angewandte Wissenschaften)

Dieses Dokument unterliegt der Lizenz Open Access CC BY 4.0

© CUVILLIER VERLAG, Göttingen 2023

Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen

Telefon: 0551-54724-0

Telefax: 0551-54724-21

www.cuvillier.de

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1. Auflage, 2023

Gedruckt auf umweltfreundlichem, säurefreiem Papier aus nachhaltiger Forstwirtschaft.

ISBN 978-3-7369-7877-5

eISBN 978-3-7369-6877-6

Zusammenfassung

Im Fokus der Arbeit steht das Energiesystem eines Einfamilienhauses, dessen elektrischer und thermischer Energiebedarf bilanziell zu 100 % aus regenerativen Quellen bereitgestellt wird. Heizwärme- und Trinkwarmwasserbedarf werden mittels einer elektrischen Wärmepumpe gedeckt. In Kombination mit einer Batterie- und einem Wärmespeicher trägt diese dazu bei, die fluktuierend verfügbare erneuerbare Energieerzeugung in das Gebäudeenergiesystem zu integrieren.

Übergeordnete Zielstellung der Arbeit ist die Untersuchung des Einflusses elektrischer und thermischer Speicherkapazitäten auf die Belastung des elektrischen Verteilnetzes in wärmepumpenbeheizten Einfamilienhäusern. Daraus werden drei Forschungsfragen abgeleitet, welche (1) auf den Einfluss des EE-Erzeugungsmixes sowie (2) die wechselseitige Beeinflussung der eingesetzten thermischen und elektrischen Speicherkapazitäten abzielen und (3) den Beitrag der nach heutigen Planungsgrundsätzen dimensionierten Speicherkapazitäten zur Netzentlastung untersuchen.

Basierend auf den Modellen der einzelnen Systemkomponenten wird ein vereinfachtes Modell des Gebäudeenergiesystems in Form eines Optimierungsproblems (MILP) mit der primären Zielstellung der Minimierung der maximalen Netzbelastung entwickelt. Mit diesem Modell wird, unter der grundlegenden Annahme der bilanziellen Autarkie, eine Vielzahl an Jahressimulationen für verschiedene Kombinationen der eingesetzten elektrischen und thermischen Speicherkapazitäten mit unterschiedlichen Eingangsdaten hinsichtlich der Wetterbedingungen (Temperatur, Globalstrahlung, Windgeschwindigkeit) durchgeführt. Mittels der erhaltenen Ergebnisse erfolgt die Ableitung eines Metamodells zur Beschreibung des funktionalen Zusammenhangs der Abhängigkeit der maximalen Netzbelastung von den eingesetzten Speicherkapazitäten und des Erzeugungsmixes. Das Metamodell wird anschließend in einem nichtlinearen Optimierungsmodell zur Auslegung des Erzeugungsmixes, der maximalen Netzbelastung und der Speicherkapazitäten unter Berücksichtigung der jeweiligen Kosten aus gesamtenergiesystemischer Sicht eingesetzt. Weiterhin wird das Metamodell verwendet, um den Einfluss der eingesetzten Speicherkapazitäten auf die maximale Netzbelastung und den Autarkiegrad im Bereich der heute wirtschaftlichen Speicherdimensionierung des betrachteten Gebäudes zu untersuchen.

Als Referenzgebäude wird ein Einfamilienhaus im Niedrigenergiehausstandard mit einem Jahresheizenergiebedarf von 3200 kWh und einem elektrischen Energiebedarf von 5250 kWh betrachtet. Hinsichtlich der Auslegung des Erzeugungsmixes, des Netzanschlusses und der Speicherkapazitäten ergibt sich ein kostenoptimales

Verhältnis der installierten Photovoltaik- zu Windleistung von etwa 0,25 zu 1. Dabei kommt aufgrund des Kostenvorteils gegenüber einem elektrischen Speicher ausschließlich ein thermischer Speicher mit einer Kapazität von 57 kWh (etwa 5000 l) zum Einsatz. Die Auswirkungen der eingesetzten Speicherkapazitäten auf die maximale Belastung des elektrischen Verteilnetzes hängt stark vom Erzeugungsmix ab. Während thermische Speicher im Bereich der heute üblichen Auslegung für das oben genannte Referenzgebäude (Batteriespeicher mit 6,56 kWh und thermischer Speicher mit einem Volumen von 570 l) für einen winddominierten Erzeugungsmix den deutlichsten Einfluss auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung haben, sind Batteriespeicher für einen photovoltaiklastigen Erzeugungsmix vorzuziehen. Weiterhin zeigen die Ergebnisse, dass in den winddominierten Szenarien durch für den Einfamilienhaussektor technisch durchaus realisierbare Steigerung der eingesetzten Speicherkapazitäten Autarkiegrade um 80 % erreicht werden können. Bei höheren Photovoltaikanteilen sind aufgrund des erhöhten saisonalen Ausgleichsbedarfs zwischen Heizenergiebedarf und EE-Bereitstellung zum Erreichen desselben Autarkiegrades unrealistisch hohe Speicherkapazitäten erforderlich.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation und Stand der Forschung	1
1.2	Forschungslücke	3
1.3	Forschungsfragen und Struktur der Arbeit	4
2	Modellierung der Systemkomponenten	7
2.1	Niedrigenergiehausstandard mit heute üblicher Systemauslegung als Referenzgebäude	7
2.2	Meteorologische Eingangsdaten	9
2.3	Modellierung der Photovoltaikeinspeisung	12
2.4	Modellierung der Windenergieeinspeisung	12
2.5	Modellierung der elektrischen Last	14
2.6	Modellierung der thermischen Last	14
2.6.1	Thermisches Gebäudeverhalten	14
2.6.2	Heizlast- und Trinkwarmwasserprofil	19
2.6.3	Annahmen zum Heizsystem	20
2.7	Modellierung des Heizungsspeichers	21
2.8	Modellierung der Wärmepumpe	21
2.9	Modellierung des elektrischen Speichers	23
3	Modellierung des thermisch- elektrischen Gesamtsystems	25
3.1	Modellierung	26
3.1.1	Managementstrategien als lineare Zielfunktion	26
3.1.2	Grundlagen der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung	27
3.1.3	Normierung der Eingangsgrößen und Modellparameter	28
3.1.4	Problemformulierung	28
3.1.5	Abgeleitete Bewertungsgrößen	36
3.2	Modellvalidierung anhand des Referenzgebäudes	37
3.2.1	Simulationsergebnisse für das Wetterjahr 2015J	39
3.2.2	Simulationsergebnisse für die Extremwetterjahre 2015W und 2015S	42
3.2.3	Fazit zur typischen Auslegung im Einfamilienhaus	44
3.2.4	Schlussfolgerungen hinsichtlich der Nutzbarkeit des Modells	45
4	Simulationsergebnisse für das thermisch-elektrische Gesamtsystem	47
4.1	Varianten	47
4.1.1	Referenzvariante	49

4.1.2	Variation der Wetterjahre: Varianten 2015W und 2015S . . .	49
4.1.3	Variation der installierten EE-Leistung: Variante 2045J . . .	52
4.1.4	Variation des Gebäudestandards: Variante SFH60	53
4.1.5	Zusammenfassung	54
4.2	Minimierung der maximalen Austauschleistung	57
4.2.1	Referenzvariante in den Szenarien 1, 6 und 11	57
4.2.2	Varianten 2015W und 2015S	63
4.2.3	Varianten 2045J und SFH60	69
4.2.4	Zwischenfazit	75
4.2.5	Übertragung der Ergebnisse auf das Referenzgebäude	77
4.3	Maximierung Vorortverbrauch und Minimierung Wärmepumpenenergie	80
4.3.1	Szenario 1	80
4.3.2	Szenario 6	86
4.3.3	Szenario 11	93
4.3.4	Zwischenfazit	99
4.4	Zusammenfassung	100
5	Thermisch-elektrisches Metamodell	105
5.1	Grundsätze der Metamodellierung	105
5.2	Modellierungsansatz	107
5.3	Abhängigkeit von der elektrischen Speicherkapazität	109
5.4	Abhängigkeit von der Kapazität des Heizungsspeichers	120
5.4.1	Schritt 2a	120
5.4.2	Schritt 2b	130
5.5	Abhängigkeit vom Erzeugungsmix	135
5.6	Zusammenfassung	139
6	Auslegung aus energiesystemischer Sicht	141
6.1	Kosten der Systemkomponenten	141
6.2	Problemformulierung	144
6.2.1	Auslegung der maximalen Netzbelastung	144
6.2.2	Auslegung des Erzeugungsmixes bei gegebener Netzbelastung	145
6.2.3	Auslegung für gegebenen Erzeugungsmix und gegebene Netz- belastung	145
6.3	Ergebnisse	146
6.3.1	Auslegung der maximalen Netzbelastung und des Erzeugungsmixes	146
6.3.2	Auslegung des Erzeugungsmixes bei gegebener Netzbelastung	149
6.3.3	Auslegung für gegebene Netzbelastung und gegebenen Erzeugungsmix	153
6.4	Zusammenfassung	158

7 Einfluss der Speicherkapazitäten auf Netzbelastung und Autarkiegrad	161
7.1 Einfluss im Bereich der Auslegung des Referenzgebäudes	161
7.1.1 Elektrische und thermische Speicher ähnlicher Kapazität . . .	161
7.1.2 Elektrische und thermische Speicher ähnlicher Kosten	164
7.2 Einfluss der Speicherkapazität im Bereich hoher Autarkiegrade . . .	166
7.3 Zusammenfassung	170
8 Zusammenfassung und Ausblick	173
A Modellierung der PV-Einspeisung	181
B Metamodell – Schritt 2a	185
C Einfluss der Speicherkapazität auf die Netzbelastung	191
D Kosten der Systemkomponenten	195
D.1 Elektrische Speicher	195
D.2 Thermische Speicher	196
Abbildungsverzeichnis	197
Tabellenverzeichnis	201
Abkürzungs- und Symbolverzeichnisse	203
Literaturverzeichnis	211

1 Einleitung

Im Fokus der vorliegenden Arbeit steht das Energiesystem eines Einfamilienhauses, welches bilanziell zu 100 % aus regenerativen Energiequellen versorgt wird. Zur Wärmebereitstellung für Heizung und Trinkwarmwasser kommt eine Wärmepumpe zum Einsatz. In Kombination mit einem Wärmespeicher trägt diese zusätzlich zum eingesetzten Batteriespeicher dazu bei, die fluktuierend verfügbare elektrische Energie in das Energiesystem des Gebäudes zu integrieren. Das betrachtete Referenzgebäude mit den relevanten Komponenten des Energiesystems wird in Abschnitt 2.1 definiert.

1.1 Motivation und Stand der Forschung

In vielen Neubaugebieten werden in den dortigen Wohngebäuden ausschließlich Wärmepumpen für Heizung und Warmwasserbereitstellung eingesetzt, was insbesondere bei hauptsächlich wärmegeführter Betriebsweise, zu einer hohen Belastung der elektrischen Verteilnetze führen kann [48], [37]. Gleichzeitig steigt die installierte Leistung sowie die zugehörige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland immer weiter an, sodass im Jahr 2021 rund 23 % der Nettostromerzeugung aus Windenergieanlagen und rund 10 % durch Photovoltaikanlagen bereitgestellt wurden [7]. Der hohe Anteil fluktuierend einspeisender Erzeugungsanlagen bringt für das elektrische Energiesystem Herausforderungen hinsichtlich des zeitlichen und leistungsmäßigen Ausgleichs zwischen Energieangebot und -nachfrage mit sich. Verschiedene Arbeiten identifizieren den Einsatz von Wärmepumpen in Kombination mit thermischen Speichern als wichtigen Baustein zur Nutzbarmachung der fluktuierend verfügbaren erneuerbaren Energie ([57], [9], [48], [42]). Gleichzeitig entfällt der überwiegende Anteil des Energiebedarfs im privaten Wohngebäudesektor aktuell auf die Bereitstellung von Heizwärme und Trinkwarmwasser [1], wobei im Jahr 2020 im Wohnungsneubau mit 35,5 % der größte Anteil der Wohneinheiten mit Wärmepumpen beheizt wurde [3].

Wenngleich der Anteil der erneuerbaren Energien im Jahr 2021 an der gesamten Nettostromerzeugung mit 45,8 % noch weit von einem zu 100 % erneuerbar gespeisten elektrischen Energiesystem entfernt ist, setzt die vorliegende Arbeit eine vollständig regenerative Versorgung des betrachteten wärmepumpenbeheizten Wohngebäudes voraus und untersucht damit unter anderem einen wichtigen Beitrag zur Vermeidung

von CO₂-Emissionen im Wohngebäudesektor [37]. Gleichzeitig zielen die durchgeführten Untersuchungen darauf ab, das Potential der Reduktion der maximalen Netzbelastung durch den Einsatz von elektrischen und thermischen Speichern bei hohem Autarkiegrad des betrachteten Wohngebäudes zu evaluieren. Wie nachfolgend dargelegt, sind bisher durchgeführte Arbeiten stets auf die wirtschaftliche Auslegung der eingesetzten Energiesystemkomponenten im Wohngebäudesektor fokussiert. Der Einsatz größerer, aus heutiger Sicht für den Anlagenbetreiber unwirtschaftlicher Speicherkapazitäten, wird dabei nicht untersucht. In [56] wird festgestellt, dass die autarke Versorgung von Einfamilienhäusern ohne Netzanschluss möglich ist. Wegen der erforderlichen Back-Up-Systeme und einzusetzenden Speicherkapazitäten, wird dies jedoch nicht weiter verfolgt. Ebenso wenig ist die Untersuchung des Einsatzes unterschiedlicher Kombinationen von Wind- und Photovoltaikenergie Bestandteil bestehender Arbeiten.

Sämtliche Arbeiten gehen von vornherein von einer ökonomisch sinnvollen Auslegung für den Betrieb der Gebäudeenergiesysteme aus Sicht des Hausbesitzers aus. So untersuchen *Moshövel et al.* in [35] die Kombination aus maximalem Eigenverbrauch und der Reduktion von Einspeisespitzen in das elektrische Netz für ein PV-Speichersystem in privaten Haushalten. Es wird gezeigt, dass sich auf Basis einfacher Prognoseverfahren hohe Eigenverbrauchsquoten bei gleichzeitiger Einhaltung von Einspeisegrenzen erreichen lassen. Eine Kombination von elektrischen Speichern und Wärmepumpen zum Erreichen der genannten Managementziele wird nicht untersucht. Im Gegensatz dazu untersuchen *Tjaden et al.* in [54] den Einsatz von Wärmepumpen in Kombination mit Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern zur Erhöhung der Eigenversorgung im Einfamilienhaus. Neben dem Einsatz von Batteriespeichern wird nachgelagert der Einfluss der thermischen Speicherung durch Überhitzung des Trinkwarmwasserspeichers und durch Erhöhung der Raumtemperatur auf den Autarkiegrad untersucht. Die Reduktion der maximalen Belastung des elektrischen Netzes wird dabei jedoch nicht betrachtet.

Weitere Arbeiten fokussieren verschiedene Betriebsstrategien und die Kombination von elektrischen und thermischen Speicherkapazitäten im Wohngebäudesektor. So betrachtet *Brunner* in [5] den Betrieb von elektrischen Wärmepumpen im Verteilnetz und implementiert dazu auf Basis mathematischer Optimierung verschiedene Betriebsstrategien, die einerseits den Anlagen- und andererseits den Netzbetreiber betreffen. Dabei werden verschiedene Gebäudestandards und thermische Speicherkapazitäten betrachtet. Der Fokus der Arbeit liegt dabei auf den lokalen Auswirkungen des Wärmepumpeneinsatzes auf das Verteilnetz. Die Arbeit von *Kippelt* befasst sich mit der Entwicklung eines modular aufgebauten Optimierungsmodells, welches Flexibilitätsoptionen auf thermischer und elektrischer Seite eines Gebäudes abbildet [28]. Ziel der Arbeit ist die Untersuchung des Zusammenwirkens verschiedener Flexibilitätsoptionen, die zu einem großen Teil auf der Kopplung des Strom- und Wärmesektors beruhen. Dabei werden üblich dimensionierte Systeme und vorhandene Potentiale betrachtet, sowie Rückwirkungen auf den Netzbetrieb durch Einbeziehung von Netzrestriktionen in das Optimierungsmodell untersucht.

Röhrenbeck widmet sich in [42] der zentralen Fragestellung, ob und unter welchen Rahmenbedingungen Wärmepumpen und Speichersysteme als Flexibilitäts Optionen im Kontext der Energiewende sinnvoll eingesetzt werden können. Die Betrachtung der Flexibilitäten geht im Rahmen des zellularen Ansatzes mit der Betrachtung übergeordneter Zellebenen über die Betrachtung einzelner Gebäude hinaus. Es werden dabei zwar zunächst unterschiedlich dimensionierte thermische Speicher und Wärmepumpen und die Auswirkungen auf die verfügbare Flexibilität untersucht, für die weiterführenden Betrachtungen werden jedoch ausschließlich unter ökonomischen Gesichtspunkten üblich dimensionierte Speicher und Wärmepumpensysteme einbezogen.

Ein weiteres Feld ist die ökonomische Optimierung der eingesetzten Systemkomponenten. *Angenendt et al.* stellen in [1] ein detailliertes gekoppeltes thermisch-elektrisches Modell eines Einfamilienhauses mit Photovoltaikanlage, Batteriespeicher und Wärmepumpe mit thermischem Speicher vor. Neben der Analyse verschiedener Strategien für den Betrieb der thermischen und elektrischen Komponenten, wird ebenfalls der Nutzen kombinierter Betriebsstrategien betrachtet. Der Fokus der Arbeit liegt dabei auf der ökonomisch optimierten Dimensionierung der Systemkomponenten. Die Ergebnisse der durchgeführten Fallstudie zeigen, dass integrierte Systeme mit Photovoltaik, Batteriespeicher und Wärmepumpe ökonomisch vorteilhaft gegenüber Wohngebäuden mit fossilen Heizsystemen und Versorgung ausschließlich aus dem elektrischen Netz sind.

1.2 Forschungslücke

Aus den zuvor genannten Literaturstellen geht hervor, dass bisherige Arbeiten stets unter der Prämisse der wirtschaftlichen Auslegung den Einsatz von Wärmepumpen und Speichern im Wohngebäudesektor untersuchen ([1], [54]). Dabei steht der wirtschaftliche Nutzen beziehungsweise die Erhöhung der Autarkie im Fokus. Andere Arbeiten ([42], [28]) untersuchen zwar die Rückwirkungen auf das elektrische Energiesystem, jedoch ebenfalls vor dem Hintergrund heute wirtschaftlicher beziehungsweise nahezu wirtschaftlicher Systemauslegungen (vgl. Abschnitt 2.1). Der Einsatz größerer elektrischer und thermischer Speichersysteme und der Einfluss dieser auf die Rückwirkungen auf das umgebende System werden bisher nicht thematisiert. *Terlow et al.* identifizieren ebenfalls die Untersuchung der Austauschbarkeit von elektrischen und thermischen Energiespeichern als Forschungslücke [49], wobei sich die Untersuchung der Austauschbarkeit ebenfalls auf den heute wirtschaftlich einsetzbaren Bereich der thermischen und elektrischen Speicherkapazitäten beschränkt. Weiterhin bleibt der Einfluss geänderter Umgebungsbedingungen, wie etwa Temperatur, globale Einstrahlung und vorherrschende Windgeschwindigkeit in der bestehenden Literatur weitgehend unberücksichtigt.

1.3 Forschungsfragen und Struktur der Arbeit

Vor dem oben erläuterten Hintergrund werden die nachfolgend genannten Ziele der Arbeit definiert und anhand dieser die Struktur der Arbeit dargelegt. Übergeordnetes Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Untersuchung des Einflusses elektrischer und thermischer Speicherkapazitäten auf die Netzbelastung in wärmepumpenbeheizten Einfamilienhäusern. Daraus werden folgende Teilfragen abgeleitet, welche im Rahmen dieser Arbeit mittels der Ergebnisse der auf Basis der entwickelten Modelle durchgeführten Simulationsstudien beantwortet werden.

1. Welchen Einfluss hat der Erzeugungsmix beim Einsatz elektrischer und thermischer Speicherkapazitäten auf die maximale Belastung des elektrischen Netzes bei wärmepumpenbeheizten Einfamilienhäusern?

Als Grundlage der mathematischen Systembeschreibung werden im Kapitel 2 zunächst die verwendeten Eingangsdaten und Modelle der eingesetzten Systemkomponenten (Wärmepumpe, elektrischer Speicher, Heizungs- und Trinkwarmwasserspeicher, Windenergie- und Photovoltaikanlagen) erläutert. Im Kapitel 3 wird aufbauend auf den Komponentenmodellen und den getroffenen Annahmen aus Kapitel 2 ein thermisch-elektrisches Gesamtmodell, als Zulässigkeitsbedingungen eines gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblems, erstellt. Das Energiemanagement, formuliert als Zielfunktion des Optimierungsmodells, steuert dabei die Entlastung des elektrischen Netzes (Leistungsbezug und -rückspeisung), die Steigerung des Vorortverbrauchs der eigenerzeugten regenerativen elektrischen Energie sowie den möglichst energieeffizienten Wärmepumpenbetrieb mit hoher Leistungsziffer. Die Validierung des Modells erfolgt anhand der unter heutigen Bedingungen wirtschaftlichen Auslegung des Energiesystems eines Einfamilienhauses (vgl. Abschnitt 2.1) anhand einschlägiger Literatur ([16], [1], [45], [54]).

Im Kapitel 4 werden zunächst die Varianten für die Untersuchung des Energiesystems des Einfamilienhauses hinsichtlich der eingesetzten Speicherkapazitäten und des Erzeugungsmixes, sowie geänderter Umgebungsbedingungen (Wetterdaten) und des Dämmstandards vorgestellt. Anschließend werden die Simulationsergebnisse hinsichtlich der maximalen Belastung des elektrischen Verteilnetzes sowie der erreichten Autarkiegrade dargestellt und die betrachteten Varianten vergleichend diskutiert.

2. Wie beeinflussen sich die Minimierung der Netzbelastung und die Minimierung der Speicherkapazitäten in wärmepumpenbeheizten Einfamilienhäusern im Hinblick auf den optimalen Erzeugungsmix?

Aufbauend auf den Ergebnissen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells (Kapitel 3) wird ein Metamodell zur Beschreibung der Abhängigkeit der maximalen Netzbelastung von der Größe der eingesetzten Speicherkapazitäten abgeleitet.

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Methode zur Erstellung des Metamodells zur Beschreibung der Abhängigkeit der maximal mit dem elektrischen Netz ausgetauschten Leistung wird in Kapitel 5 vorgestellt.

Das entwickelte Metamodell beschreibt die Abhängigkeit der Netzbelastung vom Einsatz verschiedener elektrischer und thermischer Speicherkapazitäten sowie vom regenerativen Erzeugungsmix. In Kapitel 6 wird das Metamodell innerhalb eines nicht-linearen mathematischen Optimierungsmodells verwendet, um den gesamtenergiesystemisch optimalen Auslegungspunkt des Systems unter Berücksichtigung der Netzkosten und der Komponentenkosten zu bestimmen.

3. Welchen Beitrag zur Netzentlastung leisten wärmepumpenbeheizte Einfamilienhäuser mit derzeit üblicher Speicherdimensionierung in einem EE-dominierten Energiesystem?

Das abschließende Kapitel 7 nutzt das in Kapitel 5 entwickelte Metamodell, um den Einfluss von aus heutiger Sicht realistischen Speicherkapazitäten im Einfamilienhaus auf die Reduktion der maximalen Belastung des elektrischen Netzes zu untersuchen. Weiterhin werden auf Basis der in Kapitel 3 vorgestellten Ergebnisse der durchgeführten Simulationsstudien die heute übliche Speicherdimensionierung in Bezug zu den erforderlichen Kapazitäten zum Erreichen sehr hoher Autarkiegrade dargestellt.

2 Modellierung der Systemkomponenten

2.1 Niedrigenergiehausstandard mit heute üblicher Systemauslegung als Referenzgebäude

Als Referenzgebäude wird ein Einfamilienhaus im Niedrigenergiehausstandard mit einer Wohnfläche von 140m^2 herangezogen, welches mit drei vollberufstätigen Personen bewohnt ist. In dieser Arbeit wird dieser Gebäudestandard mit der Kurzbezeichnung SFH30 (engl. single family house (SFH)) benannt. Basierend auf den Daten des Statistischen Bundesamtes zur Wohngebäudeentwicklung [46] sowie der in [15] angegebenen Werte zur Errichtung von Effizienzhäusern, beträgt der Anteil dieses Gebäudestandards am Einfamilienhauszubau in den Jahren 2010 bis 2020 etwa 14% und einem Gesamtanteil an Einfamilienhäusern von etwa 1%.

Zur bilanziellen Eigenversorgung aus 100% regenerativen Quellen kommt eine Photovoltaikanlage zum Einsatz, welche eine installierte Leistung von $6,64\text{kW}$ aufweist (vgl. Abschnitt 3.2). Basierend auf den gültigen technischen Regeln wird für den elektrischen Bedarf ein Wert von jährlich 1750kWh pro Person und für den Warmwasserbedarf ein Wert von jährlich 500kWh pro Person [59] angenommen. Der Heizenergiebedarf ergibt sich abhängig von den herrschenden Umgebungsbedingungen für den angenommenen Gebäudestandard zu einem Wert von jährlich etwa $3,2\text{MWh}$. Ausgehend vom thermischen Gebäudestandard wird die Wärmepumpe mit einer elektrischen Nennleistung von $1,43\text{kW}$ ausgelegt, was nach den in [63] zusammengefassten Monitoringdaten einem typischen Wert für den Niedrigenergiehausstandard entspricht.

Hinsichtlich der eingesetzten Speicherkapazitäten werden in Anlehnung an [63] für den Heizungsspeicher ein Volumen von $0,57\text{m}^3$ und für den Trinkwarmwasserspeicher ein Volumen von $0,3\text{m}^3$ angesetzt. Die in [63] angegebenen Werte basieren auf Monitoringprojekten für den Wärmepumpeneinsatz und können somit als derzeit übliche Werte für die Auslegung der Speicherkapazitäten angesehen werden. Als zusätzliche Komponente wird ein Lithium-Ionen-Batteriespeicher eingesetzt, welcher in Anlehnung an [62] mit einer nutzbaren Kapazität von $6,56\text{kWh}$ angenommen wird. Dieser Wert basiert auf dem Marktstammdatenregister und spiegelt somit ebenfalls eine derzeit typische Auslegung wider. Tabelle 2.1 fasst die getroffenen Annahmen zusammen und verweist auf die zugehörigen Abschnitte dieses Kapitels.

Tabelle 2.1: Zusammenfassung der zentralen Annahmen zum verwendeten Referenzgebäude.

Angegeben sind die grundlegenden Annahmen zur heute üblichen Systemauslegung. Weiterhin wird auf die verwendete Literatur sowie die zugehörigen Abschnitte dieser Arbeit verwiesen.

	Details	Literatur	Abschnitt
Gebäudetyp	Einfamilienhaus mit Niedrigenergiehausstandard (Heizenergiebedarf etwa 30 kWh/m ² a, Bezeichnung SFH30), Wohnfläche: 140 m ² bewohnt mit drei Personen	[21], [54]	2.6
Heizwärmebedarf	abhängig von den Umgebungsbedingungen mit Parametern des Gebäudetyps SFH30 (siehe oben) berechnet	[54]	2.6.1
Trinkwarmwasserbedarf	500 kWh/a pro Person	[59]	2.6.2
elektrischer Energiebedarf	1750 kWh/a pro Person	[59]	2.5
Wärmepumpe	modulierende monovalente Luft-Wasser-Wärmepumpe, im Gebäudestandard SFH30 mit 1,43 kW elektrischer Nennleistung	[16], [54], [22]	2.8
Heizungsspeicher	Speichervolumen 0,57 m ³ im Temperaturbereich 35...45 °C Speichervolumenabhängige Verluste nach DIN EN 12977	[63], [13]	2.7
Warmwasserspeicher	Speichervolumen 0,3 m ³ im Temperaturbereich 40...60 °C Speichervolumenabhängige Verluste nach DIN EN 12977	[63], [13]	2.7
Batteriespeicher	Lithium-Ionen-Speicher mit nutzbarer Speicherkapazität von 6,56 kWh	[61], [33], [17]	2.9

2.2 Meteorologische Eingangsdaten

Für die Betrachtung des auf den regenerativen Energien Windkraft und Photovoltaik basierenden Energiesystems, bei dem insbesondere auch der temperaturabhängige Heizenergiebedarf berücksichtigt wird, werden konsistente meteorologische Eingangsdaten benötigt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass zur Ermittlung der optimalen Systemauslegung repräsentative Basisdaten zum Einsatz kommen [20]. Grundlage der Zeitreihensimulation bilden daher die Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes, in denen örtlich hoch aufgelöste Datensätze der Witterungsverhältnisse in stündlichen Zeitintervallen zur Verfügung stehen. Diese Datensätze basieren auf langjährigen Messungen und Beobachtungen an einer Vielzahl deutscher Stationen und wurden mittels geeigneter Modelle und Methoden für die Gesamtfläche Deutschlands interpoliert [11]. Basierend auf der langjährigen Datengrundlage werden gemäß der Vorgaben in [12] Zeitreihen der verschiedenen meteorologischen Parameter derart zusammengesetzt, dass die Testreferenzjahre somit die langjährigen Witterungsverhältnisse der jeweiligen Standorte repräsentieren, ohne dass Extremereignisse einzelner Jahre berücksichtigt werden.

Tabelle 2.2: Referenzstationen der 15 deutschen Klimaregionen.

Aufgeführt sind die Klimaregionen in Deutschland und die zugehörigen Referenzstandorte nach [6], für welche im Jahr 2011 die Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes erstellt wurden. Diese werden zur Auswahl eines Standortes für das betrachtete Gebäude herangezogen.

#	Region	Referenzstation
1	Nordseeküste	Bremerhaven
2	Ostseeküste	Rostock-Warnemünde
3	Nordwestdeutsches Tiefland	Hamburg-Fuhlsbüttel
4	Nordostdeutsches Tiefland	Potsdam
5	Niederrheinisch-westfälische Bucht und Emsland	Essen
6	Nördl. und westl. Mittelgebirge, Randgebiete	Bad Marienberg
7	Nördl. und westl. Mittelgebirge, zentrale Bereiche	Kassel
8	Oberharz und Schwarzwald (mittlere Lagen)	Braunlage
9	Thüringer Becken und Sächsisches Hügelland	Chemnitz
10	Südöstliche Mittelgebirge bis 1000 m	Hof
11	Erzgebirge, Böhmer- und Schwarzwald (über 1000 m)	Fichtelberg
12	Oberrheinraben und unteres Neckartal	Mannheim
13	Schwäbisch-fränkisches Stufenland, Alpenvorland	Mühlendorf/Inn
14	Schwäbische Alb und Baar	Stötten
15	Alpenrand und -täler	Garmisch-Partenkirchen

In Anlehnung an die Einteilung Deutschlands in 15 Klimaregionen [6] werden Windgeschwindigkeit, Globalstrahlung und Außentemperaturen für 15 repräsentative Standorte (vgl. Tabelle 2.2) ausgewertet. Abbildung 2.1 zeigt Boxplots der Außentemperaturen sowie der Tagesmittelwerte der Globalstrahlung und der Windgeschwindigkeit für das Wetterjahr 2015J, welches ein durchschnittliches Jahr der aktuellen klimatischen Bedingungen widerspiegelt. Im Rahmen dieser Arbeit werden außerdem weitere Wetterjahre zur Abbildung extremer und zukünftiger Witterungsverhältnisse verwendet (vgl. Abschnitt 4.1).

Abbildung 2.1a zeigt Boxplots der Luftaußentemperaturen der 15 in Tabelle 2.2 genannten deutschen Klimaregionen. Erwartungsgemäß liegt der Median der Temperaturen für die Regionen 8, 10 und 11 (Mittelgebirge) unterhalb derer der anderen Regionen. Ebenfalls ist ersichtlich, dass die Außentemperaturen für die Region 12 (Oberrheingraben) höher sind, als für die anderen Klimaregionen. Zusätzlich stellt Region 15 (Alpenrand und -täler) hinsichtlich der vergleichsweise unsymmetrischen Temperaturverteilung eine Ausnahme dar. Die Verteilung der Temperaturen in den übrigen Regionen ist erwartungsgemäß ähnlich.

Hinsichtlich der in Abbildung 2.1b dargestellten Tagesmittelwerte der Globalstrahlung ergeben sich zwischen den 15 betrachteten Klimaregionen keine nennenswerten Abweichungen. Bei der Betrachtung der Tagesmittelwerte der Windgeschwindigkeiten in Abbildung 2.1c ist ein auffällig hoher Mittelwert in der Region 11 (Referenzmessstation Fichtelberg) hervorzuheben, in welcher gleichzeitig auch die breiteste Streuung der Tagesmittelwerte der Windgeschwindigkeit auftritt. Die geringste Streuung bei gleichzeitig geringstem Mittelwert tritt in der Region 15 (Alpenrand und -täler) auf. Die Region 3 (Nordwestdeutsches Tiefland mit Referenzmessstation Hamburg-Fuhlsbüttel) stellt hinsichtlich des Mittelwertes sowie der Streubreite der Tagesmittelwerte der Windgeschwindigkeit einen durchschnittlichen Standort dar. Gleiches gilt für die in Abbildung 2.1a dargestellten Temperaturen.

Unter Berücksichtigung der oben genannten Verhältnisse, werden die Klimadaten der Region 3 für die Untersuchung des thermisch-elektrischen Energiesystems ausgewählt. Neben dem Testreferenzjahr 2015J, welches die derzeit vorherrschenden durchschnittlichen Wetterverhältnisse repräsentiert, werden ebenfalls die Extremwetterjahre 2015W und 2015S, die jeweils ein extremes Winterhalbjahr (2015W) beziehungsweise ein extremes Sommerhalbjahr (2015S) beinhalten, zur Verfügung gestellt. Weiterhin stellt das Testreferenzjahr 2045J ein durchschnittliches Wetterjahr dar, welches die heute prognostizierten Einflüsse des Klimawandels berücksichtigt. Die verschiedenen Wetterjahre werden, wie in Abschnitt 4.1 erläutert, für die Untersuchung des Einflusses geänderter meteorologischer Eingangsdaten herangezogen.

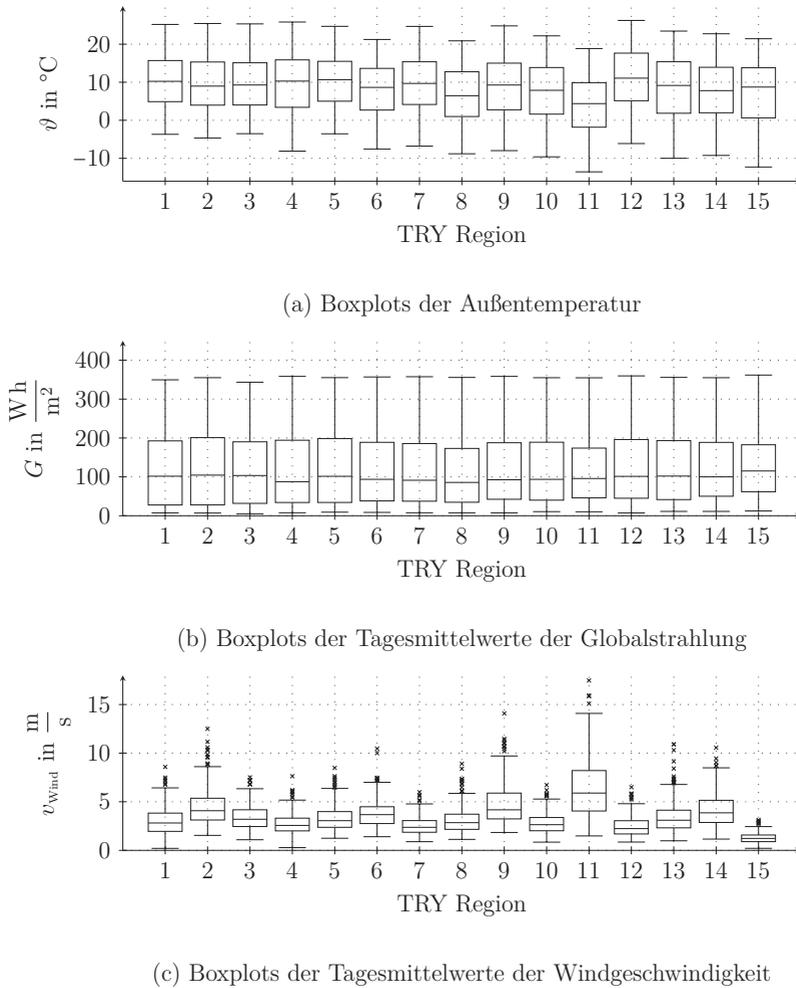


Abbildung 2.1: Vergleich der meteorologischen Eingangsdaten der 15 Klimaregionen.

Verwendet werden die Daten für das durchschnittliche Testreferenzjahr 2015 (2015J) nach [10]. Dargestellt sind die Außentemperatur (a), die Tagesmittelwerte der Globalstrahlung (b) sowie die Tagesmittelwerte der Windgeschwindigkeit (c) für die in Tabelle 2.2 angegebenen Referenzstandorte der 15 Klimaregionen.

2.3 Modellierung der Photovoltaikeinspeisung

Die Modellierung der Photovoltaikeinspeisung erfolgt nach *Huld* mittels des in [25] veröffentlichten Modells, welches auf der Verwendung von experimentell ermittelten, relativen Wirkungsgraden für verschiedenen Modultechnologien basiert. Ausgehend von den Modulparametern unter Standardtestbedingungen (STC) wird die abgegebene elektrische Leistung in Abhängigkeit der einfallenden Globalstrahlung (vgl. Anhang A) nach Gleichung 2.1 bestimmt.

$$P(G, \vartheta_{\text{mod}}) = P_{\text{STC}} \cdot \frac{G}{G_{\text{STC}}} \cdot \eta_{\text{rel}} \quad (2.1)$$

Mittels Gleichung 2.2 wird der relative Zellwirkungsgrad in Abhängigkeit der einfallenden Globalstrahlung und der sich einstellenden Modultemperatur bestimmt.

$$\begin{aligned} \eta_{\text{rel}}(G', \vartheta'_{\text{mod}}) &= 1 + \kappa_1 \cdot \ln G' + \kappa_2 \cdot (\ln G')^2 \\ &\quad + \vartheta' (\kappa_3 + \kappa_4 \cdot \ln G' + \kappa_5 (\ln G')^2) + \kappa_6 \cdot \vartheta'^2 \quad (2.2) \\ G' &= \frac{G}{G_{\text{STC}}} \\ \vartheta' &= \vartheta_{\text{mod}} - \vartheta_{\text{mod, STC}} = \vartheta_U + c_\vartheta \cdot G - \vartheta_{\text{mod, STC}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{mit:} \quad \kappa_1 &= -0,017162, & \kappa_2 &= -0,040289, & \kappa_3 &= -0,004681 \frac{1}{^\circ\text{C}} \\ \kappa_4 &= 0,000148 \frac{1}{^\circ\text{C}}, & \kappa_5 &= 0,000169 \frac{1}{^\circ\text{C}}, & \kappa_6 &= 0,000005 \frac{1}{^\circ\text{C}^2} \\ c_\vartheta &= 0,05 \frac{^\circ\text{C m}^2}{\text{W}} \end{aligned}$$

Abbildung 2.2 zeigt die Verläufe der nach Gleichung 2.2 bestimmten relativen Zellwirkungsgrade für je zwei Modultemperaturen über der Einstrahlung (Abbildung 2.2a) beziehungsweise Einstrahlungsstärken über der Modultemperatur (Abbildung 2.2b).

Im thermisch-elektrischen Gesamtmodell wird für den Wechselrichterwirkungsgrad nach [5] ein pauschaler Wert von $\eta_{\text{WR}} = 0,95$ angenommen.

2.4 Modellierung der Windenergieeinspeisung

Die Modellierung der Windenergieeinspeisung erfolgt mittels der in Abbildung 2.3 dargestellten normierten Leistungskennlinie über der Windgeschwindigkeit. Die dargestellte Kennlinie enthält die gemittelten Werte für die in [31] angegebenen Daten aller Anlagen des Herstellers Enercon.

Die Umrechnung der in den Testreferenzjahren angegebenen Windgeschwindigkeit (Messhöhe $z_1 = 10$ m über Grund) auf die Nabenhöhe der Windenergieanlage

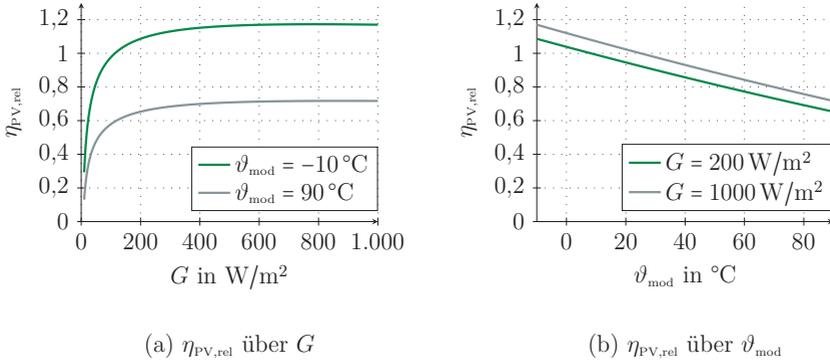


Abbildung 2.2: Relativer Wirkungsgrad für c-Si-Photovoltaikmodule.

Dargestellt ist der relative Wirkungsgrad, welcher die Abhängigkeit der Einstrahlungsstärke (a) und die der Modultemperatur (b) abbildet [25]. Der Umwandlungswirkungsgrad zwischen der globalen Einstrahlung und der elektrischen Leistung des Photovoltaikmoduls wird in Gleichung 2.1 durch das Verhältnis P_{STC}/G_{STC} berücksichtigt.

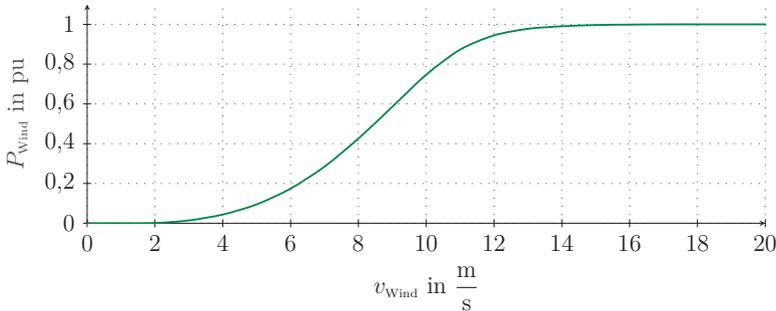


Abbildung 2.3: Leistungskennlinie der Windenergieanlage.

Dargestellt ist die elektrische Leistungsabgabe der Windenergieanlage in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit nach [31].

(angenommen $z_2 = 100$ m) erfolgt nach Gleichung 2.3 [19]. Dabei wird als Rauheitslänge, die ein Maß für die Beschaffenheit des Erdbodens ist, $z_0 = 0,1$ m (wenig, flacher Bewuchs) angenommen.

$$v_{\text{Wind},2} = v_{\text{Wind},1} \cdot \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad (2.3)$$

Mittels Gleichung 2.3 und der in Abbildung 2.3 angegebenen Kennlinie wird die Windenergieeinspeisung für jeden Zeitpunkt aus der gegebenen Windgeschwindigkeit bestimmt.

2.5 Modellierung der elektrischen Last

Zur Modellierung der elektrischen Haushaltslast wird das Standardlastprofil H0 verwendet [4], wobei nach [59] ein elektrischer Jahresenergiebedarf eines von drei Personen bewohnten Gebäudes von 5250 kWh zu Grunde gelegt wird.

Das Standardlastprofil wird nach [18] für drei Jahreszeiten (Winter, Übergang, Sommer) und für charakteristische Typtage innerhalb der Jahreszeiten zusammengesetzt. Für die Typtage wird zwischen Werktag, Samstag und Sonntag/Feiertag unterschieden, wobei hier die Daten des Jahres 2015 als Basis genutzt werden. Dabei wird für den Winter der Zeitraum vom 01.11. bis zum 20.03. angenommen und der Zeitraum vom 15.05. bis 14.09 für den Sommer. Zeiträume dazwischen werden als Übergang charakterisiert. Ausgehend von der kalendarischen Einteilung der Typtage und wird aus dem normierten Standardlastprofil durch Multiplikation mit dem Jahresenergiebedarf die Jahreszeitreihe des elektrischen Bedarfs gebildet.

2.6 Modellierung der thermischen Last

Im thermisch-elektrischen Gesamtsystem werden zwei Gebäudetypen betrachtet. *Heimrath und Haller* stellen in [21] Modelle für Einfamilienhäuser (engl. single family house (SFH)) vor, die jeweils anhand ihres flächenspezifischen Jahresheizenergiebedarfs benannt sind. In dieser Arbeit werden Untersuchungen für Gebäude des Typs SFH30 (Niedrigenergiehaus) und SFH60 (renovierter Bestand) durchgeführt, um den Einfluss des Gebäudestandards und damit des Verhältnisses des elektrischen zum thermischen Jahresbedarf auszuwerten.

2.6.1 Thermisches Gebäudeverhalten

Die Modellierung des thermischen Gebäudeverhaltens erfolgt in einem Grey-Box-Modell mittels Wärmedurchgangswiderständen und Wärmekapazitäten [21]. *Tja-*

den *et al.* stellen in [54] das in Abbildung 2.4 dargestellte thermische 2R2C-Gebäudemodell mit vollständigem Parametersatz für drei Gebäudetypen zur Verfügung. Das zugrundeliegende detaillierte Gebäudemodell entstammt [21] und wurde in [54] in ein vereinfachtes 2R2C-Gebäudemodell überführt.

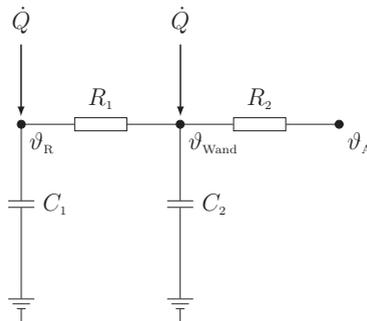


Abbildung 2.4: Thermisches Ersatzschaltbild des 2R2C-Gebäudemodells.

Dargestellt ist das thermische Ersatzschaltbild des verwendeten Gebäudemodells nach [54]. Der Heizwärmestrom \dot{Q}_{Heiz} , sowie der Wärmestrom der internen und solaren Gewinne $\dot{Q}_{\text{int,sol}}$ wirken zu gleichen Teilen ($\dot{Q} = \frac{1}{2}(\dot{Q}_{\text{Heiz}} + \dot{Q}_{\text{int,sol}})$) auf das Luftvolumen und die Innenwand des Gebäudes (vgl. dazu auch Abbildung 2.6).

Mit: ϑ_A – Außenlufttemperatur, ϑ_{Wand} – Temperatur der Innenwand, ϑ_R – Innenraumtemperatur, R_1 – Wärmeübergangswiderstand zwischen Wand und Luftvolumen (innen), R_2 – Wärmeübergangswiderstand zwischen Wand und Außenluft (außen), diesem werden näherungsweise Wärmeübergänge durch Konvektion, Strahlung und Lüftung zugeordnet, C_1 – Wärmekapazität des Luftvolumens im Gebäude, C_2 – Wärmekapazität der Gebäudehülle.

Im Modell wird die Wärmekapazität des im Gebäude enthaltenen Luftvolumens durch die Kapazität C_1 , die der Gebäudehülle durch die Kapazität C_2 , der Wärmedurchgangswiderstand zwischen dem Luftvolumen und den Außenwänden und Fenstern durch den Widerstand R_1 und der Wärmedurchgangswiderstand zwischen Gebäudehülle und Umgebung durch den Widerstand R_2 abgebildet. Dieser bildet näherungsweise ebenfalls durch Lüftung auftretende Wärmeverluste ab [54]. Im Modell werden die internen und solaren Gewinne $\dot{Q}_{\text{int,sol}}$ sowie der Heizwärmestrom \dot{Q}_{Heiz} jeweils zu gleichen Teilen ($\dot{Q} = \frac{1}{2}(\dot{Q}_{\text{Heiz}} + \dot{Q}_{\text{int,sol}})$) auf die beiden Temperaturknoten des inneren Luftvolumens ϑ_R und der virtuellen Temperatur im Inneren der Außenwand ϑ_{Wand} aufgeteilt. Der Temperaturknoten ϑ_A bildet die Außentemperatur ab. Die zur Ermittlung der Heizleistung erforderlichen Wärmeverluste stellen sich

somit als Wärmestrom zwischen den Temperaturknoten ϑ_{Wand} und ϑ_A über dem Wärmedurchgangswiderstand R_2 ein.

Solare Gewinne Durch auf die Fensterflächen auftreffende Globalstrahlung wird dem Gebäude thermische Energie zugeführt (solare Gewinne \dot{Q}_{sol}), durch die der Heizenergiebedarf verringert wird. Zur Bestimmung der solaren Gewinne wird Gleichung 2.4 verwendet, wobei der solare Nutzungsfaktor $f_{\text{sol,nutz}}$ abhängig vom Tag des Jahres (DOY) nach Gleichung 2.5 ermittelt wird [54]. Die Umrechnung der in den Testreferenzjahren enthaltenen Globalstrahlung auf die horizontale Fläche auf die senkrecht zum Erdboden und in die vier Himmelsrichtung ausgerichteten Fensterflächen erfolgt mittels der in Abschnitt A angegebenen Methode.

$$\dot{Q}_{\text{sol}} = g_F \cdot f_{\text{sol,nutz}} \cdot (G_{\text{Nord}} \cdot A_{\text{Nord}} + G_{\text{Ost}} \cdot A_{\text{Ost}} + G_{\text{Süd}} \cdot A_{\text{Süd}} + G_{\text{West}} \cdot A_{\text{West}}) \quad (2.4)$$

$$f_{\text{sol,nutz}} = 0,2 + 0,1 \cdot \left(0,5 \cdot \cos \left(\frac{4\pi}{365} \cdot \text{DOY} + \pi \right) + 0,5 \right) \quad (2.5)$$

Die Angaben zu den Fensterflächen und den Energiedurchlassgraden in den verschiedenen Gebäudestandards sind in Tabelle 2.3 angegeben.

Tabelle 2.3: Fensterflächen und Energiedurchlassfaktor g_F der Fenster.

Angegeben sind die Fensterflächen für die vier Himmelsrichtungen der beiden betrachteten Gebäudestandards sowie der zugehörige Energiedurchlassfaktor, welcher in die Bestimmung der solaren Gewinne eingeht [21].

	A_{Nord} in m^2	A_{Ost} in m^2	$A_{\text{Süd}}$ in m^2	A_{West} in m^2	g_F
SFH30	3	4	12	4	0,585
SFH60	3	4	12	4	0,622

Interne Gewinne Durch die Anwesenheit von Personen, den Betrieb von elektrischen Geräten und Beleuchtung wird dem Gebäude zusätzlich Wärmeenergie zugeführt, die als interne Gewinne zusammengefasst werden. Zur Abbildung der internen Gewinne werden Nutzerprofile, unterschieden nach Werktagen und Wochenenden für einen Dreipersonenhaushalt verwendet [48]. Für die Anwesenheit von Personen wird pro Person eine Leistung von 115 W angenommen, für den Betrieb von Geräten eine Leistung von 140 W und für Beleuchtung ein Leistung von 3 W/m², wodurch sich die in Abbildung 2.5 dargestellten, stündlichen Profile ergeben.

Heizleistung Zur Bestimmung der benötigten Heizleistung in den verschiedenen Gebäudetypen werden die Transmissionswärmeverluste über den Wärmedurchgangswiderstand R_2 für die Normaußentemperatur (DIN EN 12831 Beiblatt 1)

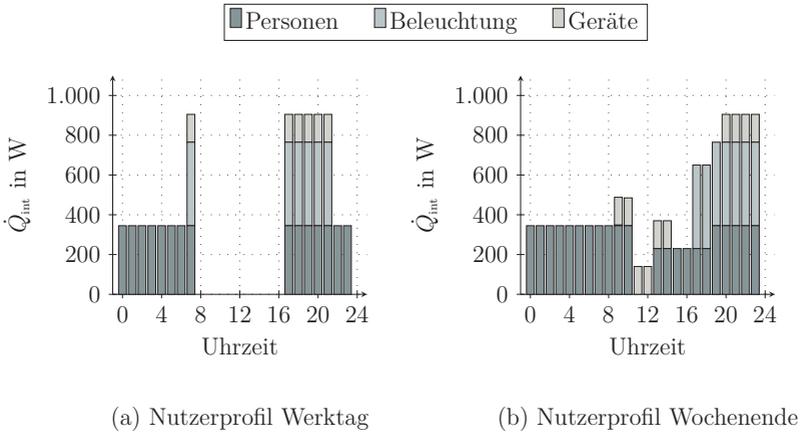


Abbildung 2.5: Interne Gewinne für einen Dreipersonenhaushalt.

Dargestellt sind die internen Gewinne durch Anwesenheit von Personen (115 W pro Person) sowie Beleuchtung (3 W/m²) und Geräteinsatz (140 W) für Werktage (a) und Wochenenden (b) nach [48].

bestimmt [14], wobei für das Gebäude eine Sollinnentemperatur von 20°C angenommen wird. Zur Ermittlung der Verluste wird eine Normaußentemperatur von $\vartheta_{A,norm} = -12^\circ\text{C}$ [14] angenommen und die Verluste nach Gleichung 2.6 bestimmt.

$$\dot{Q}_{Verl} = R_2 \cdot \Delta\vartheta = R_2 \cdot (\vartheta_{Wand} - \vartheta_{A,norm}) \quad (2.6)$$

Für die betrachteten Gebäudetypen ergeben sich somit die in Tabelle 2.4 angegebenen Heizleistungen, die zur Einhaltung der Sollinnentemperatur bei einer Außentemperatur von $\vartheta_e = -12^\circ\text{C}$ benötigt werden.

Tabelle 2.4: Heizleistungen für die betrachteten Gebäudetypen.

Benötigter Heizwärmestrom für die Aufrechterhaltung einer Raumtemperatur von 20°C bei Normaußentemperatur von $\vartheta_e = -12^\circ\text{C}$ für die betrachteten Gebäudetypen [14].

	\dot{Q}_{Heiz} in kW
SFH30	2,72
SFH60	4,45

Die so ermittelte maximale Heizleistung geht als thermische Leistung des Heizsystems in die Bestimmung des Jahresheizenergiebedarfs ein.

Jahresheizenergiebedarf Zur Ermittlung des Jahresheizenergiebedarfs für unterschiedliche Eingangszeitreihen der Außentemperatur und der Globalstrahlung (solare Gewinne) wird ein Zustandsraummodell aus dem 2R2C-Modell des Gebäudes erstellt. Dazu wird das in Abbildung 2.6 dargestellte thermische Ersatzschaltbild für das 2R2C-Modell des Gebäudes (vgl. Abbildung 2.4) abgeleitet. Dabei werden die Heizleistung \dot{Q}_{Heiz} sowie die internen und solaren Gewinne $\dot{Q}_{\text{int.,sol}}$ zum einstellbaren Wärmestrom $\dot{Q} = \frac{1}{2} \cdot (\dot{Q}_{\text{Heiz}} + \dot{Q}_{\text{int.,sol}})$ zusammengefasst. Der Wärmeübergang zwischen den Temperaturknoten ϑ_{Wand} und ϑ_{A} (Wärmeübergangswiderstand R_2) wird als außen temperaturabhängige Wärmequelle (analog zu einer elektrischen Stromquelle mit Innenwiderstand R_2) modelliert.

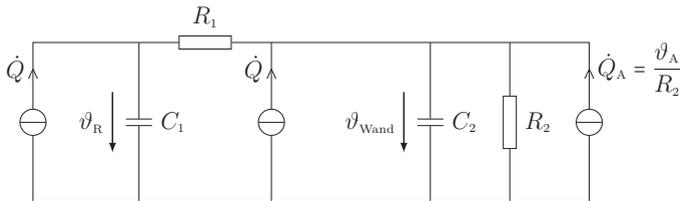


Abbildung 2.6: Ersatzschaltbild des 2R2C-Gebäudemodells zur Erstellung des Zustandsraummodells.

Die außen temperaturabhängige Wärmeleistung wird durch $\dot{Q}_A = \vartheta_A/R_2$ angegeben. Die Heizleistung sowie die internen und solaren Gewinne werden zur Wärmeleistung $\dot{Q} = \frac{1}{2} \cdot (\dot{Q}_{\text{Heiz}} + \dot{Q}_{\text{int.,sol}})$ zusammengefasst.

Basierend auf der in Abbildung 2.6 dargestellten thermischen Ersatzschaltung werden die nachfolgenden Gleichungen für die Temperaturänderungen in den Wärmespeicherkapazitäten C_1 und C_2 abgeleitet.

$$\dot{\vartheta}_R = \frac{1}{C_1} \cdot \left(\dot{Q} - \frac{1}{R_1} \cdot (\vartheta_R - \vartheta_{\text{Wand}}) \right) \quad (2.7)$$

$$\dot{\vartheta}_{\text{Wand}} = \frac{1}{C_2} \cdot \left(\dot{Q} + \dot{Q}_A + \frac{1}{R_1} \cdot (\vartheta_R - \vartheta_{\text{Wand}}) - \frac{1}{R_2} \cdot \vartheta_{\text{Wand}} \right) \quad (2.8)$$

Durch die Zusammenfassung der Gleichungen 2.7 und 2.8 ergibt sich das Zustandsraummodell nach Gleichung 2.9.

$$\begin{bmatrix} \dot{\vartheta}_R \\ \dot{\vartheta}_{\text{Wand}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{C_1 \cdot R_1} & \frac{1}{C_1 \cdot R_1} \\ \frac{1}{C_1 \cdot R_1} & -\left(\frac{1}{C_1 \cdot R_1} + \frac{1}{C_2 \cdot R_2} \right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \vartheta_R \\ \vartheta_{\text{Wand}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{C_1} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{C_2} & \frac{1}{C_2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{Q} \\ \dot{Q} \\ \dot{Q}_A \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Zur Abbildung des Heizsystems wird ein Zweipunktregler implementiert, sodass bei Unterschreitung der unteren Grenztemperatur von 19 °C die konstante Heizleistung \dot{Q}_{Heiz} bis zum Erreichen der oberen Grenztemperatur von 21 °C zugeführt wird.

Die Bestimmung des Jahresheizenergiebedarfs für die betrachteten Gebäudetypen erfolgt mittels einer Jahressimulation basierend auf Gleichung 2.9 mit einer Zeitschrittweite von 10 Minuten. Die internen Gewinne werden gemäß Abbildung 2.5 berücksichtigt, wobei Wochenenden und Feiertage des Jahres 2015 angenommen werden. Die solaren Gewinne werden aus den Zeitreihen der Globalstrahlung nach Gleichung 2.4 bestimmt. Es ergibt sich somit der Jahresheizenergiebedarf für das gewählte Typgebäude in Abhängigkeit der meteorologischen Umgebungsbedingungen. Die Parameter des Gebäudemodells sind in Tabelle 2.5 angegeben.

Tabelle 2.5: Parameter des Gebäudemodells.

Angegeben sind die Wärmeleitwerte so wie die Wärmekapazitäten für die betrachteten Gebäudetypen nach [54].

	$\frac{1}{R_1}$ in $\frac{W}{K}$	$\frac{1}{R_2}$ in $\frac{W}{K}$	C_1 in $\frac{kWh}{K}$	C_2 in $\frac{kWh}{K}$
SFH30	987	85	0,23	14,7
SFH60	1035	139	0,22	14,6

Warmwasserbedarf Für die Bereitstellung von Warmwasser wird pro Person eine jährliche Energiemenge von 500 kWh nach VDI-Richtlinie 4655 „Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen“ [59] angenommen. Dieser wird gemäß den folgenden Abschnitten in eine Zeitreihe überführt.

2.6.2 Heizlast- und Trinkwarmwasserprofil

Für die Bestimmung der Zeitreihe des thermischen Bedarfs kommen parametrierbare, thermische Standardlastprofile zur Anwendung. *Hellwig* stellt in [23] eine Berechnungsvorschrift zur Bestimmung stündlicher Wärmebedarfswerte in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur $\bar{\vartheta}_A$ und des Jahresenergieverbrauchs zur Verfügung.

Mittels Gleichung 2.10 werden zunächst normierte Werte für den täglichen Wärmebedarf h_{Tag} in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur $\bar{\vartheta}_A$ bestimmt. Dabei stellt der Summand κ_5 den jährlich konstanten Sockelbetrag für die Bereitstellung von Warmwasser dar. Die benötigten Koeffizienten für verschiedene Gebäudetypen werden mittels statistischer Verfahren basierend auf gemessenen Werten ermittelt. Die abhängig vom Gebäudetyp zu verwendenden Koeffizienten der Gleichung 2.10 sind in [23, S. 100] angegeben. Der Summand $\vartheta_{\Lambda 0} = 40^\circ\text{C}$ dient ausschließlich der Anpassung des Verlaufs der modifizierten Sigmoid-Funktion [23, S. 40].

$$h_{\text{Tag}}(\bar{\vartheta}_A) = \kappa_1 \cdot \left(\frac{\kappa_2}{1 + \left(\frac{\kappa_3}{\bar{\vartheta}_A - \vartheta_{\Lambda 0}} \right)^{\kappa_4}} + \kappa_5 \right) \quad (2.10)$$

Anschließend erfolgt die Ermittlung des täglichen Wärmebedarfs abhängig vom Jahresheizenergiebedarf nach Gleichung 2.11, wobei $\overline{W}_{\text{Tag}}$ und $\overline{h}_{\text{Tag}}$ die mittleren täglichen Werte des absoluten beziehungsweise des normierten Heizenergiebedarfs darstellen. Der jährliche Heizenergiebedarf wird aus den Ergebnissen für das Gebäudemodell (vgl. Abschnitt 2.6.1) übernommen und für die Warmwasserbereitstellung nach [59] ein Wert von 500 kWh pro Person und Jahr verwendet.

$$W_{\text{Tag}}(\overline{\vartheta}_{\Lambda}) = h_{\text{Tag}}(\overline{\vartheta}_{\Lambda}) \cdot \frac{\overline{W}_{\text{Tag}}}{\overline{h}_{\text{Tag}}} \quad (2.11)$$

Durch Multiplikation der so ermittelten täglichen Heizenergiebedarfe mit den in [23] angegebenen Stundenfaktoren wird schließlich das thermische Lastprofil bestimmt. Die zu verwendenden Stundenfaktoren sind wiederum von der Tagesmitteltemperatur abhängig und verteilen den Tagesenergiebedarf auf die einzelnen Stunden innerhalb des Tages.

2.6.3 Annahmen zum Heizsystem

Die Auslegungstemperaturen des Heizsystems sind entscheidende Annahmen für die Berechnung der thermischen Leistung der Wärmepumpe und der Verluste des thermischen Speichers im betrachteten Energiesystem. Die detaillierte Modellierung des Heizsystems ist dabei nicht im Fokus dieser Arbeit und wird daher nicht im Modell umgesetzt.

Tjaden et al. treffen in [54] Annahmen zum Heizsystem der betrachteten Gebäudetypen (SFH30 und SFH60). *Zottl et al.* geben in [63, S. 25] ebenfalls Auslegungsparameter für das Heizsystem verschiedener Typgebäude inklusive der Speicherparameter an. In [34] wird durch *Miara et al.* zur Speicherung von Überschüssen eine Temperaturüberhöhung im Speicher von 10 K angegeben. Tabelle 2.6 zeigt die verwendeten Annahmen für die betrachteten Gebäudetypen und Pufferspeicher.

Tabelle 2.6: Annahmen zum Heizsystem der betrachteten Gebäudetypen.

Angegeben sind die angenommenen Auslegungstemperaturen für Vor- und Rücklauf des Heizsystems, sowie die Temperaturspreizung des Pufferspeichers nach [54], [63, S. 25] und [34].

	Auslegung Vor-/Rücklauf in °C	Pufferspeicher- spreizung in K
SFH30	35/30	10
SFH60	40/35	10

2.7 Modellierung des Heizungsspeichers

Der Heizungsspeicher wird als bilanzielles Speichermodell eines Warmwasserspeichers berücksichtigt, dessen maximale Ladeleistung vereinfachend mit der maximalen thermischen Leistung der Wärmepumpe gleichgesetzt wird. Insbesondere bei der Betrachtung von thermischen Langzeitspeichern sind die Verluste im Bereitschaftsbetrieb des Speichers (Stand-by-Verluste) zu berücksichtigen, da ein Großteil der gespeicherten (überschüssigen) erneuerbar bereitgestellten Energie bereits vor deren Verwendung wieder verloren gehen könnte [64].

Der Verlustwärmestrom $\dot{Q}_{\text{Verl,Sp,Heiz}}$ des Speichers, welcher durch die Temperaturdifferenz zwischen Speicher ($\vartheta_{\text{Sp,Heiz}}$) und Umgebung (ϑ_{U}) verursacht wird, wird nach Gleichung 2.12 gemäß DIN EN12977 [13] bestimmt, wobei die Wärmeverlustrate UA des Speichers im Stand-by-Betrieb wiederum vom Nennvolumen des Speichers abhängig ist. Der in Gleichung 2.12 angegebene Faktor zur Bestimmung der Wärmeverlustrate in Abhängigkeit des Speichervolumens entstammt ebenfalls DIN EN12977.

$$\dot{Q}_{\text{Verl,Sp,Heiz}} = UA \cdot (\vartheta_{\text{Sp,Heiz}} - \vartheta_{\text{U}}) = 0,16 \frac{\text{W}}{\text{K}^{10,5}} \cdot \sqrt{V_{\text{N}}} \cdot (\vartheta_{\text{Sp,Heiz}} - \vartheta_{\text{U}}) \quad (2.12)$$

Mittels Gleichung 2.12 ist somit durch Einsetzen des verwendeten Speichervolumens und der Temperaturdifferenz zwischen Speicher und Umgebung für alle betrachteten Speicherkapazitäten eine einheitliche, kapazitätsabhängige Bestimmung der Speicherverluste möglich.

Die Bestimmung des zu verwendenden (nutzbaren) Speichervolumens in Abhängigkeit der Speicherkapazität ($Q_{\text{Sp,Heiz}}$) erfolgt gemäß Gleichung 2.13, wobei nach [34] eine Temperaturspreizung von $\Delta T = 10 \text{ K}$ angenommen wird (vgl. Tabelle 2.6).

$$V_{\text{Sp,Heiz}} = \frac{Q_{\text{Sp,Heiz}}}{\rho \cdot c_{\text{W}} \cdot \Delta \vartheta} \quad (2.13)$$

Für den Gebäudetyp SFH30 wird eine Speichertemperatur zwischen 35°C und 45°C angenommen, während für den Gebäudetyp SFH60 aufgrund des höheren Energiebedarfs und damit höherer Heizsystemtemperaturen Temperaturgrenzen von 40°C und 50°C zu Grunde gelegt werden. Die Speichertemperaturen bestimmen einerseits die auftretenden Verluste und gehen andererseits in die Bestimmung des COP der Wärmepumpe ein. Bezüglich des Betriebs des Heizungsspeichers wird angenommen, dass dieser zu jedem Zeitpunkt betriebsbereit ist. Somit muss mindestens die Temperatur $\vartheta_{\text{Sp,min}}$ gehalten werden.

2.8 Modellierung der Wärmepumpe

Um die Komplexität des kombinierten thermisch-elektrischen Modells möglichst gering zu halten, werden in Anlehnung an [49] ausschließlich monovalente Wärmepumpen betrachtet. *Fischer et. al.* stellen in [16] ein auf Messungen basierendes

Kennlinienmodell einer Luft-Wasser-Wärmepumpe nach Gleichung 2.14 zur Verfügung, wobei $\Delta\vartheta$ die Temperaturdifferenz zwischen der Außenlufttemperatur und der Temperatur des Wärmespeichers angibt.

$$\text{COP} = \kappa_1 + \kappa_2 \cdot \Delta\vartheta - \kappa_3 \cdot \Delta\vartheta^2 = \kappa_1 + \kappa_2 \cdot (\vartheta_{\text{Sp}} - \vartheta_A) - \kappa_3 \cdot (\vartheta_{\text{Sp}} - \vartheta_A)^2 \quad (2.14)$$

$$\text{mit:} \quad \kappa_1 = 5,06 \quad \kappa_2 = -0,05 \frac{1}{\text{K}} \quad \kappa_3 = 0,00006 \frac{1}{\text{K}^2}$$

Abbildung 2.7 stellt den Verlauf des COP für die mittleren Speichertemperaturen der betrachteten Gebäudetypen (Tabelle 2.6) vergleichend gegenüber.

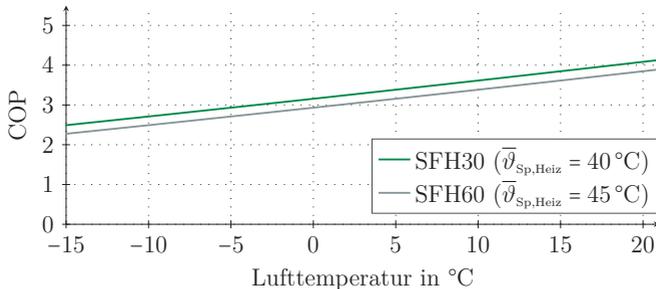


Abbildung 2.7: Kennlinienmodell einer leistungsgeregelten Wärmepumpe.

Dargestellt ist der COP einer leistungsgeregelten Wärmepumpe in Abhängigkeit der Lufttemperatur (Quellentemperatur) für verschiedene Speichertemperaturen (Senktemperatur) nach [16].

Mittels Gleichung 2.14 wird der COP der Wärmepumpe abhängig von der Außentemperatur ϑ_A bestimmt. Für die Implementierung im thermisch-elektrischen Gesamtmodell wird ein linearer Zusammenhang zwischen der thermischen Leistungsabgabe und der elektrischen Leistungsaufnahme der Wärmepumpe benötigt, sodass vereinfachend der Zusammenhang nach Gleichung 2.15 verwendet wird. Der Einfluss der Speichertemperatur auf den COP wird somit im Gesamtmodell aus Vereinfachungsgründen vernachlässigt (vgl. [49]).

$$\dot{Q}_{\text{Heiz}} = \text{COP}(\vartheta_A, \bar{\vartheta}_{\text{Sp,Heiz}}) \cdot P_{\text{el}} \quad (2.15)$$

Die Auslegung der Wärmepumpe erfolgt nach VDI-Richtlinie 4645 „Heizungsanlagen mit Wärmepumpen in Ein- und Mehrfamilienhäusern“ [60], wobei neben der Heizleistung zur Aufrechterhaltung der Sollinnentemperatur nach Tabelle 2.4 ebenfalls ein pauschaler Wert für die Rohrleitungsverluste ($\dot{Q}_{\text{Verl,RL}} = (1 \text{ kWh} + N_{\text{Pers}} \cdot 1,45 \text{ kWh})/24 \text{ h}$) und als sonstiger Heizwärmebedarf die maximale Verlustleistung des Heizungsspeichers berücksichtigt wird. Für die Bereitstellung von Trinkwarmwasser wird nach *Brunner* eine zusätzliche Leistung von 800 W berücksichtigt [5, S. 68].

$$P_{\text{WP,th,nenn}} = \dot{Q}_{\text{Heiz}} + \dot{Q}_{\text{Verl,RL}} + \dot{Q}_{\text{Verl,Sp,Heiz,max}} + \dot{Q}_{\text{TW}} \quad (2.16)$$

Abhängig von der Speicherkapazität und der damit einhergehenden maximalen Verlustleistung des Speichers ergibt sich somit eine mit der Speicherkapazität steigende Wärmepumpenleistung. Zur Bestimmung der elektrischen Nennleistung $P_{\text{WP,el,nenn}}$ wird die thermische Nennleistung $P_{\text{WP,th,nenn}}$ auf die Leistungsziffer bei Normaußentemperatur bezogen (vgl. [49]).

$$P_{\text{WP,el,nenn}} = \frac{P_{\text{WP,th,nenn}}}{\text{COP}(\vartheta_{\Lambda} = -12^{\circ}\text{C})} \quad (2.17)$$

Da die Wärmepumpe sowohl zur Raumwärme- als auch zur TWW-Bereitstellung eingesetzt wird, müssen aufgrund unterschiedlicher mittlerer Speichertemperaturen im Heizungspuffer- und im TWW-Speicher je nach Betriebsmodus verschiedene Leistungsziffern berücksichtigt werden. Da im thermisch-elektrischen Gesamtmodell nur lineare Zusammenhänge abgebildet werden können, wird angenommen, dass der TWW-Bedarf zur jedem Zeitpunkt vollständig aus dem TWW-Speicher gedeckt wird. Somit muss der TWW-Speicher für diese Bedarfsdeckung ausreichend gefüllt sein. Sobald der TWW-Speicher durch die Wärmepumpe geladen wird, die somit auf das höhere Temperaturniveau des TWW-Speichers arbeitet, wird die erforderliche elektrische Wärmepumpenleistung $P_{\text{WP,el}}$ mittels der Leistungsziffer der TWW-Bereitstellung COP_{TWW} berechnet. Etwaiger gleichzeitiger Heizwärmebedarf wird ebenfalls mit dieser Leistungsziffer bereitgestellt [63].

Für die Wärmepumpe wird ein Modulationsbereich von $0 \dots 100\% \cdot P_{\text{el,nenn}}$ angenommen (vgl. [54], [22]), um eine maximale Flexibilität zum Ausgleich der fluktuierenden EE-Leistung zur Verfügung zu stellen.

2.9 Modellierung des elektrischen Speichers

Der elektrische Speicher wird als bilanzielles Modell mit begrenzter Lade- und Entladeleistung und nutzbarer Kapazität im Gesamtsystem berücksichtigt. Die Leistung des elektrischen Speichers wird ladezustandsunabhängig auf eine Lade- beziehungsweise Entladerate von 1C begrenzt. Bei der angegebenen Speicherkapazität handelt es sich um die nutzbare Speicherkapazität.

Für den Lade- und Entladevorgang wird ein Wirkungsgrad von $\eta_{\text{Sp,el}} = 0,95$ angenommen (vgl. [61, S. 10]). Damit ergibt sich ein Energienutzungsgrad, der das Verhältnis der entnommenen Energie zur eingespeicherten Energie angibt, von etwa 90% (vgl. [33, S. 226], [17, S. 52]).

3 Modellierung des thermisch-elektrischen Gesamtsystems

Abbildung 3.1 stellt das Zusammenwirken der elektrischen und thermischen Komponenten des betrachteten thermisch-elektrischen Gesamtsystems des Einfamilienhauses dar. Ziel des übergeordneten Energiemanagements ist es, einen möglichst großen Anteil der bereitgestellten regenerativen Energie im System zu nutzen und gleichzeitig den maximalen Leistungsaustausch zum Netz zu reduzieren. Weiteres Ziel im Sinne der Energieeinsparung ist der energieoptimierte Betrieb der Wärmepumpe.

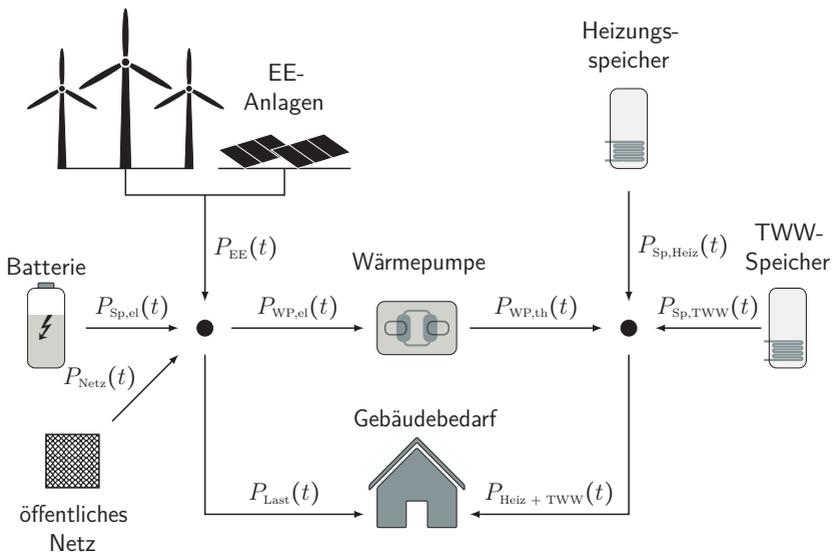


Abbildung 3.1: Zusammenwirken der Komponenten im thermisch-elektrischen Gesamtsystem.

Dargestellt sind die betrachteten Komponenten des thermisch-elektrischen Energiesystems des Einfamilienhauses. Die angegebenen Zählpfeile der Leistungen bilden die Grundlage der in Abschnitt 3.1.4 aufgestellten Bilanzgleichungen.

Als flexibler Verbraucher steht dazu die Wärmepumpe zur Verfügung, deren Betrieb in Abhängigkeit der eingesetzten thermischen Speicherkapazität sowohl zeitlich, als auch bezüglich der Leistungsaufnahme variabel ist. Als weitere Flexibilitätsoption steht der elektrische Speicher zur direkten zeitlichen Entkopplung der EE-Leistung vom elektrischen Leistungsbezug der Haushaltslasten zur Verfügung.

3.1 Modellierung

3.1.1 Managementstrategien als lineare Zielfunktion

In Anlehnung an *Brunner* werden die definierten Ziele des Energiemanagements als Zielfunktion eines gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblems formuliert [5]. Dabei können die nachfolgend näher beschriebenen Managementziele in unterschiedlichen Gewichtungen in die Zielfunktion einbezogen werden.

Im Hinblick auf die Reduzierung der maximalen Betriebsmittelbelastung des elektrischen Netzes wird der Betrag der Austauschleistung mit dem öffentlichen Netz minimiert (vgl. [5, S. 79]):

$$\min \left(\max_{t \in T} (|P_{\text{Netz}}|) \right)$$

Da in der Zielfunktion das Maximum eines Betrags minimiert werden soll, kann das Problem nicht mit den Verfahren der linearen Optimierung gelöst werden, sondern es wird auf die Methode der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung zurückgegriffen [27].

Als weiteres Ziel des Energiemanagements wird die Steigerung des Vorortverbrauchs als Minimierung der mit dem öffentlichen Netz ausgetauschten Energie formuliert:

$$\min(E_{\text{Netz}}) = \min \left(\sum^T (P_{\text{Netz}}) \right)$$

Mit diesem Optimierungsziel kann der Primärenergiefaktor zur Deckung der thermischen und elektrischen Last im betrachteten System durch die gesteigerte Nutzung lokal bereitgestellter regenerativer Energie reduziert werden.

Schließlich wird im Sinne der Effizienzsteigerung die Minimierung der elektrischen Energie für den Betrieb der Wärmepumpe formuliert:

$$\min(E_{\text{WP,el}}) = \min \left(\sum^T (P_{\text{WP,el}}) \right)$$

Die beiden letztgenannten Optimierungsziele stehen dabei in Konkurrenz zueinander, da eine Verringerung des Energiebezugs der Wärmepumpe eine Verringerung des Vorortverbrauchs nach sich zieht.

3.1.2 Grundlagen der gemischt-ganzzahligen linearen Optimierung

Bei der Formulierung eines Modells als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem können mithilfe ganzzahliger (Entscheidungs-)Variablen nicht lineare Zusammenhänge im linearen Modell abgebildet werden. Gleichzeitig wird das Optimierungsproblem bei der Lösung in lineare Unterprobleme aufgeteilt, die wiederum effizient gelöst werden können [27, S. 15].

In allgemeiner Form lautet ein gemischt-ganzzahlige Optimierungsproblem:

$$\min \left\{ f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \mid \begin{array}{l} \mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = 0 \\ \mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y}) \geq 0 \end{array}, \quad \begin{array}{l} \mathbf{h} : X \times V \rightarrow \mathbb{R}^{n_e} \\ \mathbf{g} : X \times V \rightarrow \mathbb{Z}^{n_i} \end{array}, \quad \begin{array}{l} \mathbf{x} \in X \subseteq \mathbb{R}^{n_c} \\ \mathbf{y} \in V \subseteq \mathbb{Z}^{n_d} \end{array} \right\} \quad (3.1)$$

mit: $f(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ Zielfunktion
 \mathbf{x} Vektor der kontinuierlichen Variablen
 \mathbf{y} Vektor der ganzzahligen Variablen
 $\mathbf{h}(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ lineare Gleichungsbedingungen
 $\mathbf{g}(\mathbf{x}, \mathbf{y})$ lineare Ungleichungsbedingungen
 X zusammenhängende Teilmenge
 V diskrete und beschränkte Teilmenge
 n_e Anzahl der Gleichungsbedingungen
 n_i Anzahl der Ungleichungsbedingungen
 n_c Anzahl der kontinuierlichen Variablen
 n_d Anzahl der ganzzahligen Variablen

Zulässigkeitsbedingungen Die Zulässigkeitsbedingungen werden in Matrixform geschrieben, wobei der Lösungsvektor \mathbf{x}_{\oplus} aus den n_c Teilvektoren der kontinuierlichen \mathbf{x} und den n_d Teilvektoren der diskreten Variablen \mathbf{y} zusammengesetzt ist $\mathbf{x}_{\oplus}^T = [\mathbf{x}_1, \dots, \mathbf{x}_{n_c}, \mathbf{y}_1, \dots, \mathbf{y}_{n_d}]$. Für die n_e Gleichungs- und n_i Ungleichungsbedingungen ergeben sich in Matrixform folgende Gleichungen

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{x}_{\oplus} \leq \mathbf{b} \qquad \mathbf{A}eq \cdot \mathbf{x}_{\oplus} = \mathbf{beq}$$

mit: \mathbf{A} Koeffizientenmatrix der Ungleichungsbedingungen
 \mathbf{b} Koeffizientenmatrix der Ungleichungsbedingungen
 $\mathbf{A}eq$ Koeffizientenvektor der Gleichungsbedingungen
 \mathbf{beq} Koeffizientenvektor der Gleichungsbedingungen
 \mathbf{x}_{\oplus} Zusammengesetzter Lösungsvektor

Die Dimensionen der Matrizen und Vektoren sind abhängig von der Art der Zulässigkeitsbedingungen und der Anzahl der Variablen.

3.1.3 Normierung der Eingangsgrößen und Modellparameter

Die Modellgleichungen werden mittels der nachfolgend angegebenen Faktoren normiert, wobei der Jahresenergiebedarf E_{H0} und die mittlere Leistung des elektrischen Haushaltslastprofils \bar{P}_{H0} als Bezug gewählt wird.

$$k_e = \frac{1}{E_{\text{H0}}} \quad k_p = \frac{1}{\bar{P}_{\text{H0}}} \quad k_T = \frac{k_e}{k_p} = \frac{1}{8760 \text{ h}}$$

Da in den Bilanzgleichungen der Speicher sowohl Leistung als auch Energie vorkommen, wird zur Verbesserung der Lesbarkeit weiterhin der Faktor k_T eingeführt, der sich aus den beiden Faktoren k_e und k_p ergibt und zur Normierung des Simulationszeitschritts in den Speicherbilanzgleichungen dient.

Die Normierung der zur Bestimmung der Bereitschaftsverluste der thermischen Speicher notwendigen Temperaturen erfolgt durch Bezug der entsprechenden Werte auf die minimale Speichertemperatur ϑ_{min} , sodass gilt:

$$k_\vartheta = \frac{1}{\vartheta_{\text{min}}}$$

Die nachfolgenden Gleichungen stellen beispielhaft den Zusammenhang zwischen den physikalischen und den normierten Größen für die maximale Netzaustauschleistung $P_{\text{Netz,max}}$, den Heizenergiebedarf E_{Heiz} des betrachteten Gebäudes, die Simulationszeitschrittweite t und die maximale Speichertemperatur ϑ_{max} dar.

$$e_{\text{Heiz}} = k_e \cdot E_{\text{Heiz}} \quad (3.2)$$

$$p_{\text{Netz,max}} = k_p \cdot P_{\text{Netz,max}} \quad (3.3)$$

$$\tau = k_T \cdot t \quad (3.4)$$

$$\theta_{\text{max}} = k_\vartheta \cdot \vartheta_{\text{max}} \quad (3.5)$$

Für die Normierung der Wärmeverlustrate der thermischen Speicher wird einerseits der Normierungsfaktor der Leistung und andererseits der Normierungsfaktor der Speichertemperatur benötigt, sodass gilt:

$$\text{ua} = \frac{k_p}{k_\vartheta} \cdot \text{UA} \quad (3.6)$$

Die normierten Größen werden im Folgenden durch Kleinbuchstaben gekennzeichnet, während physikalische Größen weiterhin mit Großbuchstaben angegeben sind.

3.1.4 Problemformulierung

Die Implementierung des Optimierungsproblems zur Lösung mittels Matlab erfolgt, der Beschreibung in Abschnitt 3.1.2 folgend, in Matrixform. Um die Lesbarkeit und Interpretierbarkeit zu verbessern, werden nachfolgend die Gleichungen und Ungleichungen allerdings in skalarer Form aufgeführt. Die angegebenen Geltungsbereiche der Gleichungen und Ungleichungen lassen direkt auf die Dimensionen der Teilvektoren- bzw. Matrizen für die Implementierung in Matrixform schließen.

Standardtechniken der Linearisierung Die kontinuierlichen Variablen des Lösungsvektors eines gemischt-ganzzahligen Optimierungsproblems können grundsätzlich nur Werte im Bereich $0 \leq x \leq \infty$ annehmen, wobei für die oberen und unteren Schranken über entsprechenden Bedingungen anderen Werte in diesem Bereich gesetzt werden können [27, S. 10].

Um die Zielfunktion zu linearisieren und damit das Problem als gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem formulieren zu können, werden folgende Standardtechniken der Modellbildung angewandt [27, S. 139].

Um die Betragsbildung der Größe x in Form von linearen Ausdrücken zu ermöglichen, werden zwei nicht negative Variablen x^+ und x^- eingeführt, sodass gilt:

$$x = x^+ - x^- \quad |x| = x^+ + x^- \quad \text{für: } x^+ \cdot x^- = 0 \quad (3.7)$$

Zur Formulierung eines minimax-Problems (Minimierung des Betrags der maximalen Austauschleistung) als lineare Zielfunktion, werden Hilfsvariablen x_{\max}^+ und x_{\max}^- eingeführt, die die obere und untere Grenze der eigentlich zu optimierenden Variable darstellen. Anstelle der eigentlich zu optimierenden Variable werden in der Zielfunktion die Hilfsvariablen mit entsprechenden Gewichtungsfaktoren aufgeführt und in den Zulässigkeitsbedingungen weitere Ungleichungen eingeführt, sodass gilt:

$$x^+(t) \leq x_{\max}^+ \quad x^-(t) \leq x_{\max}^- \quad (3.8)$$

Lösungsvektor Gemäß der in Gleichung 3.7 angegebenen Linearisierungsmethode werden dabei für Variablen, die sowohl positive als auch negative Werte annehmen können, die in den Gleichungen 3.9 bis 3.12 angegebenen Hilfsvariablen eingeführt, wobei in jedem Simulationszeitschritt jeweils nur eine der beiden Hilfsvariablen von Null verschieden sein kann.

$$p_{\text{Netz}}(t) = x_{\text{Netz}}^+(t) + x_{\text{Netz}}^-(t) \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.9)$$

$$p_{\text{Sp,el}}(t) = x_{\text{Sp,el}}^+(t) + x_{\text{Sp,el}}^-(t) \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.10)$$

$$p_{\text{Sp,Heiz}}(t) = x_{\text{Sp,Heiz}}^+(t) + x_{\text{Sp,Heiz}}^-(t) \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.11)$$

$$p_{\text{Sp,TWW}}(t) = x_{\text{Sp,TWW}}^+(t) + x_{\text{Sp,TWW}}^-(t) \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.12)$$

Alle Variablen des Lösungsvektors des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells sind in Tabelle 3.1 angegeben.

Zielfunktion Die Optimierungsziele lassen sich durch die in den Gleichungen 3.9 bis 3.12 angegebenen Substitutionen als lineare Zielfunktion formulieren. Dabei werden die obere und untere Schranke der Austauschleistung, sowie die Austauschenergie und die Energie des Wärmepumpenbetriebs addiert.

$$f(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = T \cdot (x_{\max} + x_{\min}) + \tau \cdot (\mathbf{x}_{\text{Netz}}^+ + \mathbf{x}_{\text{Netz}}^- + \mathbf{x}_{\text{WP,Heiz}} + \mathbf{x}_{\text{WP,TWW}}) \quad (3.13)$$

Tabelle 3.1: Variablen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells.

Der Parameter T gibt die Anzahl der simulierten Zeitschritte an und beeinflusst damit die Dimension der einzelnen Vektoren. Die kontinuierlichen Variablen sind durch den Variablennamen x (Skalare) bzw. \mathbf{x} (Vektoren) gekennzeichnet, während die binären Entscheidungsvariablen durch \mathbf{y} gekennzeichnet sind. Die hochgestellten Indizes + und – geben dabei die Richtung des Leistungsflusses, beispielsweise die Lade-/Entladeleistung eines Speichers, an.

	Beschreibung	Dimension
x_{\max}^+	obere Schranke der Austauschleistung	1×1
x_{\max}^-	untere Schranke der Austauschleistung	1×1
$\mathbf{x}_{\text{Netz}}^+$	Rückspeisung ins Netz	$1 \times T$
$\mathbf{x}_{\text{Netz}}^-$	Bezug aus dem Netz	$1 \times T$
\mathbf{x}_{Sp}^+	Laden des Speichers	$1 \times T$
\mathbf{x}_{Sp}^-	Entladen des Speichers	$1 \times T$
\mathbf{x}_{SOC}	Ladezustand des Speichers	$1 \times T$
\mathbf{y}_{Sp}^+	Entscheidungsvariable Speicher Laden	$1 \times T$
\mathbf{y}_{Sp}^-	Entscheidungsvariable Speicher Entladen	$1 \times T$
$\mathbf{y}_{\text{Netz}}^+$	Entscheidungsvariable Rückspeisung ins Netz	$1 \times T$
$\mathbf{y}_{\text{Netz}}^-$	Entscheidungsvariable Bezug aus dem Netz	$1 \times T$
$\mathbf{x}_{\text{WP,Heiz}}$	elektrische Leistung der Wärmepumpe	$1 \times T$
$\mathbf{x}_{\text{Sp,Heiz}}^+$	Laden des thermischen Speichers	$1 \times T$
$\mathbf{x}_{\text{Sp,Heiz}}^-$	Entladen des thermischen Speichers	$1 \times T$
$\mathbf{x}_{\text{SOC,Heiz}}$	Ladezustand des thermischen Speichers	$1 \times T$
$\mathbf{y}_{\text{Sp,Heiz}}^+$	Entscheidungsvariable Heizungsspeicher Laden	$1 \times T$
$\mathbf{y}_{\text{Sp,Heiz}}^-$	Entscheidungsvariable Heizungsspeicher Entladen	$1 \times T$
$\mathbf{y}_{\text{WP,Heiz}}$	Entscheidungsvariable Wärmepumpe im Heizbetrieb	$1 \times T$
$\mathbf{x}_{\text{WP,TWW}}$	elektrische Leistung der Wärmepumpe	$1 \times T$
$\mathbf{x}_{\text{Sp,TWW}}^+$	Laden des TWW-Speichers	$1 \times T$
$\mathbf{x}_{\text{Sp,TWW}}^-$	Entladen des TWW-Speichers	$1 \times T$
$\mathbf{x}_{\text{SOC,TWW}}$	Ladezustand des TWW-Speichers	$1 \times T$
$\mathbf{y}_{\text{Sp,TWW}}^+$	Entscheidungsvariable TWW-Speicher Laden	$1 \times T$
$\mathbf{y}_{\text{Sp,TWW}}^-$	Entscheidungsvariable TWW-Speicher Entladen	$1 \times T$
$\mathbf{y}_{\text{WP,TWW}}$	Entscheidungsvariable Wärmepumpe im TWW-Betrieb	$1 \times T$

Der Faktor k_T wird aufgrund der in Abschnitt 3.1.3 angegebenen Normierung zur Bestimmung der Austausch- und Wärmepumpenenergie benötigt. Durch die Gewichtung der Netzaustauschleistung mit dem Faktor T wird einerseits gewährleistet, dass dessen Gewichtung unabhängig vom Simulationszeitraum konstant bleibt und weiterhin der Fokus der Optimierung auf der Minimierung der maximalen Netzaustauschleistung $p_{\text{Netz,max}}$ liegt, während die Minimierung der Austauschenergie und die des Energiebezugs der Wärmepumpe als Nebenziele auftreten.

Zulässigkeitsbedingungen Das Zusammenwirken der thermischen und elektrischen Systemkomponenten wird mittels der Zulässigkeitsbedingungen (Gleichungen und Ungleichungen) des Optimierungsproblems formuliert.

Gleichung 3.14 stellt die elektrische Leistungsbilanz des Gesamtsystems für alle Zeitpunkte des Betrachtungszeitraums dar. Auf der linken Seite der Gleichung 3.14 steht dabei die elektrische Residuallast, die sich aus den unflexiblen Systembestandteilen (regenerative Einspeisung und elektrische Haushaltslast) zusammensetzt, während auf der rechten Seite der Gleichung die flexiblen Systembestandteile (Wärmepumpe, elektrischer Speicher und Austausch mit dem Netz) stehen. Da im Optimierungsmodell ausschließlich lineare Zulässigkeitsbedingungen berücksichtigt werden können, werden zwei Zeitreihen der Wärmepumpenleistung, für den Heizbetrieb und die TWW-Bereitstellung, berücksichtigt. Die Entscheidung, in welchem Betriebsmodus sich die Wärmepumpe in jedem Zeitschritt befindet, wird durch die nachfolgend in Gleichung 3.41 eingeführten Entscheidungsvariablen und die thermischen Leistungsbilanzen (Gleichungen 3.18 und 3.19) getroffen.

$$\begin{aligned}
 p_{\text{EE}}(t) - p_{\text{Last}}(t) &= p_{\text{Sp}}(t) + p_{\text{Netz}}(t) + p_{\text{WP,Heiz}}(t) + p_{\text{WP,TWW}}(t) \\
 &= \underbrace{x_{\text{Sp}}^+(t) + x_{\text{Netz}}^+(t) + x_{\text{WP,Heiz}}(t) + x_{\text{WP,TWW}}(t)}_{\text{Laden + Rückspeisen + Heizen}} \\
 &\quad - \underbrace{(x_{\text{Sp}}^-(t) + x_{\text{Netz}}^-(t))}_{\text{Entladen + Bezug}} \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.14)
 \end{aligned}$$

Die Energiebilanz des elektrischen Speichers ist in Gleichung 3.15 angegeben, wobei diese Gleichung nur bis zum vorletzten Zeitpunkt des Betrachtungszeitraums gilt. Die Lade- und Entladeverluste des elektrischen Speichers werden über den Wirkungsgrad η_{Sp} berücksichtigt. Für den letzten Zeitpunkt wird in Gleichung 3.17 gefordert, dass der Anfangsladezustand des Speichers $e_{\text{Sp},0}$ wieder erreicht wird.

Für den ersten Zeitpunkt wird der Ladezustand des Speichers in Gleichung 3.16 vorgegeben.

$$0 = x_{\text{SOC}}(t) + \tau \cdot (\eta_{\text{Sp}} \cdot x_{\text{Sp}}^+(t) - \frac{1}{\eta_{\text{Sp}}} \cdot x_{\text{Sp}}^-(t)) \quad (3.15)$$

$$\begin{aligned} & - x_{\text{SOC}}(t+1) && \forall t \in \{1, 2, \dots, T-1\} \\ e_{\text{Sp},0} = x_{\text{SOC}}(t) && \forall t = 1 \end{aligned} \quad (3.16)$$

$$e_{\text{Sp},0} = x_{\text{SOC}}(t) + \tau \cdot (\eta_{\text{Sp}} \cdot x_{\text{Sp}}^+(t) - \frac{1}{\eta_{\text{Sp}}} \cdot x_{\text{Sp}}^-(t)) \quad \forall t = T \quad (3.17)$$

Analog zur elektrischen Leistungsbilanz sind in den Gleichungen 3.18 und 3.19 die thermischen Leistungsbilanzen des Gesamtsystems für alle Zeitpunkte des Betrachtungszeitraums angegeben. Aufgrund unterschiedlicher Temperaturniveaus im Heizungs- und TWW-Speicher werden für Heizung und Trinkwarmwasser getrennte Leistungsbilanzen aufgestellt. Weiterhin wird angenommen, dass der TWW-Bedarf ausschließlich aus dem TWW-Speicher gedeckt wird und folglich keine direkte Bedarfsdeckung mittels der Wärmepumpe erfolgt (Gleichung 3.19).

Auf der linken Seite der Gleichung 3.18 steht wiederum der unflexible Heizenergiebedarf, wohingegen die rechte Seite aus den Leistungen der flexiblen Komponenten (Wärmepumpe und thermische Speicher) besteht. Wie bereits in der elektrischen Leistungsbilanz (Gleichung 3.14), treten auch hier getrennte Variablen für den Wärmepumpenbetrieb für Heizung und Trinkwarmwasser und aufgrund der unterschiedlichen Speichertemperaturniveaus ebenfalls separate Werte der Leistungsziffern $COP_{\text{Heiz}}(\Delta\vartheta)$ und $COP_{\text{TWW}}(\Delta\vartheta)$ auf.

$$\begin{aligned} p_{\text{Heiz}}(t) = & x_{\text{WP,Heiz}}(t) \cdot COP_{\text{Heiz}}(\Delta\vartheta) + x_{\text{WP,TWW}}(t) \cdot COP_{\text{TWW}}(\Delta\vartheta) \\ & - x_{\text{Sp,Heiz}}^+(t) + x_{\text{Sp,Heiz}}^-(t) - x_{\text{Sp,TWW}}^+(t) \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \end{aligned} \quad (3.18)$$

Vereinfachend wird vorgegeben, dass der TWW-Bedarf ausschließlich durch Entladung des TWW-Speichers gedeckt werden kann. Dies wird mittels Gleichung 3.19 im Modell implementiert. Folglich muss der TWW-Speicher zu jedem Zeitpunkt einen gewissen Mindestfüllstand aufweisen, um den TWW-Bedarf zu decken. Über die Energiebilanz des TWW-Speichers (Gleichung 3.23) wird damit die notwendige Ladeleistung des TWW-Speichers festgelegt, die wiederum die Festlegung des Betriebsmodus der Wärmepumpe (Heizung oder TWW-Bereitstellung) bedingt.

$$p_{\text{TWW}}(t) = x_{\text{Sp,TWW}}^- \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.19)$$

Die Energiebilanz des thermischen Speichers ist in Gleichung 3.20 angegeben, wobei diese Gleichung nur bis zum vorletzten Zeitpunkt des Betrachtungszeitraums gilt. Die Bereitschaftsverluste (Selbstentladung) werden mittels des in Abschnitt 2.7 angegebenen Zusammenhangs zwischen Speichertemperatur und Verlustleistung (Gleichung 2.6) modelliert. Es wird angenommen, dass der Speicher zu jedem Zeitpunkt betriebsbereit sein muss und somit die Mindesttemperatur θ_{min} nicht

unterschritten werden darf. Sofern der Speicherfüllstand, welcher der Mindesttemperatur zugeordnet ist, innerhalb eines Simulationszeitschrittes unterschritten werden würde, muss dem Speicher somit mindestens die zum Ausgleich der Speicherverluste notwendige thermische Leistung zugeführt werden, um diesen zu halten.

$$\begin{aligned} \tau \cdot \text{ua} \cdot (\theta_{\min} - \theta_U(t)) &= x_{\text{SOC,Heiz}}(t) - x_{\text{SOC,Heiz}}(t+1) \\ &+ \tau \cdot (x_{\text{Sp,Heiz}}^+(t) - x_{\text{Sp,Heiz}}^-(t)) \\ &- \frac{\tau \cdot \text{ua} \cdot (\theta_{\max} - \theta_{\min})}{E_{\text{sp,Heiz}}} \cdot x_{\text{sp,Heiz}}(t) \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T-1\} \end{aligned} \quad (3.20)$$

Für den letzten Zeitschritt T wird in Gleichung 3.22 gefordert, dass der Anfangsladezustand des Speichers $e_{\text{Sp,th},0}$ wieder erreicht wird. Für den ersten Zeitpunkt wird der Ladezustand des Speichers in Gleichung 3.21 vorgegeben.

$$e_{\text{Sp,Heiz},0} = x_{\text{SOC,Heiz}}(t) \quad \forall t = 1 \quad (3.21)$$

$$\begin{aligned} e_{\text{Sp,Heiz},0} + \tau \cdot \text{ua} \cdot (\theta_{\min} - \theta_U(t)) &= x_{\text{SOC,th}}(t) \\ &+ \tau \cdot (x_{\text{Sp,Heiz}}^+(t) - x_{\text{Sp,Heiz}}^-(t)) \quad \forall t = T \end{aligned} \quad (3.22)$$

Der Speicherfüllstand wird jeweils für den Beginn des aktuellen Zeitschritts t bestimmt, sodass der Endfüllstand des Speichers erst für den Zeitschritt $T+1$ erreicht wird. Der Speicher kann somit im letzten Zeitschritt noch geladen oder entladen werden, um am Ende des letzten Simulationszeitschrittes den geforderten Ladezustand $e_{\text{Sp,Heiz},0}$ zu erreichen.

Analog zum Heizungsspeicher ist in den Gleichungen 3.23 die Energiebilanz des TWW-Speichers angegeben.

$$\begin{aligned} \tau \cdot \text{ua} \cdot (\theta_{\min} - \theta_U(t)) &= x_{\text{SOC,TWW}}(t) - x_{\text{SOC,TWW}}(t+1) \\ &+ \tau \cdot (x_{\text{Sp,TWW}}^+(t) - x_{\text{Sp,TWW}}^-(t)) \\ &- \frac{\tau \cdot \text{ua} \cdot (\theta_{\max} - \theta_{\min})}{E_{\text{sp,TWW}}} \cdot x_{\text{sp,TWW}}(t) \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T-1\} \end{aligned} \quad (3.23)$$

Die Bedingungen an die Anfangs- und Endladezustände des TWW-Speichers sind in den Gleichungen 3.24 und 3.25 angegeben.

$$e_{\text{Sp,TWW},0} = x_{\text{SOC,TWW}}(t) \quad \forall t = 1 \quad (3.24)$$

$$\begin{aligned} e_{\text{Sp,TWW},0} + \tau \cdot \text{ua} \cdot (\theta_{\min} - \theta_U(t)) &= x_{\text{SOC,th}}(t) \\ &+ \tau \cdot (x_{\text{Sp,TWW}}^+(t) - x_{\text{Sp,TWW}}^-(t)) \quad \forall t = T \end{aligned} \quad (3.25)$$

Mittels Gleichung 3.26 im Zusammenhang mit der nachfolgenden Ungleichung 3.41 wird festgelegt, dass sich die Wärmepumpe im TWW-Betriebsmodus befinden muss, wenn der TWW-Speicher geladen wird.

$$y_{\text{Sp,TWW}}^+(t) - y_{\text{WP,TWW}}(t) = 0 \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.26)$$

Weitere Zulässigkeitsbedingungen werden als Ungleichungen formuliert. Diese betreffen die Bedingungen zum Laden und Entladen der Speicher und den Leistungsaustausch zwischen dem betrachteten System und dem elektrischen Netz.

Um eine lineare Zielfunktion realisieren zu können, wird die in Gleichung 3.7 vorgestellte Standardtechnik der Betragsbildung in den Gleichung 3.28 und 3.29 angewandt. Durch die Einführung zweier binärer Variablen y_{Netz}^+ und y_{Netz}^- , von denen nach Ungleichung 3.27 immer nur eine von Null verschieden sein kann, wird sicher gestellt, dass nur jeweils eine der beiden Variablen x_{Netz}^+ oder x_{Netz}^- von Null verschieden sein kann. Die Konstante M ist willkürlich, aber hinreichend groß zu wählen [27].

$$y_{\text{Netz}}^+(t) + y_{\text{Netz}}^-(t) \leq 1 \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.27)$$

$$x_{\text{Netz}}^+(t) \leq M \cdot y_{\text{Netz}}^+(t) \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.28)$$

$$x_{\text{Netz}}^-(t) \leq M \cdot y_{\text{Netz}}^-(t) \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.29)$$

Die Ungleichungen 3.30 und 3.31 stellen die Bedingung für die Beschränkung der Austauschleistung x_{Netz}^+ (Rückspeisung) und x_{Netz}^- (Bezug) dar. Durch die Formulierung der Ungleichung wird sichergestellt, dass der Betrag der Rückspeisung und des Netzbezugs stets kleiner ist als die Zielfunktionsvariable x_{max}^+ beziehungsweise x_{max}^- , die die Schranken der Austauschleistung darstellen.

$$x_{\text{Netz}}^+(t) \leq x_{\text{max}}^+ \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.30)$$

$$x_{\text{Netz}}^-(t) \leq x_{\text{max}}^- \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.31)$$

Die nachfolgenden Ungleichungen betreffen die Modellierung des elektrischen Speichers. Ungleichung 3.32 stellt sicher, dass jeweils nur eine der beiden Schaltvariablen y_{Sp}^+ und y_{Sp}^- , die den Betriebszustand des Speichers (Laden oder Entladen) beschreiben, ungleich Null sein kann. Gemäß Ungleichung 3.33 kann die Speicherladeleistung x_{Sp}^+ zwischen 0 und der maximalen Ladeleistung p_{Sp} gewählt werden, wenn die Entscheidungsvariable für die Speicherladung $y_{\text{Sp}}^+ = 1$ ist (Speicher wird geladen). Entsprechendes gilt für die Entladung des Speichers nach Ungleichung 3.34.

$$y_{\text{Sp}}^+(t) + y_{\text{Sp}}^-(t) \leq 1 \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.32)$$

$$x_{\text{Sp}}^+(t) \leq p_{\text{Sp}} \cdot y_{\text{Sp}}^+(t) \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.33)$$

$$x_{\text{Sp}}^-(t) \leq p_{\text{Sp}} \cdot y_{\text{Sp}}^-(t) \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.34)$$

Die Ungleichungen 3.35 und 3.36 stellen vor dem Hintergrund der Nutzung lokal verfügbarer Energiequellen sicher, dass der elektrische Speicher nicht aus dem Netz geladen wird und auch keine Entladung ins Netz stattfindet.

$$y_{\text{Sp}}^+(t) \leq y_{\text{Netz}}^+(t) \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.35)$$

$$y_{\text{Sp}}^-(t) \leq y_{\text{Netz}}^-(t) \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.36)$$

Analog zur Modellierung des elektrischen Speichers wird das Verhalten des Heizungsspeichers in den nachfolgenden Ungleichungen im Modell umgesetzt. Ungleichung 3.37 legt fest, dass Ladung und Entladung des thermischen Speichers

nicht gleichzeitig stattfinden kann. Wenn die Entscheidungsvariable für die Speicherladung $y_{\text{Sp,Heiz}}^+ = 1$ ist (Speicher wird geladen), kann die Speicherladeleistung $x_{\text{Sp,Heiz}}^+$ gemäß Ungleichung 3.38 zwischen 0 und der maximalen Ladeleistung $p_{\text{Sp,Heiz}}$ gewählt werden. Gleiches gilt für die Entladung des thermischen Speichers nach Ungleichung 3.39.

$$y_{\text{Sp,Heiz}}^+(t) + y_{\text{Sp,Heiz}}^-(t) \leq 1 \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.37)$$

$$x_{\text{Sp,Heiz}}^+(t) \leq p_{\text{Sp,Heiz}} \cdot y_{\text{Sp,Heiz}}^+(t) \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.38)$$

$$x_{\text{Sp,Heiz}}^-(t) \leq p_{\text{Sp,Heiz}} \cdot y_{\text{Sp,Heiz}}^-(t) \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.39)$$

Übereinstimmend mit Ungleichung 3.36 sorgt die Ungleichung 3.40 dafür, dass der Heizungsspeicher nur dann entladen werden kann, wenn dadurch Netzbezug vermieden wird. Anders als für den elektrischen Speicher, ist es aufgrund der Bereitschaftsverluste des Heizungsspeichers erforderlich, dass dieser zur Einhaltung der Mindesttemperatur auch mit Energie aus dem Netz geladen werden kann.

$$y_{\text{Sp,th}}^-(t) \leq y_{\text{Netz}}^-(t) \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.40)$$

Wie bereits bei der Einführung der elektrischen und thermischen Leistungsbilanzen erwähnt, wird der Wärmepumpenbetrieb in zwei Betriebsmodi (Heizbetrieb und TWW-Betrieb) unterschieden. Zur Implementierung dieser Unterscheidung im Modell werden die beiden Entscheidungsvariablen $y_{\text{WP,Heiz}}$ und $y_{\text{WP,TWW}}$ eingeführt, die mittels der Ungleichung 3.41 derart verknüpft werden, dass die Wärmepumpe immer nur in einem der beiden Modi betrieben werden kann.

$$y_{\text{WP,Heiz}}(t) + y_{\text{WP,TWW}}(t) \leq 1 \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.41)$$

Mittels der nachfolgenden Ungleichungen 3.42 und 3.43 wird der Betriebsbereich der Wärmepumpe im Heizbetrieb festgelegt. Sobald die Wärmepumpe in Betrieb ist ($y_{\text{WP,Heiz}} = 1$) kann ihre Leistung zwischen der minimalen Leistung $P_{\text{WP,min}}$ und der maximalen Leistung $P_{\text{WP,max}}$ variiert werden.

$$p_{\text{WP,min}} \cdot y_{\text{WP,Heiz}}(t) \leq x_{\text{WP,Heiz}}(t) \leq p_{\text{WP,max}} \cdot y_{\text{WP,Heiz}}(t) \quad (3.42)$$

$$\forall t \in \{1, 2, \dots, T\}$$

$$p_{\text{WP,min}} \cdot y_{\text{WP,TWW}}(t) \leq x_{\text{WP,TWW}}(t) \leq p_{\text{WP,max}} \cdot y_{\text{WP,TWW}}(t) \quad (3.43)$$

$$\forall t \in \{1, 2, \dots, T\}$$

Als weitere Zulässigkeitsbedingungen werden untere und obere Schranken für die kontinuierlichen Variablen x eingeführt. Diese dienen der Begrenzung der Speicherfüllstände (Ungleichungen 3.44, 3.45 und 3.46) und stellen sicher, dass alle kontinuierlichen Variablen des Lösungsvektors \mathbf{x} stets positive Werte annehmen (Ungleichung 3.47).

$$x_{\text{SOC}}(t) \leq e_{\text{Sp}} \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.44)$$

$$x_{\text{SOC,Heiz}}(t) \leq e_{\text{Sp,Heiz}} \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.45)$$

$$x_{\text{SOC,TWW}}(t) \leq e_{\text{Sp,TWW}} \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.46)$$

$$0 \leq \mathbf{x}(t) \quad \forall t \in \{1, 2, \dots, T\} \quad (3.47)$$

Die zur Modellierung des thermisch-elektrischen Gesamtsystems verwendeten Gleichungen und Ungleichungen sind derart formuliert, dass diese zur Simulation des Systems mit unterschiedlichen Eingangsdaten und Zeitschrittweiten genutzt werden können.

3.1.5 Abgeleitete Bewertungsgrößen

Aus den Ergebnisvariablen des Optimierungsmodells lassen sich die nachfolgend aufgeführten Bewertungsgrößen ableiten, welche in den folgenden Abschnitten dieses Kapitels zur Auswertung und zum Vergleich der Simulationsergebnisse genutzt werden.

Maximale Netzaustauschleistung Das thermisch-elektrische Optimierungsmodell liefert für eine Vielzahl Parametersätze mit veränderlicher elektrischer und thermischer Speicherkapazität und damit einhergehender Wärmepumpen- und installierter EE-Leistung einen Wert für die maximale Netzaustauschleistung:

$$p_{\text{Netz,max}} = \max(|x_{\text{max}}^+|, |x_{\text{max}}^-|) \quad (3.48)$$

wobei die Variablen x_{max}^+ und x_{max}^- in der Optimierung die oberen Schranken der positiven und negativen Netzaustauschleistung darstellen (vgl. Tabelle 3.1). Die maximale Netzaustauschleistung wird als Maß für die Belastung des Netzes durch das thermisch-elektrische Gesamtsystem herangezogen.

Autarkiegrad Der Autarkiegrad AG wird nach Gleichung 3.49 als Verhältnis der Vorort direkt genutzten EE-Energie zum Gesamtverbrauch bestimmt [54]. Zur Bestimmung werden die Eingangsgrößen e_{EE} und e_{HH} sowie die Ergebnisgrößen $x_{\text{WP,Heiz}}$, x_{Netz}^+ , $x_{\text{Sp,el}}^+$ und $x_{\text{Sp,el}}^-$ (vgl. Tabelle 3.1) herangezogen, wobei die beiden letztgenannten Größen zur Bestimmung der Verluste des elektrischen Speichers benötigt werden.

$$AG = \frac{e_{\text{Vorort}}}{e_{\text{ges}}} = \frac{e_{\text{EE}} - e_{\text{Rück}}}{e_{\text{HH}} + e_{\text{WP,el}} + e_{\text{Verl,Sp,el}}} = \frac{e_{\text{EE}} - \sum x_{\text{Netz}}^+}{e_{\text{HH}} + \sum x_{\text{WP,Heiz}} + \sum (x_{\text{Sp,el}}^+ - x_{\text{Sp,el}}^-)} \quad (3.49)$$

Der Gesamtenergieumsatz im System beinhaltet dabei neben der elektrischen Haushaltslast e_{HH} und dem elektrischen Bedarf zur Wärmebereitstellung inklusive der Bereitschaftsverluste des Heizungsspeichers auch die im elektrischen Speicher auftretenden Verluste $e_{\text{Verl,Sp,el}}$.

Jahresarbeitszahl Die Jahresarbeitszahl (*SCOP*, Seasonal Coefficient of Performance) wird nach Gleichung 3.50 als Verhältnis der im Jahr abgegebenen Nutzwärme (Heizwärme- e_{Heiz} und TWW-Bedarf e_{TWW}) zur bezogenen elektrischen Energie der Wärmepumpe $e_{\text{WP,el}}$ bestimmt [60].

$$SCOP = \frac{e_{\text{Heiz}} + e_{\text{TWW}}}{e_{\text{WP,el}}} = \frac{e_{\text{Heiz}} + e_{\text{TWW}}}{\sum x_{\text{WP,Heiz}} + \sum x_{\text{WP,TWW}}} \quad (3.50)$$

Speichernutzungsgrade Der Nutzungsgrad eines (thermischen) Speichers wird als das Verhältnis der entladenen ($e_{\text{ab}} = \sum x_{\text{Sp}}^-$) zur eingespeicherten Energie ($e_{\text{zu}} = \sum x_{\text{Sp}}^+$) angegeben [58]. Nachfolgend werden die Speichernutzungsgrade des Heizungs- und des TWW-Speichers nach Gleichung 3.51 bestimmt.

$$\mu_{\text{Sp,th}} = \frac{e_{\text{ab}}}{e_{\text{zu}}} = \frac{\sum x_{\text{Sp}}^-}{\sum x_{\text{Sp}}^+} \quad (3.51)$$

3.2 Modellvalidierung anhand des Referenzgebäudes

In diesem Abschnitt werden die mittels des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells erhaltenen Simulationsergebnisse beispielhaft für übliche Speicherauslegungen für das in Abschnitt 2.1 definierte Referenzgebäude SFH30 (Niedrigenergiehausstandard) dargestellt und diskutiert. Die normierten Ergebnisse des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells (vgl. Abschnitt 3.1.3) werden in diesem Abschnitt zur besseren Interpretierbarkeit mittels der in Abschnitt 3.1.3 angegebenen Faktoren wieder in physikalische Größen umgerechnet.

Für das betrachtete Einfamilienhaus (vgl. Abschnitt 2.1 zur Definition des Referenzgebäudes) beträgt die jährliche elektrische Haushaltslast ohne WP-Energie $E_{\text{HH}} = 5,2 \text{ MWh}$ [59]. Im Referenzwetterjahr 2015J beträgt der Heizenergiebedarf $E_{\text{Heiz,2015J}} = 3,2 \text{ MWh}$ (thermisch) (Berechnung nach Abschnitt 2.6.1) und der TWW-Bedarf $E_{\text{TWW,2015J}} = 1,5 \text{ MWh}$ (thermisch) [59]. Für den thermischen Bedarf wird elektrische Energie zum Betrieb der Wärmepumpe in Höhe von $E_{\text{WP,el,Heiz,TWW}} = 1,4 \text{ MWh}$ definiert, wobei jeweils die mittleren Jahresarbeitszahlen für die Bestimmung zu Grunde gelegt werden (vgl. Abschnitt 2.8). Die elektrische Nennleistung der Wärmepumpe beträgt $1,43 \text{ kW}$ (vgl. [54]).

Zur bilanziellen Eigenversorgung des betrachteten Einfamilienhauses wird eine Photovoltaikanlage mit einer installierten Peak-Leistung von $6,64 \text{ kW}$ angenommen. Um die entstehenden Verluste des Heizungsspeichers auszugleichen, wird diese Leistung in den Auslegungsvarianten mit Heizungsspeicher auf $6,88 \text{ kW}$ erhöht.

Die Annahmen zu den nutzbaren Speicherkapazitäten sind in Tabelle 3.3 angegeben. Für den Heizungsspeicher wird ein Volumen von $0,57 \text{ m}^3$ bei einer Temperaturspreizung von 10 K und für den TWW-Speicher ein Volumen von $0,3 \text{ m}^3$ bei einer

Tabelle 3.2: Zusammenfassung der Annahmen zu Energiebedarf und Leistung im Referenzgebäude.

Aufgeführt sind die elektrischen und thermischen Energiebedarfe des Referenzgebäudes im Referenzwetterjahr 2015J (vgl. Abschnitt 2.2) sowie die zugehörige installierte Photovoltaikleistung zur bilanziellen Eigenversorgung.

Beschreibung	Symbol	absolute Größe
elektrischer Jahresenergiebezug	E_{HH}	5250 kWh
mittlerer Leistungsbezug	$E_{\text{Heiz},2015\text{J}}$	0,6 kW
Jahresheizenergiebedarf (thermisch)	$E_{\text{Heiz},2015\text{J}}$	3210 kWh
TWW-Bedarf (thermisch)	$E_{\text{TWW},2015\text{J}}$	1500 kWh
Wärmepumpenenergie (elektrisch)	$E_{\text{WP},\text{el.},\text{Heiz},\text{TWW}}$	1400 kWh
installierte Photovoltaikleistung	$P_{\text{PV},\text{inst.}}$	6,64 kW

Temperaturspreizung von 20 K angenommen. Zur Bestimmung der Speicherverluste wird für beide Speicher eine Aufstellung in einem Kellerraum und somit eine Umgebungstemperatur von konstant $T_{\text{U},\text{sp}} = 15^\circ\text{C}$ vorgegeben [54].

Um die Auswirkungen des Einsatzes von üblich dimensionierten Batterie- und Heizungsspeichern auf den maximalen Betrag der Netzaustauschleistung unter den in Abschnitt 3.1.4 dargelegten Zielstellungen bewerten zu können, werden die in Tabelle 3.3 definierten Auslegungsvarianten A bis D gegenübergestellt, welche sich in der Kombination der eingesetzten Speicher unterscheiden. Weiterhin werden die Ergebnisse für die Wetterjahre 2015J, 2015W und 2015S (vgl. Abschnitt 2.2) vergleichend gegenüber gestellt.

Tabelle 3.3: Annahmen zur betrachteten Speicherauslegung im Referenzgebäude.

Angegeben sind die nutzbaren Kapazitäten des Heizungs- und des TWW-Speichers (in Anlehnung an [63]) sowie die des Batteriespeichers (in Anlehnung an [62]). Die Auslegungsvarianten A bis D unterscheiden sich im Einsatz der Speicherkapazitäten. Jeweils eingesetzte Speicher sind durch \checkmark gekennzeichnet.

	nutzbare Kapazität	Auslegung			
		A	B	C	D
Heizungsspeicher	6,56 kWh (therm.)			\checkmark	\checkmark
TWW-Speicher	6,87 kWh (therm.)	\checkmark	\checkmark	\checkmark	\checkmark
Batteriespeicher	6,56 kWh		\checkmark		\checkmark

Kriterien für die Modellvalidierung Das Modell wird anhand der erhaltenen Simulationsergebnisse für das Referenzgebäude durch den Vergleich mit entsprechenden Literaturwerten validiert. Dazu werden die erreichten Speichernutzungsgrade, die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe sowie die erreichten Autarkiegrade herangezogen. Die erwarteten Wertebereiche der einzelnen Kennzahlen sowie die zugehörigen Literaturstellen sind im nachfolgenden Abschnitt angegeben.

3.2.1 Simulationsergebnisse für das Wetterjahr 2015J

In Abbildung 3.2 sind für die vier genannten Auslegungsvarianten die maximale Netzaustauschleistung, die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe, sowie die Nutzungsgrade des Heizungsspeichers (nur Auslegung C und D) und des TWW-Speichers und die Verluste im Batteriespeicher dargestellt.

Abbildung 3.2a zeigt, dass das Ziel der Minimierung des Betrags der maximalen Netzaustauschleistung in den Auslegungsvarianten mit Batteriespeicher (Auslegung B und D) deutlich besser erreicht werden kann, als beim ausschließlichen Einsatz der thermischen Speicherkapazitäten. Der Einsatz des Batteriespeichers (Auslegung B) bewirkt eine deutliche Senkung der maximalen Austauschleistung auf 69 % der installierten Photovoltaikleistung. Während in Auslegungsvariante A, in der nur der TWW-Speicher vorhanden ist, die maximale Netzaustauschleistung lediglich eine Reduktion auf 94 % der installierten Photovoltaikleistung erreicht wird.

Der Einsatz des Heizungsspeichers (Auslegung C) bewirkt hingegen eine Senkung der maximalen Austauschleistung auf 86 % der installierten Photovoltaikleistung. Dies liegt einerseits darin begründet, dass durch die Umwandlung mittels der Wärmepumpe im Heizungsspeicher deutlich weniger elektrische Energie gespeichert werden kann als im Batteriespeicher. Andererseits ist mittels des Batteriespeichers direkt die zeitliche Entkopplung von Bereitstellung und Bedarf elektrischer Energie möglich und es müssen keine Restriktionen auf thermischer Seite berücksichtigt werden.

In allen Auslegungsvarianten werden Jahresarbeitszahlen über 2,45 erreicht, was nach [16] im Bereich typischer Werte für den Betrieb von Luft-Wärmepumpen ($SCOP = 2,3 \dots 4,3$ ermittelt durch Messungen) liegt, allerdings im unteren Bereich. Der Einsatz des Heizungsspeichers bewirkt hinsichtlich der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe, welche mit dem Optimierungsziel der möglichst effizienten Wärmebereitstellung verknüpft ist, aufgrund der einhergehenden Speicherverluste eine Verringerung dieser (Auslegung C und D). Durch die im thermischen Teilsystem zusätzlich zur Verfügung stehende Flexibilität, kann der Wärmepumpenbetrieb vermehrt zu Zeiten mit höheren Außentemperaturen und damit höherem COP stattfinden. Gleichzeitig erhöhen sich durch die Zwischenspeicherung der thermischen Energie jedoch die Speicherverluste im System, was die Jahresarbeitszahlen nach Gleichung 3.50 verringert. Die geringen Jahresarbeitszahlen stehen dabei in direktem Zusammenhang mit den relativ geringen Nutzungsgraden der Speicher,

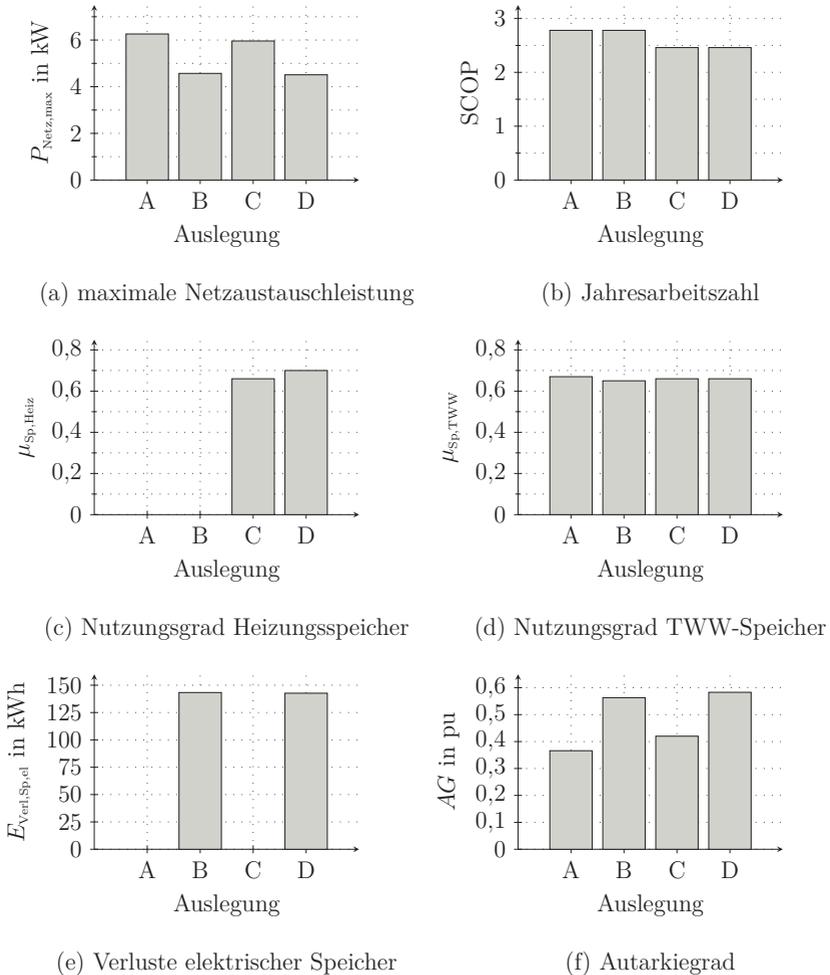


Abbildung 3.2: Simulationsergebnisse für das Referenzgebäude im Wetterjahr 2015J.

Dargestellt ist der Vergleich der maximalen Austauschleistung (a), der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe (b), der Speichernutzungsgrade für Heizungs- (c) und TWW-Speicher (d), der Verluste des elektrischen Speichers (e) sowie der Autarkiegrade (f) für die in Tabelle 3.3 definierten Auslegungsvarianten des Referenzgebäudes im Wetterjahr 2015J.

welche auf eine eher konservative Abschätzung der Speicherverluste nach oben zurückzuführen sind (vgl. Abschnitt 2.7 – Auslegung des Speichers nach den aktuellen Mindestanforderungen der geltenden technischen Regeln). *Angenendt et al.* zeigen in [1] ebenfalls, dass der Einsatz eines minimal dimensionierten Pufferspeichers ausschließlich zur Einhaltung der minimalen Wärmepumpenlaufzeit eingesetzt werden sollte. Größere Pufferspeicher sind demnach nicht vorteilhaft, wenn ausschließlich die Steigerung der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe im Fokus ist.

In den Abbildungen 3.2c und 3.2d sind die Speichernutzungsgrade, die das Verhältnis der entnommenen zur eingespeicherten thermischen Energie angeben, für den Heizungsspeicher und den TWW-Speicher in den betrachteten Varianten dargestellt. Für alle Varianten werden Speichernutzungsgrade von etwas mehr als 65 % erreicht, was nach [45, S. 319] Werten eher im unteren Bereich der Erwartung für sensible Wärmespeicher (50...90 %) entspricht. Eine Verringerung des Speichernutzungsgrades, gleichbedeutend mit einer Steigerung der Speicherverluste, dient dem Optimierungsziel der Minimierung der Austauschenergie, da somit ein höherer Anteil der verfügbaren EE-Energie im System umgesetzt wird. Somit wird deutlich, dass die Minimierung der Speicherverluste kein Optimierungsziel darstellt, sondern dem Erreichen dieser sogar entgegensteht. Die Verluste des elektrischen Speichers betragen in den Auslegungsvarianten B und D etwa $E_{\text{Verl.Sp,el}} = 0,145$ MWh. Werden die Verluste des Heizungsspeichers, wie auch die des TWW-Speichers, in die Berechnung der Jahresarbeitszahl mit einbezogen, und somit die Speicher in diesem Fall bei der Bilanzierung der gesamten Heizungsanlage mit berücksichtigt (vgl. [60]), werden für alle betrachteten Auslegungsvarianten Jahresarbeitszahlen über 3 erreicht.

Abbildung 3.2f stellt die erreichten Autarkiegrade der betrachteten Auslegungsvarianten gegenüber. In Auslegungsvariante A beträgt der Autarkiegrad $AG_{\text{A},2015\text{J}} = 37\%$. Durch den Einsatz des elektrischen Speichers wird der Autarkiegrad in Auslegungsvariante B auf $AG_{\text{B},2015\text{J}} = 56\%$ gesteigert. Der alleinige Einsatz des Heizungsspeichers in Auslegungsvariante C bewirkt hingegen lediglich eine Steigerung des Autarkiegrades auf $AG_{\text{C},2015\text{J}} = 42\%$. Durch die Kombination beider Speicher in Auslegungsvariante D wird eine Steigerung des Autarkiegrades auf $AG_{\text{D},2015\text{J}} = 58\%$ erreicht. Wie bereits anhand der Reduktion der maximalen Netzbelastung ausgeführt, ist auch hinsichtlich der Steigerung des Autarkiegrades des Systems der alleinige Einsatz des elektrischen Speichers gegenüber den anderen Auslegungsvarianten vorteilhaft. Die erzielten Werte der Autarkiegrade liegen im Bereich derer, die *Tjaden et. al* in [54] für ein ähnliches System ermitteln.

3.2.2 Simulationsergebnisse für die Extremwetterjahre 2015W und 2015S

In diesem Abschnitt werden die Simulationsergebnisse für das Referenzgebäude in den Extremwetterjahren 2015W und 2015S dargestellt und anhand derer die Auswirkungen geänderter Umgebungsbedingungen auf die Simulationsergebnisse diskutiert. Dabei werden ausschließlich die Ergebnisse der Auslegung D (vgl. Tabelle 3.3), in der neben dem TWW-Speicher sowohl ein elektrischer Speicher als auch ein Heizungsspeicher zum Einsatz kommt, herangezogen, um insbesondere auch den Einfluss des geänderten Heizwärmebedarfs bewerten zu können. Im Vergleich zum Referenzwetterjahr 2015J steigt der Heizwärmebedarf im Extremwetterjahr 2015S um etwa 10 % auf $E_{\text{Heiz,SFH30,2015S}} = 3,54 \text{ MWh}$. Gleichzeitig steigt die EE-Einspeisung durch höhere Globalstrahlungswerte um etwa 14 %. Für das Extremwetterjahr 2015W ergibt sich eine Steigerung des Heizwärmebedarfs um etwa 20 % auf $E_{\text{Heiz,SFH30,2015W}} = 3,86 \text{ MWh}$, während sich die EE-Einspeisung um etwa 6 % erhöht.

Abbildung 3.3 stellt die Ergebnisse der maximalen Austauschleistung, der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe sowie der Speichernutzungsgrade des Heizungs- und des TWW-Speichers, die Verluste des elektrischen Speichers sowie die Autarkiegrade für die Wetterjahre 2015J, 2015W und 2015S gegenüber. Abbildung 3.3a zeigt, dass trotz unterschiedlicher Heizenergiebedarfe und verfügbarer EE-Energie, die maximale Netzaustauschleistung $P_{\text{Netz,max}}$ in allen drei Wetterjahren nur sehr geringfügig voneinander abweicht und durch Rückspeisung in den Sommermonaten bestimmt wird. Für die Extremwetterjahre 2015W und 2015S wird eine Reduktion auf etwa 63 % der installierten Photovoltaikleistung erreicht, während für das Referenzwetterjahr 2015J eine maximale Netzbelastung in Höhe von 67 % der installierten Photovoltaikleistung verbleibt. Das vorrangige Optimierungsziel der Reduktion der maximalen Netzbelastung wird somit in allen Wetterjahren gleichermaßen erfüllt.

Bezüglich der Austauschenergiemenge und des Energiebezugs der Wärmepumpe zeigen sich zwischen den einzelnen Wetterjahren jedoch deutliche Unterschiede, welche auf die Abweichung von der Annahme der bilanziellen Autarkie zurückzuführen sind. Im Extremwetterjahr 2015S werden etwa 30 % mehr Energie aus dem System in das umgebende Netz zurückgespeist als im Referenzwetterjahr, während sich im Extremwetterjahr 2015W eine Steigerung um etwa 16 % gegenüber dem Referenzwetterjahr ergibt. Hinsichtlich des Energiebezugs aus dem umgebenden System ergibt sich im Extremwetterjahr 2015S eine Reduktion um etwa 4 % und im Extremwetterjahr 2015W eine Steigerung um etwa 10 %. Der direkt damit zusammenhängende Autarkiegrad beträgt, wie in Abbildung 3.3f dargestellt, im Referenzwetterjahr $AG_{2015J} = 58 \%$. Im Extremwetterjahr 2015W reduziert sich der Autarkiegrad auf $AG_{2015W} = 56 \%$, während er sich im Extremwetterjahr 2015S auf $AG_{2015S} = 60 \%$ erhöht.

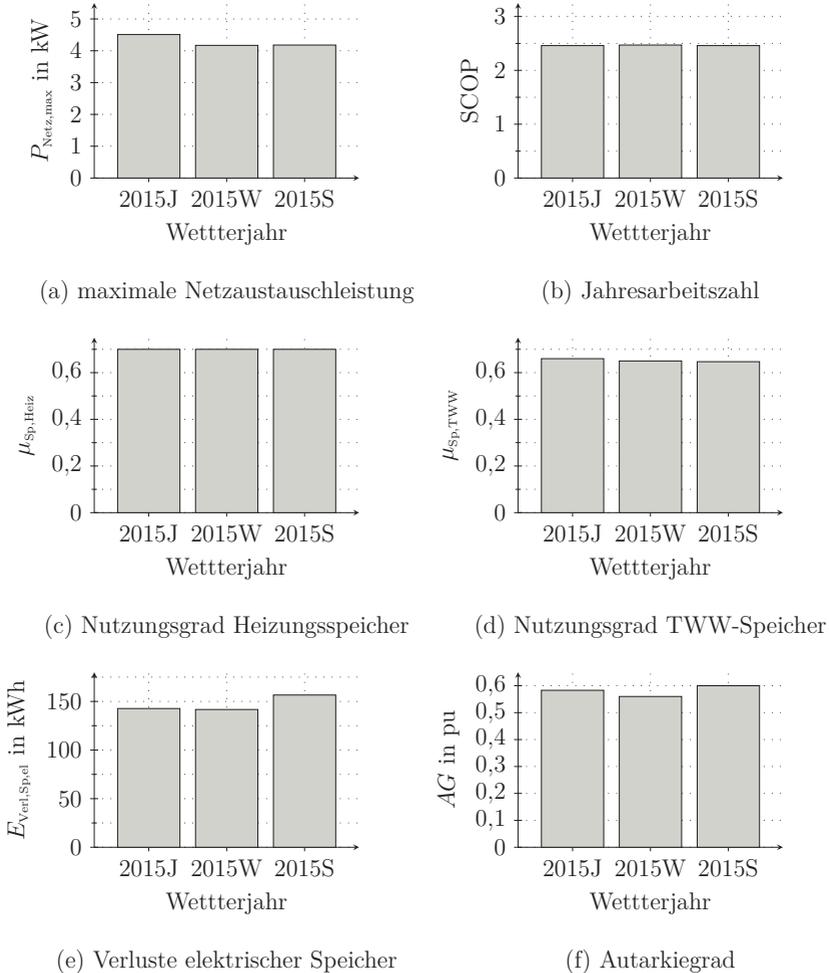


Abbildung 3.3: Simulationsergebnisse für das Referenzgebäude in den Wetterjahren 2015J, 2015W und 2015S.

Dargestellt ist der Vergleich der maximalen Austauschleistung (a), der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe (b), der Speichernutzungsgrade für Heizungs- (c) und TWW-Speicher (d), der Verluste des elektrischen Speichers (e) sowie der Autarkiegrade (f) für die in Tabelle 3.3 definierte Auslegungsvariante D des Referenzgebäudes in den Wetterjahren 2015J, 2015W und 2015S.

Der elektrische Energiebezug der Wärmepumpe steigt im Extremwetterjahr 2015W um etwa 14 % und im Extremwetterjahr 2015S um 7 %, was in erster Linie auf den erhöhten Heizenergiebedarf zurückzuführen ist, da die Verluste des Heizungsspeichers im Vergleich zum Referenzwetterjahr 2015J nahezu identisch sind. Der Speichernutzungsgrad des Heizungsspeichers steigt in den Extremwetterjahren gegenüber dem Referenzszenario leicht an (Abbildung 3.3c). Trotz vermehrter Speichernutzung und damit höherer Temperaturen innerhalb des Speichers bleibt der absolute Wert der Speicherverluste gegenüber dem Referenzwetterjahr 2015J in etwa gleich, wodurch sich der Speichernutzungsgrad erhöht.

Die Verluste des elektrischen Speichers, welche durch Energieumsatz innerhalb des Systems zum Erreichen der Optimierungsziele beitragen, steigen im Extremwetterjahr 2015S um 10 % und reduzieren sich im Extremwetterjahr 2015W um 1 %.

3.2.3 Fazit zur typischen Auslegung im Einfamilienhaus

Die dargestellten Simulationsergebnisse zeigen, dass hinsichtlich des vorrangigen Optimierungsziels der Minimierung der Netzaustauschleistung der Einsatz eines elektrischen Speichers gegenüber dem Einsatz eines Heizungsspeichers vorzuziehen ist. Die Netzaustauschleistung wird durch den Einsatz des elektrischen Speichers auf etwa 70 % der installierten Photovoltaikleistung reduziert, wobei gleichzeitig der Autarkiegrad von 37 % auf 56 % gesteigert wird. Die Auswahl der präferierten Systemauslegung beruht dabei ausschließlich auf energetischen Betrachtungen. Dabei bleiben die Kosten der Systemkomponenten und des Energiebezugs sowie Erlöse für die Energierückspeisung unberücksichtigt. Ausführungen zu den ökonomischen Betrachtungen der Systemauslegung erfolgen im Kapitel 6 dieser Arbeit.

Der gleichzeitige Einsatz beider Speicherarten bewirkt lediglich eine sehr geringe weitere Reduzierung der maximalen Netzaustauschleistung. Gleichzeitig entstehen durch die Nutzung des Heizungsspeichers in allen Wetterjahren thermische Verluste in Höhe von etwa 1 MWh (thermisch), während im TWW-Speicher, welcher in allen Auslegungsvarianten vorhanden ist, Wärmeverluste in Höhe von etwa 0,7 MWh (thermisch) entstehen. Um trotz der auftretenden Verluste die Annahme der bilanziellen Autarkie beibehalten zu können, ist beim Einsatz des Heizungsspeichers eine Steigerung der installierten PV-Leistung gegenüber der Auslegung ohne Speicher von etwa 4 % erforderlich. Bezüglich der Speicherverluste sind die des elektrischen Speichers mit etwa 0,145 MWh deutlich geringer als die des Heizungsspeichers, wobei die überschlägige Umrechnung der thermischen Speicherverluste mit $SCOP = 3,25$ berücksichtigt wird.

Hinsichtlich des Autarkiegrades wird in der Auslegungsvariante D (vgl. Tabelle 3.3) durch den Einsatz beider Speicherkapazitäten der höchste Wert erreicht (vgl. Abbildung 3.2f). Dieser schwankt in den betrachteten Extremwetterjahren lediglich um $\pm 2\%$ gegenüber dem Wert im Referenzwetterjahr.

3.2.4 Schlussfolgerungen hinsichtlich der Nutzbarkeit des Modells

Modellvalidierung anhand von Literaturwerten Die dargestellten Ergebnisse zeigen, dass sowohl die Werte der Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpe, als auch die der Nutzungsgrade der Speicher und der Autarkiegrade im Bereich üblicher Literaturwert liegen. Damit kann davon ausgegangen werden, dass das Modell für die weiteren Untersuchungen der Abhängigkeit der maximalen Netzaustauschleistung von den Speicherkapazitäten einsetzbar ist.

Betrachtungen zur Rechenzeit und Berücksichtigung des TWW-Bedarfs Im Rahmen der in Kapitel 4 durchgeführten Simulationsstudien werden in jeder der in Abschnitt 4.1 definierten Varianten (insgesamt fünf) in jeweils elf Szenarien mit variierendem Erzeugungsmix hinsichtlich des Verhältnisses der installierten Wind- und Photovoltaikleistung jeweils Kombinationen aus je 38 Kapazitäten des Heizungs- und des elektrischen Speichers betrachtet. Daraus ergibt sich eine Gesamtzahl von 1444 Simulationsdurchläufen ($38^2 = 1444$ untersuchte Kombinationen der Speicherkapazitäten) mit dem Betrachtungszeitraum ein Jahr pro Szenario in jeder Variante (vgl. Abschnitt 4.1.5). Vor diesem Hintergrund sind die Rechenzeiten pro Simulationsdurchlauf entscheidend.

Die Berücksichtigung des TWW-Bedarfs und des zugehörigen Speichers erhöht die Komplexität des Optimierungsmodells. Einerseits werden mehr Gleichungs- und Ungleichungsnebenbedingungen (vgl. Abschnitt 3.1.4) zur Modellierung des Systems benötigt. Andererseits stellt die zusätzliche Speicherkapazität einen weiteren Freiheitsgrad dar, sodass zur Lösung des Optimierungsproblems längere Rechenzeiten benötigt werden. Eine entscheidende Stellschraube zu Reduktion der Rechenzeiten ist demnach die Vernachlässigung des TWW-Bedarfs und des zugehörigen Speichers. Unter Verwendung von Matlab 2020b mit CPLEX 1210 auf dem verfügbaren Simulationsrechner (Windows10 64bit, Intel(R) Xeon(R) W-2295 CPU @ 3.00GHz) führt die Vereinfachung des Modells durch Vernachlässigung des TWW-Bedarfs zu einer Reduktion der Rechenzeit je Simulationsdurchlauf auf bis zu 20 %, sodass eine Jahresdurchlauf abhängig von der betrachteten Speicherkapazitätskombination auf etwa 30 bis maximal 200 Sekunden reduziert werden kann.

Da die Grundannahme der Systemauslegung die bilanzielle Autarkie ist, demnach die installierte EE-Leistung auf den Bedarf innerhalb des Systems ausgelegt wird, wird bei Vernachlässigung des TWW-Bedarfs die installierte EE-Leistung ebenfalls reduziert. In Bezug auf das primäre Optimierungsziel der Reduktion der maximalen Netzaustauschleistung zeigt sich, dass in Bezug auf die installierte Photovoltaikleistung für das Referenzgebäude in den in Tabelle 3.3 definierten Auslegungsvarianten, wie in Abbildung 3.4 dargestellt, nur sehr geringe Unterschiede bestehen.

Basierend auf den geringen Abweichungen in den Ergebnissen hinsichtlich der Reduktion der maximalen Netzbelastung und der damit verbundenen deutlichen

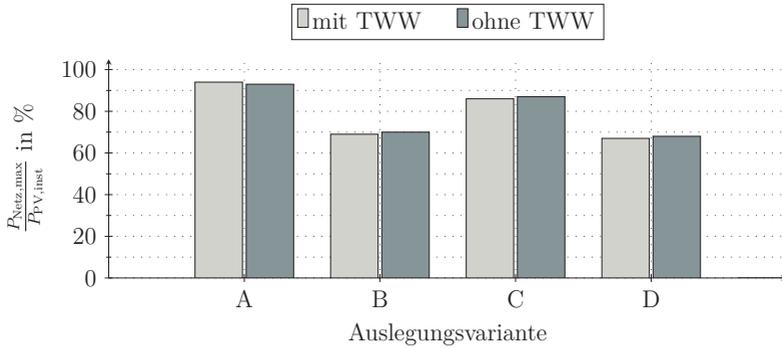


Abbildung 3.4: Maximale Netzbelastung mit und ohne TWW-Bedarfs.

Dargestellt ist die maximale Netzbelastung in Bezug auf die jeweils installierte Photovoltaikleistung für die Betrachtungen mit Berücksichtigung des TWW-Bedarfs und ohne Berücksichtigung des TWW-Bedarfs für die Tabelle 3.3 definierten Auslegungsvarianten.

Verringerung der Rechenzeit, wird in den nachfolgend erläuterten Simulationsstudien (Kapitel 4), deren Ergebnisse die Datengrundlage für die Erstellung des Metamodells (Kapitel 5) liefern, auf die Berücksichtigung des TWW-Bedarfs verzichtet.

4 Simulationsergebnisse für das thermisch-elektrische Gesamtsystem

In diesem Kapitel wird zunächst die Auslegung des thermisch-elektrischen Gesamtsystems dargelegt, wie es bereits im vorangegangenen Abschnitt 3.2 für das Referenzgebäude nach Abschnitt 2.1 erfolgt ist. Weiterhin werden die zu untersuchenden Szenarien und Varianten vorgestellt. Anschließend werden die mittels des im Kapitel 3 vorgestellten thermisch-elektrischen Optimierungsmodells generierten Ergebnisse in den verschiedenen Varianten dargestellt und diskutiert. Wie in Abschnitt 3.1.3 eingeführt, erfolgt die Simulation und auch die Ergebnisdarstellung im Allgemeinen in normierten Größen, um die auf den Ergebnissen basierende Erarbeitung des Metamodells (Kapitel 5) ebenfalls in dimensionsloser Form zu ermöglichen.

Das thermisch-elektrische Optimierungsmodell wird eingesetzt, um das Energiesystem eines Wohngebäudes zu untersuchen, wobei sowohl für die eingesetzte elektrische Speicherkapazität ($0 \leq e_{\text{Sp,el}} \leq 1 \text{ pu}$) als auch die Kapazität des Heizungsspeichers ($0 \leq e_{\text{Sp,Heiz}} \leq 1 \text{ pu}$) ein sehr weiter Bereich der Speicherkapazitäten untersucht wird. Dabei greifen die in der Zielfunktion in Abschnitt 3.1.4 angegebenen Optimierungsziele der Minimierung der Netzaustauschleistung und -energie sowie des energieoptimierten Wärmepumpenbetriebs.

4.1 Varianten

Für die nachfolgend vorgestellten Varianten gelten folgende grundlegende Annahmen. Die Varianten werden grundsätzlich nach dem verwendeten DWD-Testreferenzjahr (vgl. Abschnitt 2.2) bezeichnet. Ausschließlich die Variante, welche den Gebäudestandard SFH60 (vgl. Abschnitt 2.6) verwendet, wird nach dem verwendeten Gebäudestandard benannt. Eine zusammenfassende Übersicht der untersuchten Varianten zeigt Tabelle 4.1 und das entsprechende Verzeichnis auf Seite 203 im Anhang dieser Arbeit.

In jeder Variante werden insgesamt elf Szenarien mit unterschiedlichem Erzeugungsmix bezüglich der installierten Wind- und Photovoltaikleistung betrachtet.

Tabelle 4.1: Zusammenfassung der betrachteten Varianten.

Die Tabelle zeigt die verwendeten Kurzbezeichnungen der betrachteten Varianten und fasst den verwendeten Gebäudestandard sowie das verwendete Wetterjahr zusammen.

Bezeichnung	Zusammenfassung
2015J	Verwendung des Gebäudestandards SFH30 (Niedrigenergiestandard) mit den meteorologischen Eingangsdaten des Referenzwetterjahres 2015J (durchschnittliches Wetterjahr). Diese Variante wird als Referenzvariante verwendet.
2015W	Verwendung des Gebäudestandards SFH30 (Niedrigenergiestandard) mit den meteorologischen Eingangsdaten des Wetterjahres 2015W (extremer Winter).
2015S	Verwendung des Gebäudestandards SFH30 (Niedrigenergiestandard) mit den meteorologischen Eingangsdaten des Wetterjahres 2015S (extremer Sommer).
2045J	Verwendung des Gebäudestandards SFH30 (Niedrigenergiestandard) mit den meteorologischen Eingangsdaten des Wetterjahres 2045J (durchschnittliches Wetterjahr mit prognostiziertem Einfluss des Klimawandels).
SFH60	Verwendung des Gebäudestandards SFH60 (renovierter Bestand) mit den meteorologischen Eingangsdaten des Referenzwetterjahres 2015J (durchschnittliches Wetterjahr).

In Szenario 1 wird die für die Lastdeckung benötigte Energie vollständig mittels Windenergieanlagen bereitgestellt. In den Szenarien 2 bis 10 steigt der Anteil an Photovoltaik an der insgesamt bereitgestellten Energie in 10%-Schritten an, bis in Szenario 11 die Energie ausschließlich mittels Photovoltaikanlagen bereitgestellt wird. Die installierten EE-Anlagenleistungen für den jeweiligen Erzeugungsmix in den betrachteten Szenarien ist in Abbildung 4.1 auf Seite 50 für die betrachtete Referenzvariante dargestellt.

Die Auslegung der installierten Wind- und Photovoltaikleistung beruht auf der Annahme der bilanziellen Autarkie für das betrachtete System (vgl. [37]), sodass Gleichung 4.1 erfüllt ist.

$$e_{EE, \text{Erzeugung}} = e_{HH} + e_{\text{Heizung}} + e_{\text{Verl., Sp., Heiz}} \quad (4.1)$$

Da die Verluste des Heizungsspeichers gemäß den Annahmen zur kapazitätsabhängigen Bereitschaftsverlustleistung (Gleichung 2.6) steigen, werden mit zunehmender Speicherkapazität ebenfalls steigende installierte Leistungen benötigt, um die Nebenbedingung der ausgeglichenen Speicherbilanz für den Betrachtungszeitraum zu

erfüllen (Gleichung 3.21 und 3.22). Für die Abschätzung der Bereitschaftsverluste zur Systemauslegung werden die mittlere Jahrestemperatur für die Speicherumgebung und ein mittlerer Speicherfüllstand angenommen. Für die Bestimmung des elektrischen Energiebedarfs für die Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpe wird zur Systemauslegung der mittlere COP basierend auf den Daten der Außentemperatur verwendet [11]. Da die leistungsabhängigen Verluste des elektrischen Speichers ausschließlich von dessen Einsatz im Rahmen des Energiemanagements abhängen, können diese im Vorfeld der Simulation nicht abgeschätzt werden, sodass sie bei der Auslegung unberücksichtigt bleiben. Basierend auf den Ausführungen in Abschnitt 3.2.4 bleibt der TWW-Bedarf in den durchgeführten Simulationsstudien unberücksichtigt.

4.1.1 Referenzvariante

Als Referenzvariante wird das Wetterjahr 2015J am Standort Hamburg (Klimaregion 3) mit durchschnittlichen Werten der Temperatur, der Windgeschwindigkeit und der globalen Einstrahlung verwendet (vgl. Abschnitt 2.2). Als Gebäudestandard wird in der Referenzvariante das Referenzgebäude SFH30 (Abschnitt 2.1) mit geringem Heizenergiebedarf (Niedrigenergiehausstandard) genutzt. In Abbildung 4.1 sind die minimalen installierten Leistungen für ein System ohne Heizungsspeicher ($e_{\text{Sp,Heiz}} = 0$) und die maximalen installierten Leistungen bei maximaler Heizungsspeicherkapazität ($e_{\text{Sp,Heiz}} = 1 \text{ pu}$) dargestellt.

4.1.2 Variation der Wetterjahre: Varianten 2015W und 2015S

Den Varianten 2015W und 2015S liegen geänderte Eingangsdaten hinsichtlich Windgeschwindigkeit, Außentemperatur und globaler Einstrahlung und damit geänderte Einspeisung für extreme Wetterjahre für den Referenzstandort zu Grunde [11]. Die Modellparameter installierte Leistungen der EE-Anlagen und installierte Wärmepumpenleistung bleiben gegenüber dem Referenzwetterjahr 2015J unverändert. Abbildung 4.2 stellt die Boxplots der meteorologischen Eingangsdaten, Temperatur, Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung in den drei betrachteten Wetterjahren vergleichend für den Standort Hamburg gegenüber.

Insbesondere hinsichtlich der Spreizung der Außentemperatur wird in den beiden Extremwetterjahren 2015W und 2015S eine größere Spanne erreicht, wobei der Median der Temperatur für alle Wetterjahre in etwa gleich ist. Hinsichtlich der Windgeschwindigkeiten weißt das Referenzwetterjahr 2015J den höchsten Median und gleichzeitig die höchsten maximalen Windgeschwindigkeiten auf. Hinsichtlich der Tagesmittelwerte der Globalstrahlung zeigt sich für das Extremwetterjahr 2015S erwartungsgemäß der höchste Median.

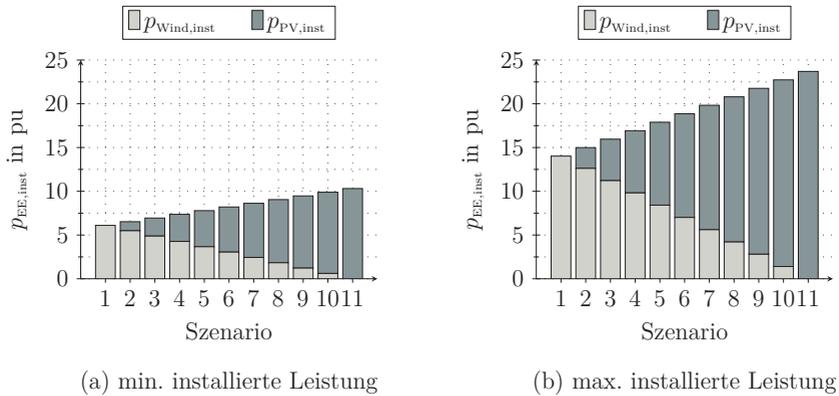
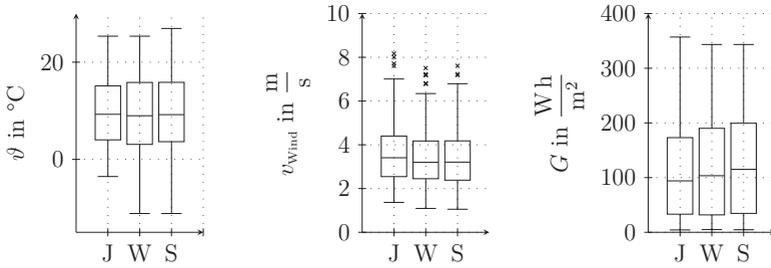


Abbildung 4.1: Vergleich der normierten installierten EE-Leistungen (Variante 2015J).

Dargestellt sind die normierten Werte der installierte Leistung der Windenergie- und Photovoltaikanlagen für die bilanzielle Bereitstellung der elektrischen Haushaltslast und Heizlast inklusive abgeschätzter Speicherverluste im Referenzwetterjahr 2015J. Die minimale installierte Leistung wird für das System ohne Speicher (a), die maximale installierte Leistung, aufgrund der zusätzlich berücksichtigten Speicherverluste, im System mit maximaler Kapazität des Heizungsspeichers (b) benötigt.

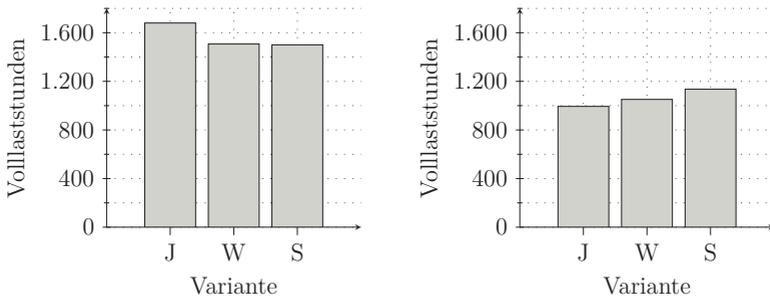
Abbildung 4.3 zeigt die in den einzelnen Wetterjahren erreichten Volllaststunden, als Verhältnis der erzeugten Jahresenergie zur installierten Leistung, für Windenergie und Photovoltaik.

Wie bereits anhand Abbildung 4.2 aufgrund der dargestellten Werte der Windgeschwindigkeit erwartet, werden für das durchschnittliche Wetterjahr 2015J höhere Volllaststunden erreicht, als in den Extremwettervarianten (2015S und 2015W). Gleichmaßen wird hinsichtlich der Volllaststunden der Photovoltaik im Wetterjahr 2015S mit extremem Sommerhalbjahr der größte Wert erreicht. Wie aufgrund des geringsten Temperaturmittelwertes und der breiten Streuung für das Wetterjahr 2015W erwartet, ergibt sich für dieses Wetterjahr der höchste Heizenergiebedarf mit einem Wert von $E_{Heiz,SFH30,2015W} = 0,75$ pu. Analog ergibt sich für die Eingangsdaten der Referenzvariante 2015J aufgrund des höchsten Temperaturmittelwertes und der geringsten Temperaturstreuung der geringste Heizenergiebedarf von $E_{Heiz,SFH30,2015J} = 0,61$ pu. Im Wetterjahr 2015S wird für den thermischen Energiebedarf ein mittlerer Wert von $E_{Heiz,SFH30,2015S} = 0,69$ pu erreicht.



(a) Temperatur (b) Windgeschwindigkeit (c) Globalstrahlung

Abbildung 4.2: Vergleich der Eingangsdaten 2015J, 2015W und 2015S. Dargestellt ist der Vergleich der Außenlufttemperatur (a), der Windgeschwindigkeit (b) und der Tagesmittelwerte der Globalstrahlung (c) für die Wetterjahre 2015J, 2015W und 2015S (J: durchschnittliches Jahr, W: extremer Winter, S: extremer Sommer) (Daten: [11])

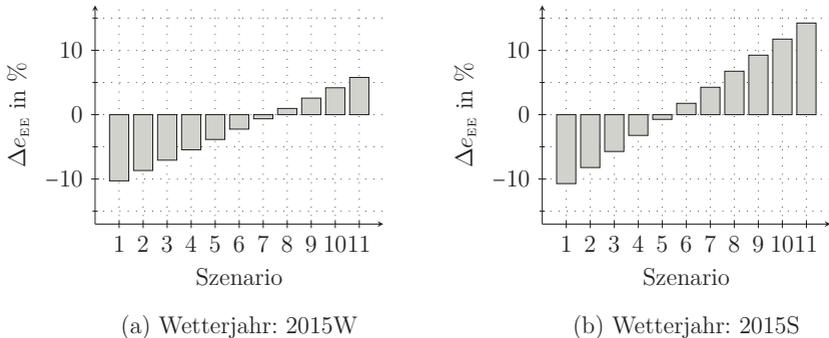


(a) Volllaststunden Wind (b) Volllaststunden Photovoltaik

Abbildung 4.3: Vergleich der Volllaststunden für Windenergie- und Photovoltaik.

Dargestellt sind die Volllaststunden der Windenergie- (a) und der Photovoltaik (b) für Wetterjahre 2015J, 2015W und 2015S (J: durchschnittliches Jahr, W: extremer Winter, S: extremer Sommer) (eigene Berechnungen auf Grundlage von [11])

Die regenerative Erzeugung wird sowohl im zeitlichen Verlauf als auch in der Jahressumme durch die meteorologischen Eingangsgrößen beeinflusst. Abbildung 4.4 stellt die relativen Abweichungen der regenerativ bereitgestellten Jahresenergie für die betrachteten Extremwetterjahre in Bezug auf das Referenzwetterjahr 2015J (vgl. Abbildung 4.2) dar.



(a) Wetterjahr: 2015W

(b) Wetterjahr: 2015S

Abbildung 4.4: Abweichungen der Jahresenergieerzeugung bei festgelegter installierter Leistung.

Dargestellt ist Abweichung der verfügbaren EE-Energie auf Basis der unterschiedlichen meteorologischen Eingangsdaten in den verschiedenen Wetterjahren (vgl. Abbildung 4.2) bei festgelegter installierter Leistung (vgl. Abbildung 4.1) im System zur Verfügung steht. Als Referenzwerte werden die Energiemengen der Referenzvariante mit dem Referenzwetterjahr 2015J verwendet.

4.1.3 Variation der installierten EE-Leistung: Variante 2045J

In der Variante 2045J werden grundsätzlich die gleichen Annahmen getroffen, wie in der Referenzvariante. Allerdings werden die meteorologischen Eingangsdaten des Testreferenzjahres 2045J verwendet. Das Wetterjahr 2045J bildet dabei die zu diesem Zeitpunkt zu erwartenden klimatischen Veränderungen ab [11]. Durch diese veränderten Eingangsdaten ergeben sich einerseits ein geänderter Heizenergiebedarf des betrachteten Gebäudes und andererseits geänderte Volllaststundenzahlen und somit zu installierende Leistungen der EE-Anlagen zum Erreichen der bilanziellen Autarkie des Systems.

Aufgrund höherer mittlerer Temperaturen (Median der Tagesmitteltemperatur steigt von 9,3°C auf 11,5°C) sinkt der Heizenergiebedarf im Wetterjahr 2045J auf etwa 84% des Wertes im Referenzwetterjahr 2015J und beträgt 0,51 pu. Im Wetterjahr 2045J wird eine im Jahresmittel um 1,4K höhere Außentemperatur erreicht, sodass sich die angenommenen Speicherverluste auf etwa 96% des Wertes

im Referenzwetterjahr 2015J verringern. Bei der Systemauslegung wird für die Bestimmung der zur Deckung des thermischen Bedarfs erforderlichen EE-Leistung ein mittlerer Leistungsfaktor der Wärmepumpe von $\overline{\text{COP}}_{2015\text{J}} = 3,66$ berücksichtigt, sodass 0,14 pu elektrische Energie zur Heizwärmebereitstellung benötigt werden. Dem verringerten Heizenergiebedarf stehen ebenfalls geringfügig verringerte globale Einstrahlung und Windgeschwindigkeit gegenüber, sodass sich die recht deutliche Verringerung des thermischen Bedarfs nicht gleichermaßen in den installierten Erzeugerleistungen widerspiegelt. Im Vergleich zu den installierten Leistungen im Referenzwetterjahr 2015J (Abbildung 4.1) ergeben sich für die installierten Photovoltaikleistungen verringerte Werte von 97% für die Auslegung für $e_{\text{Sp,Heiz}} = 0$ und 95% für die Auslegung für $e_{\text{Sp,Heiz}} = 1$ pu. Für die zu installierende Windleistung ergeben sich ebenfalls verringerte Werte von 93% für $e_{\text{Sp,Heiz}} = 0$ und 91% für $e_{\text{Sp,Heiz}} = 1$ pu.

4.1.4 Variation des Gebäudestandards: Variante SFH60

Um die Auswirkungen des Verhältnisses des thermischen und elektrischen Bedarfs auf die maximal Netzbelastung untersuchen zu können, wird die Simulation erneut mit geänderten Eingangsdaten durchgeführt. Dabei gelten hinsichtlich der bilanziellen Autarkie des Systems die gleichen Annahmen wie in der Referenzvariante. In der Referenzvariante wird mit dem Gebäudestandard SFH30 ein Gebäude mit niedrigem thermischem Bedarf betrachtet, sodass sich im Referenzwetterjahr 2015J ein thermischer Heizbedarf von etwa 0,6 pu ergibt. Für den Gebäudestandard SFH30 überwiegt somit die elektrische Haushaltslast in der Energiebilanz.

In der hier betrachteten Variante SFH60 mit geändertem Gebäudestandard ergibt sich aufgrund geänderter Parameter des Gebäudemodells (vgl. Tabellen 2.5 und 2.3) hingegen ein thermischer Heizbedarf von $E_{\text{Heiz,SFH60,2015J}} = 1,3$ pu. Demzufolge sind zum Erreichen bilanzieller Autarkie in den betrachteten Szenarien höhere installierte Leistungen der erneuerbaren Erzeugungsanlagen als in der Referenzvariante notwendig (vgl. Abbildung 4.1). Diese ist in Abbildung 4.5 dargestellt.

Um die höhere Heizlast zu bedienen, wird die elektrische Nennleistung der Wärmepumpe gegenüber der Referenzvariante erhöht und beträgt in der hier betrachteten Variante $P_{\text{WP,el}} = 3,25$ pu für den Fall $e_{\text{Sp,Heiz}} = 0$.

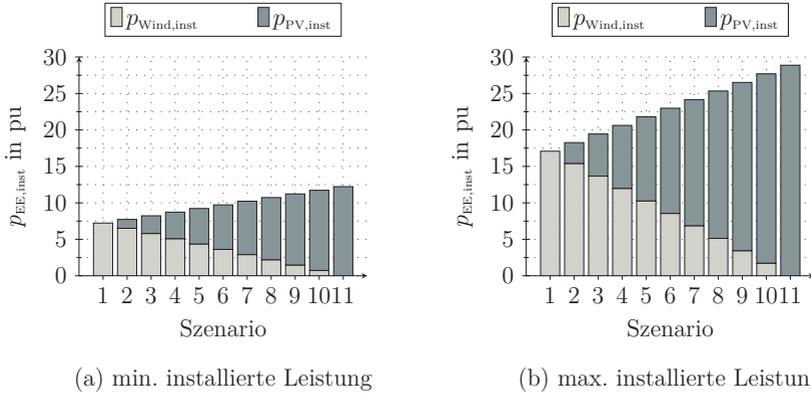


Abbildung 4.5: Vergleich der normierten installierten EE-Leistungen (Variable SFH60).

Dargestellt sind die normierten Werte der installierten Leistung der Windenergie- und Photovoltaikanlagen für die bilanzielle Bereitstellung der elektrischen Haushaltslast und Heizlast inklusive abgeschätzter Speicherverluste im Referenzwetterjahr 2015J. Die minimale installierte Leistung wird für das System ohne Speicher (a), die maximale installierte Leistung, aufgrund der zusätzlich berücksichtigten Speicherverluste, im System mit maximaler Kapazität des Heizungsspeichers (b) benötigt.

4.1.5 Zusammenfassung

In Tabelle 4.2 sind die grundlegenden Eingangsdaten im Auslegungspunkt ($e_{Sp,el} = 0$, $e_{Sp,Heiz} = 0$) zusammengefasst. In den Varianten 2015J, 2045J und SFH60 wird im Auslegungspunkt die Annahme der bilanziellen Autarkie erfüllt. Für die Varianten 2015W und 2015S ergeben sich Änderungen lediglich im tatsächlichen Heizwärmebedarf, ohne dass die installierte Leistung der EE-Anlagen angepasst und somit im Auslegungspunkt bilanzielle Autarkie erreicht wird. Die Auslegung der Wärmepumpe und der EE-Anlagen bleibt gegenüber der Referenzvariante 2015J unverändert, sodass in diesen Varianten somit der Einfluss geänderter meteorologischer Umgebungsbedingungen auf die Ergebnisse für ein bestehendes System untersucht werden.

Abbildung 4.6 stellt den elektrischen Energiebezug des Systems im Auslegungspunkt der Einspeisung gegenüber. Als Referenzwert wird jeweils der elektrische Gesamtbezug $e_{WP,el} + e_{HH}$ im Auslegungspunkt bei $e_{Sp,el} = e_{Sp,Heiz} = 0$ verwendet. Für die Varianten 2015J, 2045J und SFH60 wird unabhängig vom Szenario die bilanzielle Autarkie des Systems im Auslegungspunkt erreicht. In den Extremwetterjahren hängt

Tabelle 4.2: Zusammenfassung der Eingangsdaten der untersuchten Varianten.

Dargestellt sind die normierten Eingangsdaten: Heizenergiebedarf e_{Heiz} , elektrische Nennleistung der Wärmepumpe $p_{\text{WP,el}}$ und zugehöriger Energiebezug der Wärmepumpe $e_{\text{WP,el}}$, sowie die installierte Erzeugerleistung p_{EE} und zugehörige Energiemenge e_{EE} . Die zusammenfassende Beschreibung der Varianten ist in Tabelle 4.1 zu finden. Die bilanzielle Eigenversorgung erfolgt mittels 100% Windenergie (Szenario 1), 50% Windenergie und 50% Photovoltaik (Szenario 6), beziehungsweise 100% Photovoltaik (Szenario 11) (vgl. Abbildungen 4.1 und 4.5).

Variante	Szenario	e_{Heiz} in pu	$p_{\text{WP,el}}$ in pu	$e_{\text{WP,el}}$ in pu	p_{EE} in pu	e_{EE} in pu
2015J	1	0,62	1,88	0,17	6,1	1,17
	6	0,62	1,88	0,17	8,2	1,17
	11	0,62	1,88	0,17	10,3	1,17
2015W	1	0,75				1,05
	6	0,75	———— wie 2015J ————			1,14
	11	0,75				1,24
2015S	1	0,69				1,04
	6	0,69	———— wie 2015J ————			1,19
	11	0,69				1,34
2045J	1	0,51	1,88	0,14	5,7	1,14
	6	0,51	1,88	0,14	7,8	1,14
	11	0,51	1,88	0,14	10	1,14
SFH60	1	1,3	3,25	0,39	7,2	1,39
	6	1,3	3,25	0,39	9,7	1,39
	11	1,3	3,25	0,39	12,2	1,39

die Energiebilanz jedoch vom betrachteten Szenario, also dem Verhältnis der Anteile von Wind- und Photovoltaik an der Erzeugung, ab. Wie in Abbildung 4.3 dargestellt ist, nehmen die Volllaststunden der Windenergie in den Extremwetterjahren gegenüber dem Referenzwetterjahr ab, während die der Photovoltaik zunehmen. Im Extremwetterjahr 2015S kommt es dabei zu einer deutlicheren Steigerung als es im Extremwetterjahr 2015W der Fall ist. Folglich ergeben sich die in Abbildung 4.6b dargestellten Abweichungen in der Energiebilanz des Systems.

In der Zielfunktion des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells (Gleichung 3.13) liegt der Fokus auf der Minimierung der maximalen Netzaustauschleistung $p_{\text{Netz,max}}$, während die Minimierung der Austauschenergie und die des Energiebezugs der Wärmepumpe als Nebenziele auftreten.

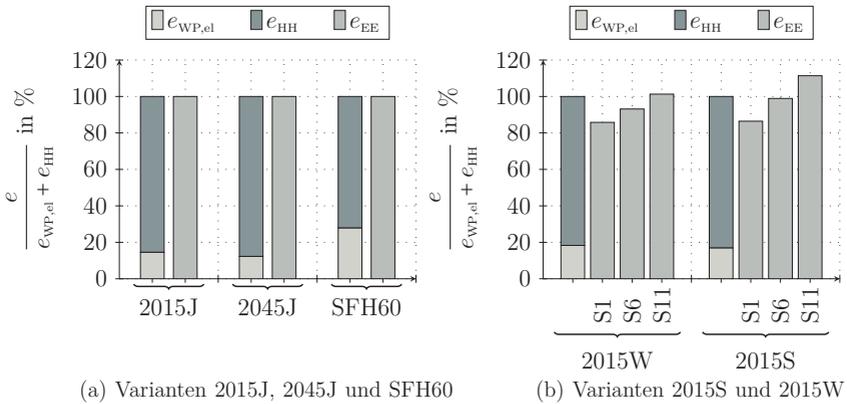


Abbildung 4.6: Energiebilanz im Auslegungspunkt für alle betrachteten Varianten.

(a) In den Varianten 2015J, 2045J und SFH60 wird die installierte EE-Leistung der EE-Anlagen auf die meteorologischen Eingangsdaten angepasst, sodass sich unabhängig vom betrachteten Szenario (Erzeugungsmix) bilanzielle Autarkie des Systems ergibt. (b) In den Varianten 2015W und 2015S werden die installierten Leistungen der Referenzvariante 2015J verwendet, sodass abhängig vom Szenario die Energiebilanz des Systems nicht ausgeglichen ist (vgl. Abbildung 4.3 hinsichtlich der Volllaststunden bzw. Abbildung 4.4 hinsichtlich der Abweichungen der verfügbaren EE-Energie in den Extremwetterjahren 2015W und 2015S).

Da die erforderliche elektrische Energie zum Betrieb der Wärmepumpe im thermisch-elektrischen Gesamtmodell von der Außenlufttemperatur abhängt (vgl. Abschnitt 2.8), wird für die Systemauslegung näherungsweise die mittlere Leistungsziffer (COP), die sich anhand der Außentemperatur im Referenzwetterjahr ergibt, angenommen. Ohne zeitliche und leistungsmäßige Flexibilisierung des Wärmepumpenbetriebs durch den Einsatz eines Heizungsspeichers, wird somit in den Simulationsergebnissen der Referenzvariante nahezu bilanzielle Autarkie erreicht. Sobald der Wärmepumpenbetrieb durch das Vorhandensein eines Heizungsspeichers zeitlich und auch leistungsmäßig vom thermischen Bedarf entkoppelt werden kann, ergibt sich unter Berücksichtigung der Optimierungsziele ein geänderter Energiebedarf der Wärmepumpe und damit zunächst in allen Varianten eine Abweichung von der bilanziellen Autarkie. Die Verluste des elektrischen Speichers werden bei der Systemauslegung nicht berücksichtigt, sodass in Systemkonfigurationen ohne Heizungsspeicher beim Einsatz des elektrischen Speichers die bilanzielle Autarkie des Systems nicht erreicht wird.

Die der Auslegung zugrunde liegende Annahme der bilanziellen Autarkie wird in der Zielfunktion über die Minimierung der Austauschenergie als Nebenziel bedient. Abhängig vom Speichereinsatz und den damit einhergehenden Verlusten treten somit Abweichungen von dieser Grundannahme auf. Insbesondere im Bereich kleiner elektrischer Speicherkapazitäten führt die höhere Gewichtung der Minimierung der Netzausgangsleistung in der Zielfunktion dazu, dass zum Ausgleich der Speicher- verluste dem System zusätzliche Energie aus dem Netz zugeführt werden muss. Im Bereich kleiner Kapazitäten des Heizungsspeichers wird über den gesamten Bereich der elektrischen Speicherkapazität die bilanzielle Autarkie nicht erreicht.

Zur Bewertung des Einflusses verschiedener Kombinationen der Kapazitäten von Heizungsspeicher und elektrischem Speicher und der darauf aufbauenden Entwicklung des Metamodells (Kapitel 5) werden 1444 Speicherkombinationen je Szenario und Variante untersucht. Dabei werden die Speicherkapazitäten in einem Bereich von $0 \dots 1$ pu betrachtet. Im Bereich kleinster Speicherkapazitäten $0 \leq e_{\text{sp}} \leq 0,02$ pu wird eine Schrittweite von $0,0025$ pu gewählt. Im Bereich $0,04$ pu $\leq e_{\text{sp}} \leq 0,3$ pu wird eine Schrittweite von $0,02$ pu gewählt und im Bereich $0,3$ pu $\leq e_{\text{sp}} \leq 1$ pu eine Schrittweite von $0,05$ pu. Zusätzlich wird die in Abschnitt 3.2 betrachtete typische Auslegung mit $0,00125$ pu eingefügt, sodass sowohl auf thermischer als auch auf elektrischer Seite jeweils 38 Speichergrößen betrachtet werden.

4.2 Minimierung der maximalen Austauschleistung

In diesem Abschnitt werden die Simulationsergebnisse hinsichtlich der maximalen Austauschleistung mit dem umgebenden Netz aus dem thermisch-elektrischen Optimierungsmodell für den gesamten betrachteten Bereich der Speicherkapazitäten dargestellt und diskutiert. Es handelt sich dabei um das primäre Optimierungsziel für das Gesamtsystem.

Die dargestellten Ergebnisse zur maximalen Austauschleistung der Referenzvariante und der Varianten 2015W und 2015S bilden in Kombination mit den Ergebnissen der übrigen Szenarien die Datengrundlage der nachfolgenden Ableitung des Metamodells in Kapitel 5. Weiterhin werden die Ergebnisse der Varianten 2045J und SFH60 dargestellt und in Bezug auf die Referenzvariante vergleichend diskutiert.

4.2.1 Referenzvariante in den Szenarien 1, 6 und 11

Abbildung 4.7 stellt die maximale Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}$ in Abhängigkeit der elektrischen Speicherkapazität $e_{\text{Sp,el}}$ und der Kapazität des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ für die Referenzvariante 2015J im Szenario 1 dar. Das Erreichen vollständiger Autarkie, also das Erreichen von $p_{\text{Netz,max}} = 0$, ist durch die weiße Linie in Abbildung 4.7 gekennzeichnet. Es wird deutlich, dass im Bereich $e_{\text{Sp,Heiz}} \leq 0,6$ pu die vollständige Autarkie unabhängig von der elektrischen Speicherkapazität nicht erreicht wird,

da die Steigerung der installierten EE-Leistung zum Ausgleich der Verluste des Heizungsspeichers in diesem Bereich noch nicht ausreicht, um die Verluste des elektrischen Speichers ebenfalls zu decken.

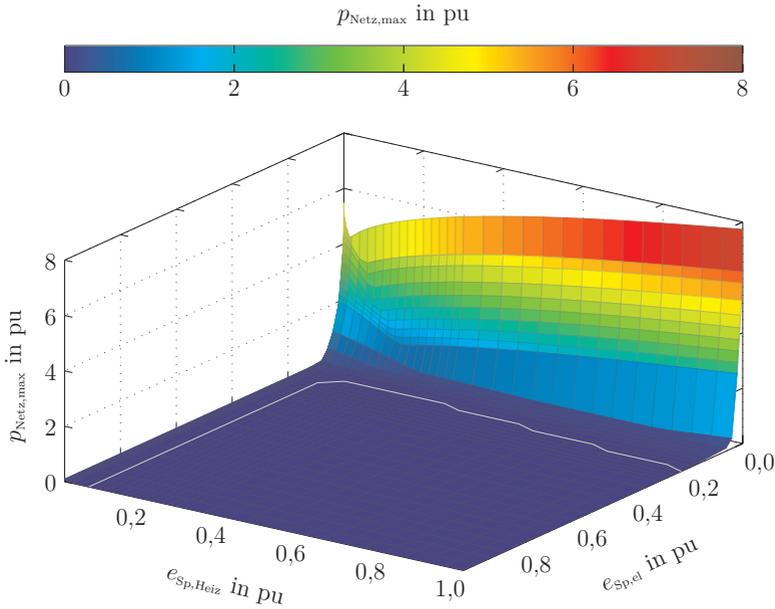


Abbildung 4.7: Maximale Netzbelastung im Szenario 1 in der Referenzvariante.

Dargestellt ist die maximale Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}$ über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{\text{Sp,el}}$ und des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ in der Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind). Die dargestellte weiße Linie zeigt Systemkonfigurationen für die mit minimaler Speicherkapazität vollständige Autarkie erreicht wird.

Wie aus Abbildung 4.1 hervorgeht, steigt die installierte EE-Leistung mit steigender Kapazität des Heizungsspeichers aufgrund der zunehmenden Speicherverluste an. Im Bereich kleiner Kapazitäten des Heizungsspeichers bei ebenfalls geringen elektrischen Speicherkapazitäten nimmt die maximale Austauschleistung zunächst ab, bevor diese mit steigender Heizungsspeicherkapazität wieder ansteigt.

Bei detaillierter Betrachtung der maximalen Netzaustauschleistung im Bereich kleiner elektrischer Speicherkapazitäten sind die weiteren Komponenten der Zielfunktion bei der Interpretation zu berücksichtigen. Mit steigender Kapazität des

Heizungsspeichers wird einerseits die installierte Erzeugungskapazität zum Ausgleich der steigenden thermischen Speicherverluste erhöht. Andererseits wird zum Ausgleich der maximalen Verlustleistung des Speichers ebenfalls die elektrische Nennleistung der Wärmepumpe vergrößert. Für den Bereich kleiner elektrischer Speicherkapazitäten gilt, dass im Bereich unterhalb des Minimums aufgrund geringerer Speicherkapazitäten die Austauschenergie höher ist als in der Systemkonfiguration des Minimums ($e_{Sp,el} = 0$ und $e_{Sp,Heiz} = 0,0175$ pu). Trotz geringerer installierter Erzeugerleistung kommt es aufgrund geringerer Flexibilität durch kleinere Kapazität des Heizungsspeichers zu höherer maximaler Rückspeiseleistung. Mit steigender elektrischer Speicherkapazität und damit einhergehender höherer Flexibilität verschiebt sich das Minimum der maximalen Austauschleistung in Abhängigkeit der Kapazität der Heizungsspeichers weiter in zu größeren Speicherkapazitäten und ist gleichzeitig weniger stark ausgeprägt. Mit zunehmender Kapazität des Heizungsspeichers im Bereich oberhalb des Minimums nimmt die Austauschenergie mit dem umgebenden System ab, gleichzeitig steigen die maximale Austauschleistung und der Energiebezug des Wärmepumpenbetriebs im Wesentlichen getrieben durch die steigenden Verluste des Heizungsspeichers an.

Die maximale Netzbelastung $p_{Netz,max}$ in Abhängigkeit der elektrischen Speicherkapazität $e_{Sp,el}$ und der des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ ist für das Szenario 6 in Abbildung 4.8 dargestellt. Der Bereich der Speicherkonfigurationen, in denen keine Leistung mit dem umgebenden System ausgetauscht wird und somit die vollständige Autarkie erreicht wird, ist wiederum durch die weiße Linie gekennzeichnet. Hinsichtlich der Detailbetrachtung des Einflusses steigender elektrischer Speicherkapazität ergibt sich eine ähnliche Charakteristik wie im Szenario 1 (vgl. Abbildung 4.7), wobei der Wert minimaler Rückspeisung ohne den Einsatz eines elektrischen Speichers bereits bei knapp der Hälfte der Speicherkapazität des Heizungsspeichers im Vergleich zum Szenario 1 erreicht wird.

Abbildung 4.9 zeigt die maximale Netzbelastung für die Referenzvariante im Szenario 11. Bei Betrachtung der vollständigen in Abbildung 4.9 dargestellten Fläche wird deutlich, dass gegenüber den beiden anderen diskutierten Szenarien der Leistungsaustausch mit dem umgebenden Netz erst bei deutlich höheren Speicherkapazitäten vermieden wird. Dies ist auf die saisonal stark schwankende Einspeisung durch 100% Photovoltaik zurückzuführen.

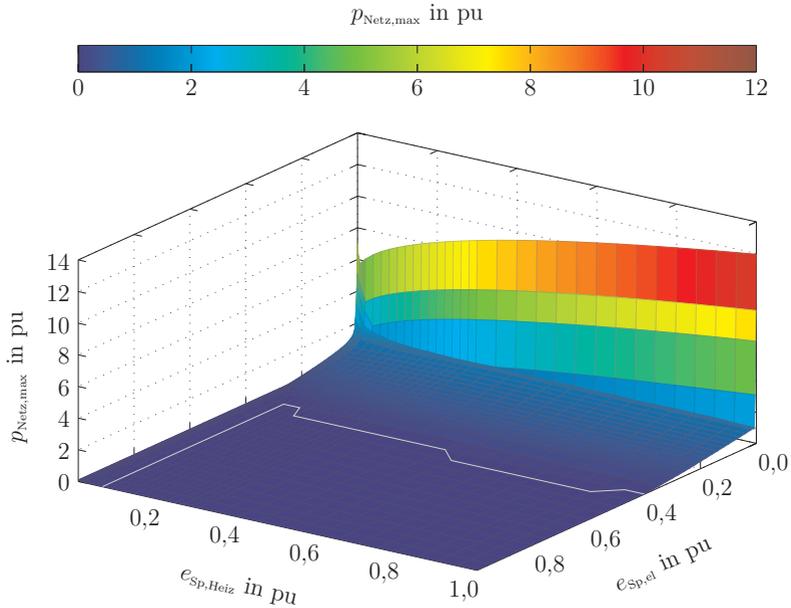


Abbildung 4.8: Maximale Netzbelastung im Szenario 6 in der Referenzvariante.

Dargestellt ist die maximale Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}$ über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{\text{Sp,el}}$ und des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ in der Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik). Die dargestellte weiße Linie zeigt Systemkonfigurationen für die mit minimaler Speicherkapazität vollständige Autarkie erreicht wird.

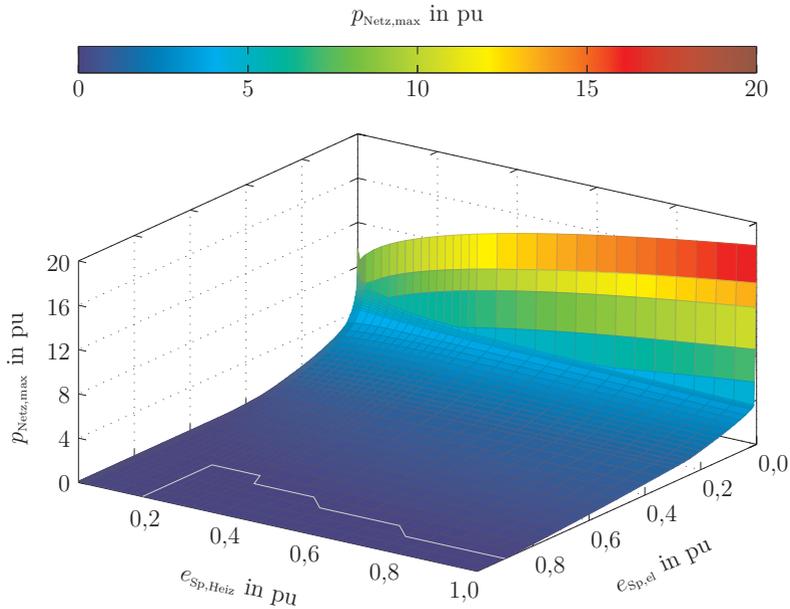


Abbildung 4.9: Maximale Netzbelastung im Szenario 11 in der Referenzvariante.

Dargestellt ist die maximale Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}$ über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{\text{Sp,el}}$ und des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ in der Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100 % Photovoltaik). Die dargestellte weiße Linie zeigt Systemkonfigurationen für die mit minimaler Speicherkapazität vollständige Autarkie erreicht wird.

Vergleich der betrachteten Szenarien Bei bilanzieller Eigenversorgung mit 100 % Wind (Szenario 1) werden, aufgrund der höchsten Volllaststundenzahl, die geringste installierte EE-Leistung und folglich die geringste maximale Netzbelastung durch Rückspeisung, im Vergleich der hier betrachteten Szenarien, erreicht. Die Reduktion der maximalen Netzbelastung durch den Einsatz kleiner elektrischer Speicherkapazitäten ist im Vergleich zu den anderen hier betrachteten Szenarien gering, da in der Charakteristik der Windenergieeinspeisung keine extremen Spitzen (in den Sommermonaten) vorhanden sind, die mit geringer elektrischer Speicherkapazität integriert werden könnten.

Im Szenario 6 bei bilanzieller Eigenversorgung mit 50 % Wind und 50 % Photovoltaik wird durch die Kombination der beiden Erzeugungstechnologien eine mittlere Volllaststundenzahl und somit eine mittlere maximale Netzbelastung durch Rückspeisung bei geringen Speicherkapazitäten erreicht. Mittels kleiner elektrischer Speicherkapazitäten können die im Erzeugungsmix vorhandenen Spitzen des Photovoltaikanteils der Einspeisung integriert werden, sodass eine starke Abnahme der maximale Netzbelastung in diesem Bereich zu verzeichnen ist. Im Vergleich zum Szenario 11 (100 % Photovoltaik) ist durch den Windanteil im Erzeugungsmix weniger saisonaler Ausgleich nötig, sodass bereits bei geringeren Speicherkapazitäten ein Leistungsaustausch mit dem umgebenden Netz vollständig vermieden werden kann.

Die höchsten Netzbelastung aller Szenarien wird durch die geringste Volllaststundenzahl der EE-Erzeugung im Szenario 11 bei bilanzieller Eigenversorgung mit 100 % Photovoltaik erreicht. Im Vergleich zum Szenario 6 wird im Bereich kleiner elektrischer Speicherkapazitäten ein etwas geringerer Abfall der maximalen Netzbelastung erreicht, da aufgrund der alleinigen Versorgung durch Photovoltaikerzeugung höhere Spitzen mit höherem Energieinhalt in der Einspeisecharakteristik vorhanden sind. Im Vergleich aller betrachteten Szenarien ist der höchste saisonale Ausgleich nötig, wodurch der langsamste Abfall der maximalen Netzbelastung mit steigender elektrischer Speicherkapazität erreicht wird.

Die erreichten Reduktionen der maximalen Netzbelastung in Bezug auf die jeweils installierte EE-Leistung sind in Abbildung 4.16 im Abschnitt 4.2.4 zusammengefasst.

4.2.2 Varianten 2015W und 2015S

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Extremwettervarianten 2015S und 2015W in den Szenarien 1, 6 und 11 den Ergebnissen der Referenzvariante (Abbildungen 4.7, 4.8 und 4.9) gegenübergestellt.

Szenario 1 Abbildung 4.10 stellt die Abweichung der maximalen Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}$ im Vergleich zur Referenzvariante für die Wetterjahre 2015W und 2015S im Szenario 1 dar. Wie bereits in Abschnitt 4.1.2 erläutert, werden gegenüber der Referenzvariante ausschließlich die meteorologischen Eingangsdaten geändert, während die Auslegungsparameter des Systems gleich bleiben. Die Bereiche, in denen entweder die Rückspeise- oder die Bezugsleistung dominieren, sind in Abbildung 4.10 entsprechend gekennzeichnet. In Abbildung 4.10a sind die entsprechenden Bereiche für die Referenzvariante dargestellt.

Der Vergleich der Abbildungen 4.10b und 4.10c zeigt, dass die Eingangsdaten der beiden Extremwetterjahre 2015W und 2015S ähnliche Auswirkungen auf die maximale Netzbelastung haben, was auf die ähnliche Abweichung in der Energiebilanz (vgl. Abbildung 4.6) zurückzuführen ist. Im Bereich geringer elektrischer Speicherkapazitäten, in dem die Rückspeiseleistung in das umgebende System dominierend ist, führt die geringere EE-Einspeisung somit zu einer Reduzierung der maximalen Netzbelastung um bis zu 1 pu, was einer Verringerung um etwa 6% gegenüber der Referenzvariante entspricht. Mit steigender elektrischer Speicherkapazität verbleibt in beiden Extremwetterjahren eine Austauschleistung mit dem umgebenden Netz von etwa 0,14 pu im Wetterjahr 2015S und von etwa 0,18 pu im Wetterjahr 2015W. Dies ist darauf zurückzuführen, dass im System gegenüber dem Auslegungspunkt etwa 10% weniger EE-Energie zur Verfügung steht und gleichzeitig in beiden Extremwetterjahren aufgrund der geringeren Temperaturen höhere Heizenergiebedarfe bestehen und die Verluste des Heizungsspeichers ebenfalls steigen (vgl. Tabelle 4.2). Aufgrund der deutlichen Abweichungen in der Energiebilanz wird für beide Extremwetterjahre die vollständige Autarkie ($p_{\text{Netz,max}} = 0$, $E_{\text{Bezug}} = E_{\text{Rück}} = 0$) nicht erreicht.

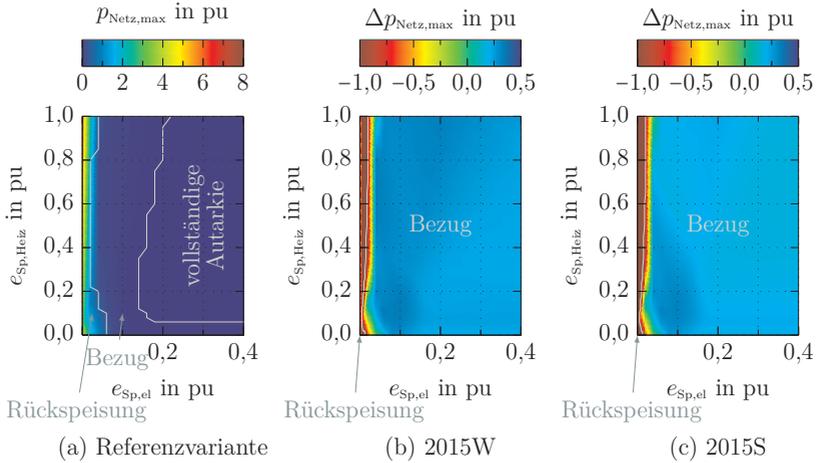


Abbildung 4.10: Maximale Netzbelastung in den Varianten 2015W und 2015S (Szenario 1).

(a) Dargestellt ist die maximale Netzbelastung $p_{Netz,max}$ über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ und des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ für die Referenzvariante im Szenario 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind), wobei die Bereiche in denen jeweils die mit dem umgebenden Netz ausgetauschte Rückspeise- beziehungsweise Bezugsleistung dominierend ist, entsprechend gekennzeichnet sind. (b) Dargestellt ist die Abweichung der maximalen Netzbelastung $\Delta p_{Netz,max}$ über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ und des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ der Variante 2015W gegenüber der Referenzvariante. (c) Dargestellt ist die Abweichung der maximalen Netzbelastung $\Delta p_{Netz,max}$ über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ und des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ der Variante 2015S gegenüber der Referenzvariante. Negative Abweichungen bedeuten gegenüber der Referenzvariante geringere Beträge der Leistung.

Szenario 6 Abbildung 4.11 zeigt die absolute Abweichung der maximalen Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}$ für die Extremwettervarianten 2015W und 2015S gegenüber der Referenzvariante 2015J im Szenario 6.

In Abbildung 4.11a ist die maximale Netzbelastung für die Referenzvariante dargestellt, wobei die Bereiche in denen die Rückspeise- beziehungsweise die Bezugsleistung dominierend sind, sowie der Bereich der bilanziellen Autarkie entsprechend gekennzeichnet sind. Anders als im zuvor diskutierten Szenario 1 zeigen sich im Szenario 6 in den beiden Extremwetterjahren deutlich unterschiedliche Abweichungen der maximalen Netzbelastung gegenüber der Referenzvariante, was durch die geänderte Energiebilanz in den Varianten verursacht wird. Für das Extremwetterjahr 2015W ergeben sich betragsmäßig geringere Abweichungen der Austauschleistung als es im Extremwetterjahr 2015S der Fall ist. Diese bleiben bis zu einer Speicherkapazität von etwa $e_{\text{Sp,el}} = 0,5 \text{ pu}$ und somit bis zum Erreichen der vollständigen Autarkie bestehen. Hinsichtlich der Energiebilanz (vgl. Tabelle 4.2 und Abbildung 4.6) ergibt sich für das Extremwetterjahr 2015W gegenüber den Annahmen zur Auslegung ein Energiedefizit im System, da der gesteigert Heizenergiebedarf einer ebenfalls reduzierten Einspeisung gegenübersteht. Dadurch ergibt sich eine vergleichsweise geringe Abweichung der maximalen Netzausgangsleistung bis $\Delta p_{\text{Netz,max}} = 0,5 \text{ pu}$, welche bis zum Erreichen der vollständigen Autarkie bestehen bleibt und durch den Energiebezug bestimmt wird. Aufgrund der unausgeglichenen Energiebilanz wird die vollständige Autarkie des Systems erst bei sehr hohen Speicherkapazitäten erreicht ($e_{\text{Sp,el}} > 0,8 \text{ pu}$, $e_{\text{Sp,el}} > 0,8 \text{ pu}$), da in diesem Bereich die Steigerung der installierten EE-Leistung zur Deckung zusätzlicher Speicherverluste im Heizungsspeicher ausreicht, um insgesamt zu einer ausgeglichenen Energiebilanz zu führen.

Für das Extremwetterjahr 2015S ergibt sich hinsichtlich der maximalen Netzausgangsleistung etwa ab einer elektrischen Speicherkapazität von $e_{\text{Sp,el}} \geq 0,2 \text{ pu}$ nur noch eine sehr geringe Abweichung gegenüber der Referenzvariante (vgl. Abbildung 4.11c), da ab dieser Speicherkapazität auch in der Variante 2015S die Bezugsleistung dominierend ist. Im Vergleich zu 2015W besteht eine in etwa ausgeglichene Energiebilanz (vgl. Tabelle 4.2), wobei aufgrund gesteigerter Photovoltaikeinspeisung in den Sommermonaten in diesem Bereich größere Energiemengen integriert werden müssen, als es in der Referenzvariante der Fall ist. Es kommt somit über einen weiten Bereich der elektrischen Speicherkapazität ($0 \leq e_{\text{Sp,el}} \leq 0,2 \text{ pu}$) zu höheren Rückspeiseleistungen, welche die maximale Netzbelastung ausmachen. Sobald die Photovoltaikeinspeisung mittels ausreichend großer elektrischer Speicherkapazitäten integriert werden kann und der Energiebezug in den Wintermonaten die maximale Netzbelastung bestimmt, ergeben sich lediglich sehr geringe Abweichungen gegenüber der Referenzvariante.

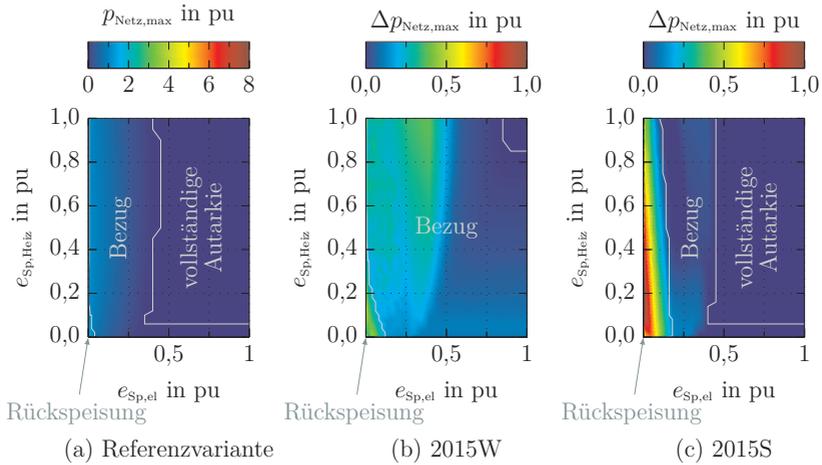


Abbildung 4.11: Maximale Netzbelastung in den Varianten 2015W und 2015S (Szenario 6).

(a) Dargestellt ist die maximale Netzbelastung $p_{Netz,max}$ über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ und des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ für die Referenzvariante im Szenario 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50 % Wind und 50 % Photovoltaik), wobei die Bereiche in denen jeweils die mit dem umgebenden Netz ausgetauschte Rückspeise- beziehungsweise Bezugsleistung dominierend ist, entsprechend gekennzeichnet sind. (b) Dargestellt ist die Abweichung der maximalen Netzbelastung $\Delta p_{Netz,max}$ über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ und des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ der Variante 2015W gegenüber der Referenzvariante. (c) Dargestellt ist die Abweichung der maximalen Netzbelastung $\Delta p_{Netz,max}$ über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ und des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ der Variante 2015S gegenüber der Referenzvariante. Negative Abweichungen bedeuten gegenüber der Referenzvariante geringere Beträge der Leistung.

Szenario 11 Abbildung 4.12 stellt die Abweichung der maximalen Netzbelastung für die Varianten 2015S und 2015W in Bezug auf die Referenzvariante im Wetterjahr 2015J dar. In den beiden Extremwetterjahren besteht ein Energieüberschuss im Auslegungspunkt (vgl. Tabelle 4.2 und Abbildung 4.6), wodurch über einen größeren Bereich der eingesetzten elektrischen Speicherkapazität als in der Referenzvariante die Rückspeiseleistung dominierend ist. In Variante 2015S fällt der Energieüberschuss so hoch aus, sodass in dieser Variante bis zum Erreichen der vollständigen Autarkie die Rückspeiseleistung höher als die Bezugsleistung ist.

Im Bereich $e_{\text{Sp,el}} \leq 0,005 \text{ pu}$ ergeben sich negative Abweichungen der maximalen Netzbelastung, sodass in den Varianten 2015S und 2015W geringere maximale Austauschleistung mit dem Netz besteht, als in der Referenzvariante (in Abbildung 4.12 nicht dargestellt). Dies ist darauf zurück zu führen, dass in den Extremwetterjahren zwar die Energiegewinnung aus der globalen Einstrahlung größer ist als in der Referenzvariante, aber die auftretenden Spitzenleistungen geringer sind, sodass bei kleinen elektrischen Speichern in diesen Extremwetterjahren geringere Rückspeiseleistungen als in der Referenzvariante verzeichnet werden.

Anders als in der Referenzvariante und der Variante 2015S wird in der Variante 2015W die vollständige Autarkie im Bereich großer Kapazitäten des Heizungsspeichers nicht erreicht. Für den Bereich $e_{\text{Sp,Heiz}} \geq 0,75 \text{ pu}$ wird zur Reduktion der maximalen Netzaustauschleistung die Kapazität des Heizungsspeichers vollständig ausgenutzt, was in den anderen Varianten in diesem Bereich der Speicherkapazitäten nicht der Fall ist. Aufgrund geringerer Umgebungstemperaturen erhöhen sich die Speicherverluste gegenüber der Referenzvariante, sodass bei großen $e_{\text{Sp,Heiz}}$ die Annahmen zur Auslegung der EE-Anlagen mit steigender Speicherkapazität nicht ausreichen, um Energiebedarf und Verluste vollständig zu decken.

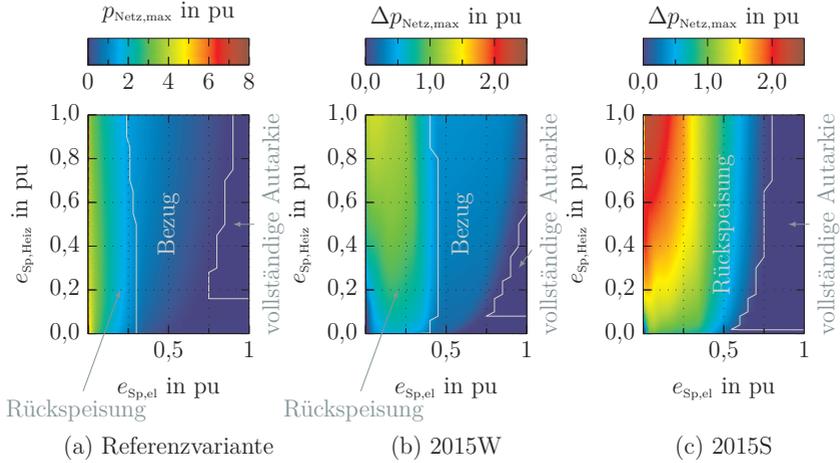


Abbildung 4.12: Maximale Netzbelastung in den Varianten 2015W und 2015S (Szenario 11).

(a) Dargestellt ist die maximale Netzbelastung $p_{Netz,max}$ über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ und des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ für die Referenzvariante im Szenario 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100 % Photovoltaik), wobei die Bereiche in denen jeweils die mit dem umgebenden Netz ausgetauschte Rückspeise- beziehungsweise Bezugsleistung dominierend ist, entsprechend gekennzeichnet sind. (b) Dargestellt ist die Abweichung der maximalen Netzbelastung $\Delta p_{Netz,max}$ über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ und des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ der Variante 2015W gegenüber der Referenzvariante. (c) Dargestellt ist die Abweichung der maximalen Netzbelastung $\Delta p_{Netz,max}$ über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ und des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ der Variante 2015S gegenüber der Referenzvariante. Negative Abweichungen bedeuten gegenüber der Referenzvariante geringere Beträge der Leistung.

4.2.3 Varianten 2045J und SFH60

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Varianten 2045J und SFH60 (vgl. Tabelle 4.1), für die im Auslegungspunkt wie in der Referenzvariante die Annahme der bilanziellen Autarkie erfüllt ist, für die Szenarien 1, 6 und 11 dargestellt und mit den jeweiligen Ergebnissen der Referenzvariante verglichen.

Szenario 1 Abbildung 4.13 stellt die Ergebnisse der maximalen Netzbelastung sowohl für die Referenzvariante 2015J als auch für die Varianten 2045J und SFH60 im Szenario 1 dar. Gegenüber der Referenzvariante ändert sich die installierte Leistung der EE-Anlagen aufgrund geänderter meteorologischer Eingangszeitreihen (vgl. Tabelle 4.2). Die installierte Leistung im Szenario 1 beträgt in der Variante 2045J 93 % des Wertes der Referenzvariante.

Die Abbildungen 4.13b und 4.13e stellen die maximale Netzaustauschleistung für die Variante 2045J dar. Der Vergleich der Abbildungen 4.13d und 4.13e zeigt, dass in der Variante 2045J eine ähnliche Charakteristik der Abnahme der maximalen Netzaustauschleistung mit steigender Speicherkapazität wie in der Referenzvariante besteht, wobei für die Variante 2045J bereits bei geringeren elektrischen Speicherkapazitäten eine deutliche Reduktion der maximalen Austauschleistung erfolgt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in der Variante 2045J aufgrund geänderter meteorologischer Eingangszeitreihen eine geringere installierte Leistung der EE-Anlagen erforderlich ist, um die bilanzielle Autarkie zu erreichen. Dadurch bestehen bereits geringere Erzeugungsspitzen, welche mit gegebener Speicherkapazität gegenüber der Referenzvariante deutlicher reduziert werden können.

Aus Abbildung 4.13b wird deutlich, dass über einen größeren Bereich der Speicherkapazitäten die Rückspeiseleistung dominierend ist, als es in der Referenzvariante der Fall ist. Aufgrund des verringerten Anteils des Heizwärmebedarfs am Gesamtenergiebedarf ist bei gegebener Speicherconfiguration der Effekt des Heizungsspeichers zur Integration der Einspeisespitzen geringer, da weniger Entladung stattfindet und somit der Speicher weniger flexibel eingesetzt werden kann. Aus demselben Grund wird die vollständige Autarkie erst bei größeren Speicherkapazitäten erreicht, da aufgrund des geringeren Heizenergiebedarfs der Ausgleich zwischen Einspeisung und Bedarf vermehrt mittels des elektrischen Speichers erfolgt und für diesen somit größere Kapazitäten benötigt werden.

Im Vergleich zur Referenzvariante ändert sich in der Variante SFH60 aufgrund des geänderten Gebäudestandards das Verhältnis des thermischen und elektrischen Bedarfs des Gebäudes. Während für den Gebäudestandard SFH30 der thermische Bedarf $E_{\text{Heiz,SFH30,2015J}} = 0,61 \text{ pu}$ beträgt steigt der thermische Bedarf für die Variante SFH60 auf $E_{\text{Heiz,SFH60,2015J}} = 1,3 \text{ pu}$ und damit um mehr als das doppelte an.

In der Detailbetrachtung der maximalen Netzaustauschleistung in Abbildung 4.13f zeigt sich auch für die Variante SFH60 eine ähnliche Charakteristik der Leis-

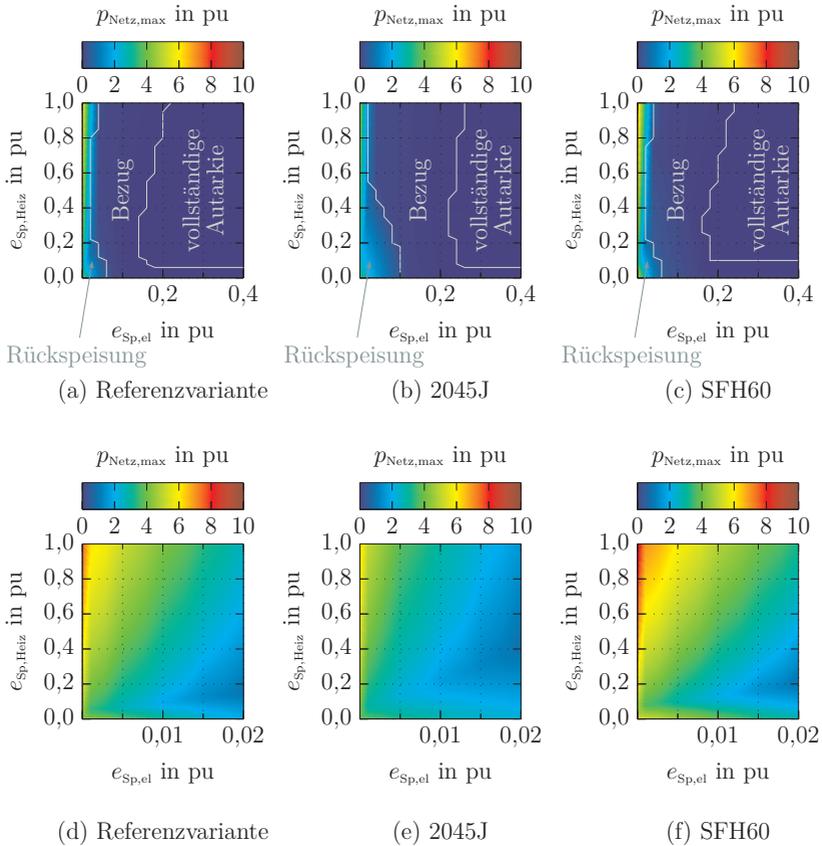


Abbildung 4.13: Maximale Netzbelastung für die Varianten 2045J und SFH60 (Szenario 1).

Dargestellt ist die maximale Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}$ über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{\text{Sp,el}}$ und des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ in der Referenzvariante (a) und (d) sowie in den Varianten 2045J (b) und (e) und SFH60 (c) und (f) im Szenario 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind). Die Diagramme in der oberen Zeile zeigen den Bereich $0 \leq e_{\text{Sp,el}} \leq 0,4$ pu mit Kennzeichnung der Bereiche in denen die mit dem umgebenden Netz ausgetauschte Rückspeise- beziehungsweise Bezugsleistung dominierend ist. In der unteren Zeile ist zur Detailbetrachtung jeweils der Bereich $0 \leq e_{\text{Sp,el}} \leq 0,02$ pu dargestellt.

tungsänderung mit steigenden Speicherkapazitäten wie in der Referenzvariante (Abbildung 4.13d). Trotz deutlich höherer installierter Leistung liegt die maximale Netzausgangsleistung im dargestellten Bereich der kleinen elektrischen Speicherkapazitäten in einer ähnlichen Größenordnung wie in der Referenzvariante. Dies ist auf den höheren Anteil des Heizenergiebedarfs im System und dem damit einhergehenden größeren Effekt des alleinigen Einsatzes des Heizungsspeichers zurückzuführen. Aufgrund höherer installierter Wärmepumpenleistung besteht im System bei gleicher Kapazität des Heizungsspeichers mehr Flexibilität zur Reduktion der maximalen Rückspeiseleistung (vgl. Abbildung 4.16 in Abschnitt 4.2.4). Wie aus dem Vergleich der Abbildungen 4.13c und 4.13a hervorgeht, wird die vollständige Autarkie des Systems in der Variante SFH60 bei etwas größeren elektrischen Speicherkapazitäten als in der Referenzvariante erreicht. Dies ist die Folge des erhöhten Heizenergiebedarfs im System, welcher höheren Energieumsatz in den Speichern und damit einhergehend höhere Speicherverluste nach sich zieht. Daraus folgt zusätzlicher Energiebezug über die Systemgrenze, bis die elektrische Speicherkapazität ausreichend groß ist, um den Heizungsspeicher zu entlasten und damit zu einer ausgeglichenen Energiebilanz und vollständiger Autarkie des Systems zu führen.

Szenario 6 Abbildung 4.14 stellt die Ergebnisse der maximalen Netzbelastung sowohl für die Referenzvariante 2015J als auch für die Varianten 2045J und SFH60 im Szenario 6 dar.

Die Abbildungen 4.14e und 4.14b zeigen die Ergebnisse in der Variante 2045J. Aufgrund des Photovoltaikanteils in der Erzeugung ist der saisonale Ausgleich zwischen den Einspeisespitzen in den Sommermonaten und den Heizbedarfsspitzen in den Wintermonaten erforderlich. Der Anteil des Heizenergiebedarfs am Gesamtbedarf im System ist in der Variante 2045J um etwa 16% geringer als in der Referenzvariante, sodass wegen der geringeren installierten EE-Leistung geringere Einspeisespitzen bestehen. Diese können mit gegebener Speicherkapazität gegenüber der Referenzvariante deutlicher reduziert werden (siehe auch Abbildung 4.16 in Abschnitt 4.2.4). Hinsichtlich des Erreichens der vollständigen Autarkie wird diese in der Variante 2045J gegenüber der Referenzvariante bereits bei geringfügig kleineren elektrischen Speicherkapazitäten erreicht. Dies ist eine Folge der verringerten Verluste des Heizungsspeichers aufgrund höherer Umgebungstemperaturen in der Variante 2045J. Somit sind geringere Speicherkapazitäten zum vollständigen saisonalen Energieausgleich ausreichend.

Die Abbildungen 4.14c und 4.14f stellen die maximale Netzausgangsleistung der Variante SFH60 dar. Aufgrund gleicher Auslegungsvoraussetzungen wie in der Referenzvariante, zeigt sich eine ähnliche Charakteristik der Abhängigkeit der maximalen Netzausgangsleistung von den eingesetzten Speicherkapazitäten. Aufgrund des höheren Anteils des Heizenergiebedarfs in dieser Variante ist höherer saisonaler Ausgleich zwischen Einspeisung und Bedarf erforderlich, was dem gegenteiligen Effekt der Variante 2045J entspricht. Wie im Szenario 1 wird für große Kapazitäten

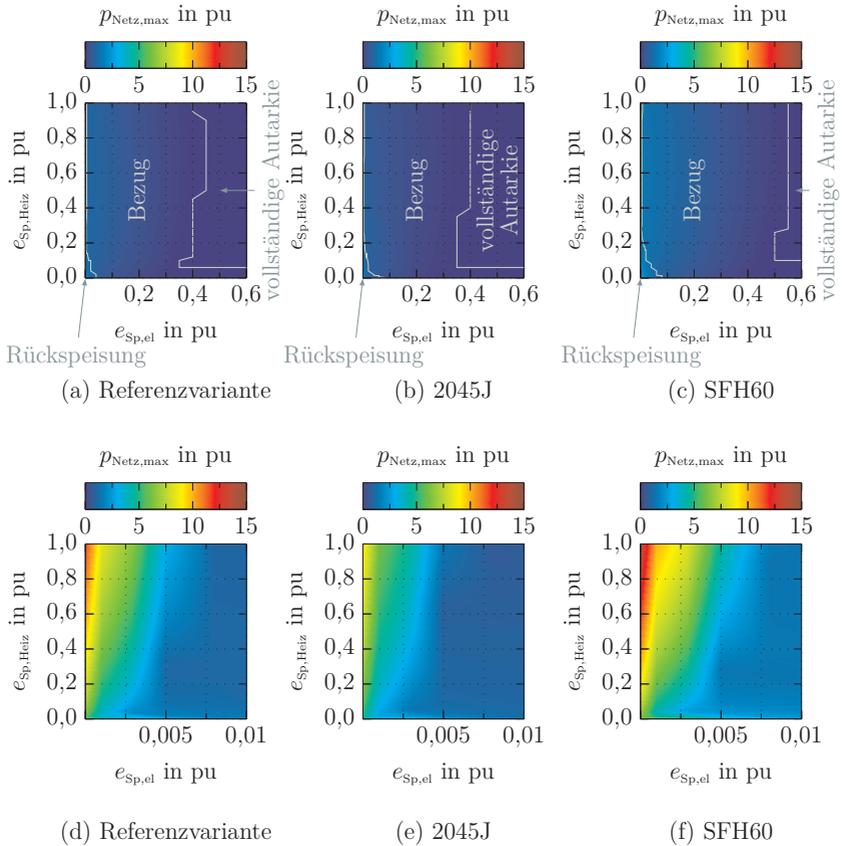


Abbildung 4.14: Maximale Netzbelastung für die Varianten 2045J und SFH60 (Szenario 6).

Dargestellt ist die maximale Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}$ über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{\text{Sp,el}}$ und des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ in der Referenzvariante (a) und (d) sowie in den Varianten 2045J (b) und (e) und SFH60 (c) und (f) im Szenario 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik). Die Diagramme in der oberen Zeile zeigen den Bereich $0 \leq e_{\text{Sp,el}} \leq 0,6$ pu mit Kennzeichnung der Bereiche in denen die mit dem umgebenden Netz ausgetauschte Rückspeise- beziehungsweise Bezugsleistung dominierend ist. In der unteren Zeile ist zur Detailbetrachtung jeweils der Bereich $0 \leq e_{\text{Sp,el}} \leq 0,01$ pu dargestellt.

des Heizungsspeichers aufgrund der höheren Wärmepumpenleistung eine deutlichere Reduktion der maximalen Rückspeiseleistung erzielt. Für kleine Speicher ist die Kapazität limitierend, sodass in diesem Bereich aufgrund des höheren Ausgleichsbedarfs die Reduktion der maximalen Rückspeisung deutlich geringer ausfällt als in der Referenzvariante. Aus demselben Grund wird die vollständige Autarkie in diesem Bereich erst bei deutlich höheren elektrischen Speicherkapazitäten erreicht.

Szenario 11 Abbildung 4.15 stellt die Ergebnisse der maximalen Netzbelastung sowohl für die Referenzvariante 2015J als auch für die Varianten 2045J und SFH60 im Szenario 11 dar.

Die Abbildungen 4.15b und 4.15e zeigen die Ergebnisse in der Variante 2045J. Die Reduktion der maximalen Rückspeiseleistung im Bereich kleiner elektrischer Speicher fällt in der Variante 2045J etwas geringer aus als in der Referenzvariante, was durch die geringere Flexibilität des Heizungsspeichereinsatzes aufgrund des geringeren Anteils an Heizwärmebedarf am Gesamtenergiebedarf begründet ist. Die vollständige Autarkie wird in der Variante 2045J bei etwas geringeren elektrischen Speicherkapazitäten erreicht, was ebenfalls auf das geänderte Verhältnis zwischen elektrischem und thermischem Energiebedarf zurückzuführen ist. Deshalb werden zum saisonalen Ausgleich zwischen Erzeugung und Energiebedarf in der Variante 2045J geringere Speicherkapazitäten benötigt. Auf ebendiesen Zusammenhang ist auch die deutlichere Reduktion der Austauschleistung im Bereich kleiner elektrischer Speicher und großer Kapazitäten des Heizungsspeichers zurückzuführen.

Die Abbildungen 4.15c und 4.15f stellen die maximale Netzaustauschleistung für das Szenario 11 in der Variante SFH60 dar. Wie aus Abbildung 4.15c hervorgeht, wird in dieser Variante die vollständige Autarkie im betrachteten Bereich der Speicherkapazitäten nicht erreicht. Trotz deutlich höherer installierter EE-Leistung in der Variante SFH60 (vgl. Tabelle 4.2) ergibt sich aufgrund der höheren Wärmepumpenleistung und des höheren Heizwärmebedarfs eine größere Flexibilität bei kleinen elektrischen Speichern, sodass eine deutlichere Reduktion der Rückspeisespitzen als in der Referenzvariante stattfindet (vgl. Abbildung 4.16 in Abschnitt 4.2.4).

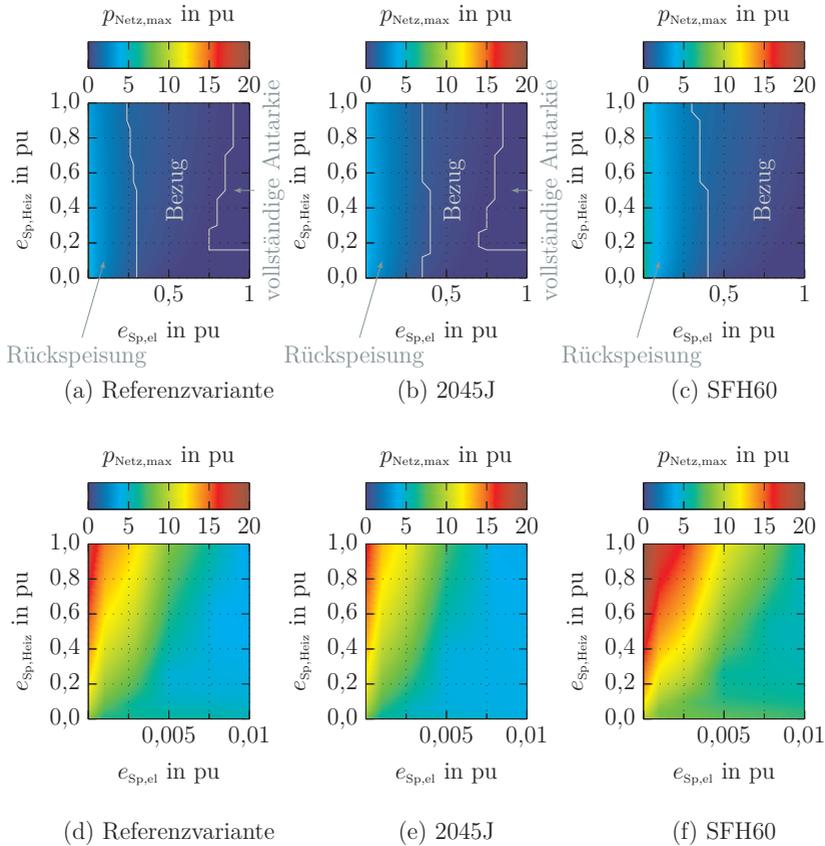


Abbildung 4.15: Maximale Netzbelastung für die Varianten 2045J und SFH60 (Szenario 11).

Dargestellt ist die maximale Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}$ über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{\text{Sp,el}}$ und des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ in der Referenzvariante (a) und (d) sowie in den Varianten 2045J (b) und (e) und SFH60 (c) und (f) im Szenario 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik). Die Diagramme in der oberen Zeile zeigen den Bereich $0 \leq e_{\text{Sp,el}} \leq 1$ pu mit Kennzeichnung der Bereiche in denen die mit dem umgebenden Netz ausgetauschte Rückspeisebeziehungsweise Bezugsleistung dominierend ist. In der unteren Zeile ist zur Detailbetrachtung jeweils der Bereich $0 \leq e_{\text{Sp,el}} \leq 0,01$ pu dargestellt.

4.2.4 Zwischenfazit

In allen betrachteten Szenarien und deren Varianten ist das Erreichen der vollständigen Autarkie und damit die Reduktion der maximalen Netzaustauschleistung auf $p_{\text{Netz,max}} = 0$, wenn überhaupt, nur durch das Vorhandensein beider betrachteter Speicherarten möglich. Im Bereich sehr kleiner Heizungsspeicherkapazitäten ist stets ein Leistungsaustausch mit dem umgebenden Netz erforderlich, um die innerhalb des elektrischen Speichers auftretenden Verluste zu decken. Diese Verluste werden gemäß Abschnitt 2.9 abhängig von der Leistung des Lade- bzw. Entladevorgangs berücksichtigt und fließen nicht in die Auslegung der benötigten installierten EE-Leistung (vgl. Abschnitt 4.1.1) ein, da sie im Vorhinein kaum abgeschätzt werden können.

Bezüglich des Einflusses geänderter Umgebungsbedingungen zeigen die dargestellten Ergebnisse, dass allein aufgrund dieser deutliche Abweichungen in den Simulationsergebnissen auftreten. Wie vorhergehend diskutiert wirken sich die aus den meteorologischen Eingangsdaten resultierenden Unterschiede des thermischen Bedarfs auf die Gesamtbilanz innerhalb des betrachteten System aus und beeinflussen somit entscheidend den Betrag der maximalen Netzbelastung. Der Vergleich der Ergebnisse für die Extremwettervarianten 2015S und 2015W mit denen der Referenzvariante 2015J zeigt, dass bei gleicher Systemkonfiguration durch geänderte Umgebungsbedingungen Abweichungen in der maximalen Netzbelastung bis $\Delta p_{\text{Netz,max}} = 2,5 \text{ pu}$ auftretend können, wobei im Szenario 11 aufgrund der größten saisonalen Abweichung zwischen Einspeisung und Bedarf ebenfalls die höchsten Abweichungen der maximalen Netzbelastung zu verzeichnen sind. Aufgrund deutlicher Abweichungen in der Energiebilanz des Systems, hervorgerufen durch geänderte Umgebungsbedingungen, wird im Extremfall des Szenario 1 die bilanzielle Autarkie des System für die beiden Extremwetterjahre nicht erreicht (vgl. auch Abschnitt 4.3). In den Szenarien 6 und 11 wird für das Extremwetterjahr 2015W die vollständige Autarkie nur für einen im Vergleich zur Referenzvarianten sehr kleinen Bereich der betrachteten Speicherkapazitäten erreicht.

Hinsichtlich des Erreichens des primären Optimierungsziels der Minimierung der Netzaustauschleistung $p_{\text{Netz,max}}$ ist im Vergleich der betrachteten Szenarien eine bilanzielle Eigenversorgung des Systems mit 100% Wind vorteilhaft, da insgesamt die geringste Netzbelastung auftritt und gleichzeitig bereits vergleichsweise kleine Speicherkapazitäten zum Erreichen vollständiger Autarkie ausreichen.

Abbildung 4.16 stellt die Reduktion der maximalen Netzaustauschleistung für die Varianten 2015S, 2015W, 2045J und SFH60 den Ergebnissen der Referenzvariante 2015J gegenüber. Dabei werden jeweils drei Auslegungspunkte für das System ohne elektrische Speicher $e_{\text{Sp,el}} = 0$ betrachtet. Zusätzlich wird die Speicherkonfiguration betrachtet, für die in der Referenzvariante im Szenario 1 bei minimalen Speicherkapazitäten die vollständige Autarkie des Systems erreicht wird.

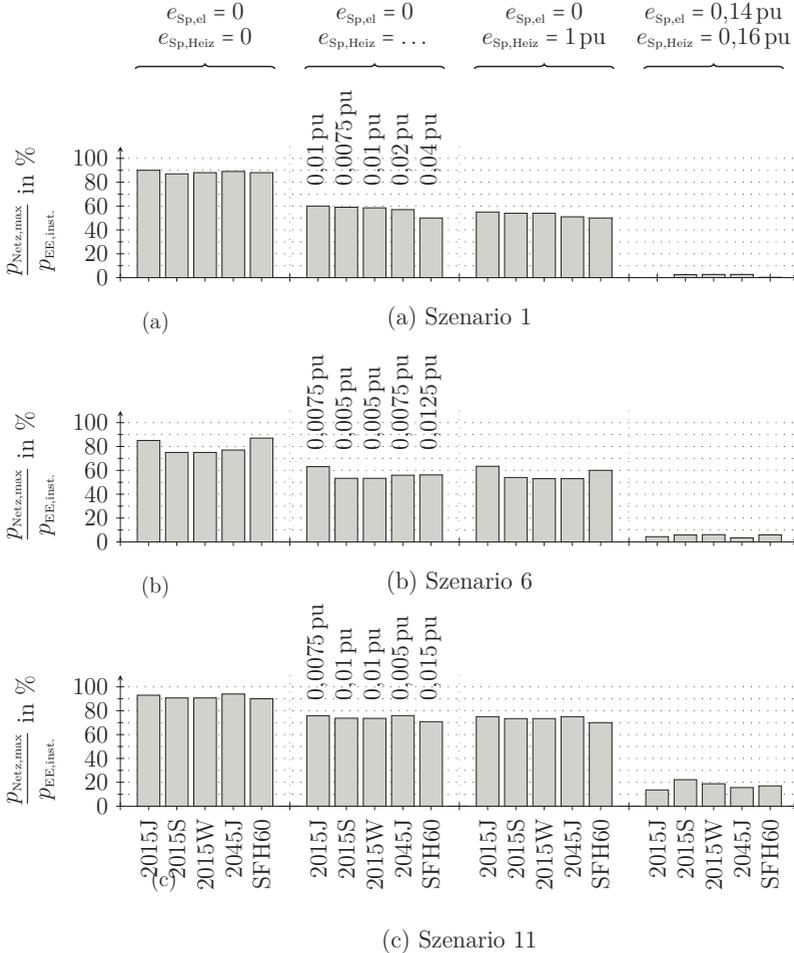


Abbildung 4.16: Maximale Netzbelastung in Bezug auf installierte EE-Leistung.

Dargestellt ist die maximale Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}$ in Bezug auf die jeweils installierte EE-Leistung $p_{\text{EE,inst}}$ in den betrachteten Varianten (Tabellen 4.1 und 4.2) für charakteristische Auslegungspunkte der eingesetzten Speicher. Der zweite betrachtete Auslegungspunkt (individuelle Kapazitäten des Heizungsspeichers) beschreibt jeweils den Punkt minimaler Netzbelastung im System ohne elektrischen Speicher. Für den vierten Auslegungspunkt wird im Szenario 1 bei geringstem Speichereinsatz für 2015J vollständige Autarkie erreicht.

Bezüglich der Wirksamkeit des alleinigen Einsatzes des Heizungsspeichers zur Reduktion der maximalen Netzbelastung wird deutlich, dass im Szenario 6 bei kombiniertem Einsatz von Wind- und Photovoltaik die deutlichste Reduktion zu verzeichnen ist. Für alle Szenarien zeigt sich ebenfalls, dass eine weitere Steigerung der Kapazität des Heizungsspeichers nicht zu einer weiteren Reduktion der maximalen Netzbelastung führt.

Der Einfluss steigender elektrischer Speicherkapazität auf die maximale Netzaustauschleistung lässt sich anhand des Auslegungspunktes $e_{\text{Sp,el}} = 0,14 \text{ pu}$, $e_{\text{Sp,Heiz}} = 0,16 \text{ pu}$ abschätzen. Während im Szenario 1 die vollständige Autarkie in der Referenzvariante in diesem Punkt bereits erreicht wird, verbleiben in den Szenarien 6 und 11 Netzbelastungen von 4,4% beziehungsweise 13,6% der installierten Erzeugerleistung.

4.2.5 Übertragung der Ergebnisse auf das Referenzgebäude

Nachfolgend werden die vorgestellten Ergebnisse hinsichtlich der Minimierung der Netzaustauschleistung in Bezug zu den Ergebnissen für das Referenzgebäude (vgl. Abschnitte 2.1 und 3.2) gesetzt, um eine Einordnung der erhaltenen Ergebnisse der umfangreichen Simulationsstudien in Bezug zu den aktuell verwendeten Speicherauslegungen zu ermöglichen. Zur besseren Interpretierbarkeit der Ergebnisse werden in diesem Abschnitt wiederum die physikalischen Werte verwendet. In diesem Abschnitt wird ausschließlich das Referenzgebäude mit einer bilanziellen Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik diskutiert.

Eingesetzte Speicherkapazitäten Abbildung 4.17 stellt die maximale Netzbelastung in Bezug zur installierten Photovoltaikleistung für verschiedenen Speicherkonfigurationen dar.

Die Auslegungsvarianten A, B, C und D hinsichtlich der in Abbildung 4.17 angegebenen Kombinationen der eingesetzten Speicherkapazitäten sind in Tabelle 3.3 (Abschnitt 3.2 auf Seite 38) definiert. Weiterhin wird mit $E_{\text{Sp,el}} = 0 \text{ kWh}$, $E_{\text{Sp,Heiz}} = 39,4 \text{ kWh}$ die Speicherkonfiguration einbezogen, für die im System ohne elektrischen Speicher die minimale Netzbelastung erreicht wird (vgl. Abbildung 4.16c). Außerdem sind zwei hinsichtlich der maximalen Netzbelastung austauschbare Speicherkonfigurationen dargestellt ($E_{\text{Sp,el}} = 6,56 \text{ kWh}$, $E_{\text{Sp,Heiz}} = 39,4 \text{ kWh}$ und $E_{\text{Sp,el}} = 13,1 \text{ kWh}$, $E_{\text{Sp,Heiz}} = 6,56 \text{ kWh}$), für die sich bei praktisch vertretbarer Speichergröße die gleiche maximale Netzbelastung ergibt.

Aus Abbildung 4.17 wird deutlich, dass im Fall der bilanziellen Eigenversorgung ausschließlich mittels Photovoltaik der Einsatz des elektrischen Speichers einen wesentlich höheren Effekt auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung hat, als es für den Einsatz des Heizungsspeichers der Fall ist. Mittels der nach den aktuellen Anforderungen dimensionierten Speichern (vgl. Abschnitte 2.1 und 3.2), deren

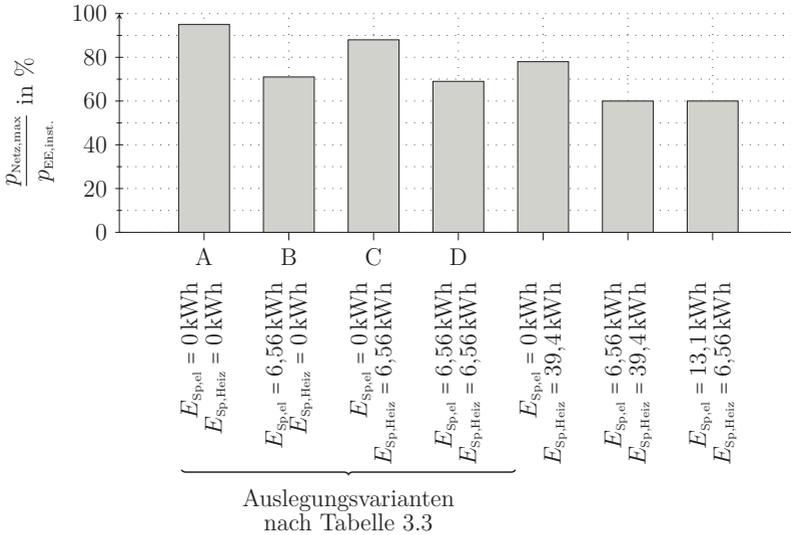


Abbildung 4.17: Maximale Netzbelastung für das Referenzgebäude.

Dargestellt ist die maximale Netzbelastung (Rückspeisung) für die angegebenen Speicherkonfigurationen für das Referenzgebäude (vgl. Abschnitt 2.1). Neben den Auslegungsvarianten nach Tabelle 3.3 sind ebenfalls die geringste Netzbelastung im System ohne elektrischen Speicher ($E_{Sp,el} = 0$ kWh, $E_{Sp,Heiz} = 39,4$ kWh) sowie zwei austauschbare Speicherkonfigurationen ($E_{Sp,el} = 6,56$ kWh, $E_{Sp,Heiz} = 39,4$ kWh und $E_{Sp,el} = 13,1$ kWh, $E_{Sp,Heiz} = 6,56$ kWh) dargestellt.

Einsatz in den Auslegungsvarianten A bis D dargestellt ist, ist die Reduktion der maximalen Netzbelastung auf minimal 69% der installierten EE-Leistung möglich. Eine deutliche Steigerung der eingesetzten Speicherkapazität auf $E_{Sp,el} = 6,56$ kWh, $E_{Sp,Heiz} = 39,4$ kWh und $E_{Sp,el} = 13,1$ kWh, $E_{Sp,Heiz} = 6,56$ kWh ermöglicht eine weitere Reduktion auf 60% der installierten EE-Leistung.

Tabelle 4.3 stellt ergänzend austauschbare Speicherkonfigurationen dar, die zur Reduktion der maximalen Netzbelastung auf 50%, 40% und 20% der installierten EE-Leistung führen, sowie diejenige Speicherkonfiguration, bei welcher erstmals die vollständige Autarkie (kein Energie- und Leistungsaustausch mit dem umgebenden System) des Einfamilienhauses erreicht wird. Es wird deutlich, dass sehr große Speicherkapazitäten nötig sind, um die Zielwerte zu erreichen, die (aus heutiger Sicht) für den Einfamilienhausbesitzer nicht zu einer wirtschaftlichen Energieversorgung führen. *Angenendt et al.* geben in [1] eine Batteriekapazität im Bereich 4...7,6 kWh als wirtschaftliche Auslegungsgröße an, wobei das obere Ende des

angegebenen Bereichs ausschließlich für den kombinierten Einsatz mit einer Wärmepumpe wirtschaftlich ist. Gleichzeitig kommen die Autoren zu dem Schluss, dass der Einsatz eines thermischen Speichers nicht wirtschaftlich ist, da dadurch die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe reduziert wird.

Tabelle 4.3: Reduktion der maximalen Netzbelastung im Referenzgebäude.

Angegeben sind austauschbare Speicherkonfigurationen des elektrischen und des Heizungsspeichers, die zu einer Reduktion der maximalen Netzbelastung auf den in der ersten Spalte angegebenen Wert führen. Aufgeführt sind jeweils maximal zwei austauschbare Speicherkonfigurationen, jeweils mit minimaler und maximaler Kapazität des Heizungsspeichers. Je nach Zielwert der Netzbelastung ergeben sich unterschiedlich viele einsetzbare Speicherkonfigurationen.

$\frac{p_{\text{Netz,max}}}{p_{\text{EE,inst.}}}$ in %	$E_{\text{Sp,el}}$ in kWh	$E_{\text{Sp,Heiz}}$ in kWh	$V_{\text{Sp,Heiz}}$ in l mit $\Delta\vartheta = 10\text{ K}$
50	39,4	13,1	1140
50	13,1	105	9100
40	105	0	0
40	26,2	315	2700
20	420	0	0
20	39,4	2888	250 000
0	3900	840	72 500

Zugehörige Kosten Hinsichtlich der Kosten der eingesetzten Speicherkapazitäten bestehen deutliche Vorteile für den Einsatz größerer Kapazitäten des Heizungsspeichers gegenüber einer Steigerung der eingesetzten elektrischen Speicherkapazität. Die zur Bestimmung der Speicherkosten verwendeten Kostenfunktionen sind im Anhang D dargestellt. In Tabelle 4.4 sind die Kosten der in Abbildung 4.17 dargestellten Speicherkonfigurationen angegeben.

Es wird deutlich, dass die Kosten des Heizungsspeichers gegenüber denen des elektrischen Speichers um etwa den Faktor 10 geringer sind. Somit ist, basierend ausschließlich auf den Nettokosten der Speicherkapazitäten, eine deutliche Vergrößerung des Heizungsspeichers gegenüber der Erhöhung der elektrischen Speicherkapazität vorzuziehen. Für die austauschbaren Speicherkonfigurationen ($E_{\text{Sp,el}} = 6,56\text{ kWh}$, $E_{\text{Sp,Heiz}} = 39,4\text{ kWh}$ und $E_{\text{Sp,el}} = 13,1\text{ kWh}$, $E_{\text{Sp,Heiz}} = 6,56\text{ kWh}$) in Abbildung 4.17 ergeben sich für die Konfiguration mit größerem Heizungsspeicher Kosten von 5380 €, während bei gleicher Reduktion der maximalen Netzbelastung durch Verdoppelung der elektrischen Speicherkapazität, Kosten in Höhe von 7270 € entstehen.

Tabelle 4.4: Kosten der eingesetzten Speicherkapazitäten.

Angegeben sind die Nettokosten der Speicherkapazitäten nach [36] (elektrischer Speicher: etwa 500 €/kWh) und [43] (Heizungsspeicher: etwa 50 €/kWh) für die in Abbildung 4.17 dargestellten Speicherkonfigurationen. Zusätzlich ist jeweils das Volumen des Heizungsspeichers bei einer Temperaturspreizung von 10 K angegeben.

Speicherkapazität in kWh	Kosten elektrischer Speicher in €	Kosten Heizungs- speicher in €	Heizungsspeicher- volumen in l
6,56	3300	350	570
13,1	6570	700	1140
39,4		2080	3400

Hinsichtlich der zusätzlichen Systemkosten ergibt sich gegenüber Auslegungsvariante D (vgl. Tabelle 3.3) für eine weitere Reduktion der maximalen Netzbelastung bezogen auf die installierte EE-Leistung um etwa 10 % ein Wert von 1730 €. Diese Kostendifferenz wäre beispielsweise als Anreiz für eine weitere Netzentlastung gegenüber dem Hauseigentümer seitens des Netzbetreibers zu zahlen.

4.3 Maximierung Vorortverbrauch und Minimierung Wärmepumpenenergie

Wie bereits im vorangegangenen Abschnitt 4.2 erläutert, liefert das thermisch-elektrische Optimierungsmodell für eine Vielzahl verschiedener Systemkonfigurationen hinsichtlich der elektrischen Speicherkapazität und der Kapazität des Heizungsspeichers Ergebnisse zu den Rückwirkungen des Systems auf das umgebende Netz und das Betriebsverhalten der einzelnen Systemkomponenten. Nachfolgend wird die Erfüllung des Optimierungsziels der Maximierung des Vorortverbrauchs anhand der erreichten Autarkiegrade exemplarisch anhand der Szenarien 1, 6 und 11 dargestellt und diskutiert. Weiterhin wird auf den direkt mit dem Vorortverbrauch verknüpften Energiebezug der Wärmepumpe eingegangen.

4.3.1 Szenario 1

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse für das Szenario 1 mit einer bilanziellen Eigenversorgung im Auslegungspunkt mit ausschließlich Windenergie dargestellt und diskutiert.

Referenzvariante 2015J Abbildung 4.18 stellt die erreichten Autarkiegrade in Abhängigkeit der elektrischen Speicherkapazität und der Kapazität des Heizungsspeichers für eine bilanzielle Eigenversorgung mit 100 % Wind für das Referenzwetterjahr 2015J dar. Die Kennzeichnung der Bereiche bezieht sich auf die Energiebilanz innerhalb des Systems. Es wird deutlich, dass außerhalb des Bereichs der bilanziellen Autarkie stets ein Energiedefizit innerhalb des Systems besteht, welches durch Bezug aus dem umgebenden Netz ausgeglichen wird. Im Bereich $e_{\text{Sp,Heiz}} \leq 0,06$ pu wird die vollständige Autarkie des Systems unabhängig von der eingesetzten elektrischen Speicherkapazität nicht erreicht. Dies ist auf die Vernachlässigung der elektrischen Speicherverluste, welche in Abbildung 4.19c dargestellt sind, in der Systemauslegung zurückzuführen.

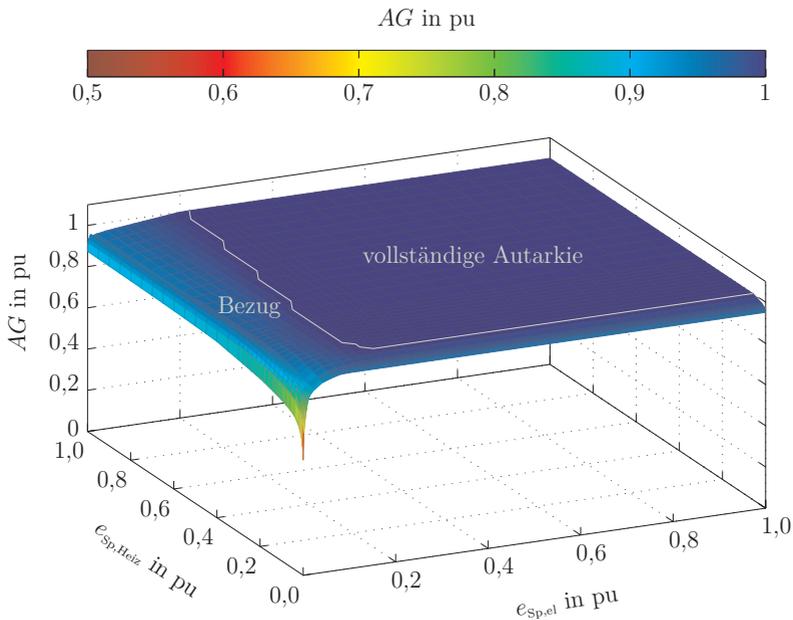


Abbildung 4.18: Autarkiegrad im Szenario 1 in der Referenzvariante.

Dargestellt ist der Autarkiegrad AG über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{\text{Sp,el}}$ und des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ für die Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100 % Wind). Die dargestellte weiße Linie zeigt Systemkonfigurationen für die mit minimaler Speicherkapazität vollständige Autarkie erreicht wird. Bei kleinerer Speicherkapazität dominiert der Energiebezug aus dem umgebenden Netz.

Die Energiebilanz des Systems wird für die Referenzvariante ausschließlich durch Abweichungen im Jahresenergiebezug der Wärmepumpe durch Flexibilisierung gegenüber dem Auslegungspunkt und die Verluste der Speicher beeinflusst. Abbildung 4.19 stellt deshalb die Verluste des Heizungsspeichers und die des elektrischen Speichers dar. Im System ohne Speicher ($e_{\text{Sp,el}} = 0$ und $e_{\text{Sp,Heiz}} = 0$) wird eine Jahresarbeitszahl für die Heizwärmebereitstellung von $SCOP_{2015\text{J,SFH30}} = 3,38$ pu erreicht. Durch den gegenüber der Annahme zur Systemauslegung abweichende Jahresarbeitszahl, beträgt das Energiedefizit im elektrischen System etwa $\Delta E_{\text{System}} = 0,01$ pu, was bedeutet, dass im Auslegungspunkt zusätzliche Energie aus dem umgebenden Netz bezogen wird.

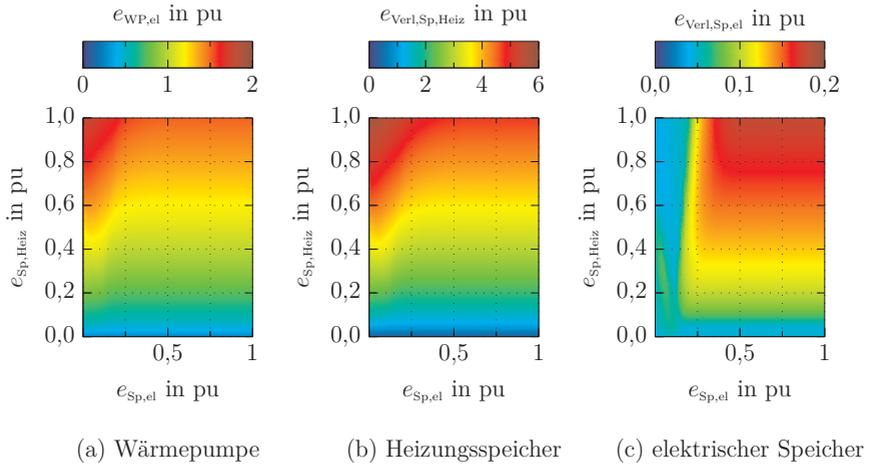


Abbildung 4.19: Wärmepumpenenergie und Speicherverluste im Szenario 1 in der Referenzvariante.

Dargestellt sind die elektrische Wärmepumpenenergie $e_{\text{WP,el}}$ (a), die Verluste des Heizungsspeichers $e_{\text{Verl,Sp,Heiz}}$ (b) und die Verluste des elektrischen Speichers $e_{\text{Verl,Sp,el}}$ (c) über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{\text{Sp,el}}$ und des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ im Szenario 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind) für die Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2).

In Abbildung 4.19b sind die Verluste des Heizungsspeichers dargestellt, welche unmittelbar mit dem Energiebezug des Wärmepumpenbetriebs und damit mit dem Optimierungsziel der Minimierung dessen verknüpft sind. Es wird deutlich, dass die Verluste mit steigender Kapazität ansteigen, was auf Annahme der Kapazitätsabhängigkeit der Verluste nach Gleichung 2.12 zurückzuführen ist, sodass

der Energiebezug der Wärmepumpe ebenfalls zunimmt (Abbildung 4.19a). Die Verluste des Heizungsspeichers übersteigen den thermischen Heizenergiebedarf des Systems von $E_{\text{heiz}} = 0,61 \text{ pu}$ mit bis zu $E_{\text{Verl,Sp,heiz}} = 5,33 \text{ pu}$ deutlich, sodass der überwiegende Anteil der Wärmepumpenenergie ausschließlich zur Deckung der Bereitschaftsverluste des Heizungsspeichers eingesetzt wird.

Im Bereich kleiner Kapazitäten (etwa $0 \leq e_{\text{Sp,el}} \leq 0,2 \text{ pu}$) wird der elektrische Speicher durchgängig bei hohen Ladezuständen betrieben, da zwischen der Aufnahme von Erzeugungsspitzen wenig Entladung zur Deckung der elektrischen Haushaltslast möglich ist. Dies führt zum verstärkten Einsatz der Wärmepumpe in Kombination mit dem Heizungsspeicher zur Integration der Erzeugungsspitzen, was erhöhte Verluste auf thermischer Seite zur Folge hat. Mit steigender elektrischer Speicherkapazität wird der Speicher hingegen mit mittleren Ladezuständen betrieben, sodass die Integration der Erzeugungsspitzen über den elektrischen Speicher erfolgt, was eine Reduktion der maximalen Austauschleistung und gleichzeitig eine Verringerung des Wärmepumpeneinsatzes und somit der Verluste des Heizungsspeichers zur Folge hat. Dies führt somit zu einer ausgeglichenen Energiebilanz und damit zum Erreichen der vollständigen Autarkie.

Varianten 2015W und 2015S Wie bereits im Abschnitt 4.2.2 erläutert, wird die vollständige Autarkie des Systems für die beiden Extremwetterjahre 2015W und 2015S aufgrund deutlicher Abweichungen in der Energiebilanz nicht erreicht. Hinsichtlich des, im Wesentlichen durch die Speicherverluste beeinflussten, Energiebezugs der Wärmepumpe ergeben sich kaum Abweichungen gegenüber der Referenzvariante.

Abbildung 4.20 stellt die Abweichung der Autarkiegrade gegenüber der Referenzvariante für fünf charakteristische Punkte (minimale und maximale Speicherkapazitäten und Werte der üblichen Auslegung (vgl. Abschnitt 3.2)) dar. Insbesondere im Bereich kleiner Kapazitäten des Heizungsspeichers bestehen in beiden Extremwetterjahren große Abweichungen von deutlich mehr als 10% in Bezug auf die im Referenzwetterjahr erreichten Werte. Dies liegt wiederum darin begründet, dass die Verluste des elektrischen Speichers nicht in der Auslegung zur bilanziellen Autarkie einbezogen sind und gleichzeitig in den Extremwetterjahren ohnehin eine geringere Einspeisung bei gleichzeitig höherem thermischen Bedarf bestehen.

Variante 2045J Die hier dargestellten Ergebnisse basieren auf gegenüber der Referenzvariante 2015J veränderten installierten Leistungen der EE-Anlagen sowie veränderten meteorologischen Eingangsdaten (vgl. Abschnitt 4.1.3), sodass die bilanzielle Autarkie des Systems im Auslegungspunkt nahezu erreicht wird. Die erreichten Autarkiegrade, die Speicherverluste und der Energiebezug der Wärmepumpe (Abbildung 4.21) weisen somit grundsätzlich eine ähnliche Abhängigkeit von den eingesetzten Speicherkapazitäten wie in der Referenzvariante auf. Allerdings wird die vollständige Autarkie erst bei geringfügig größeren elektrischen

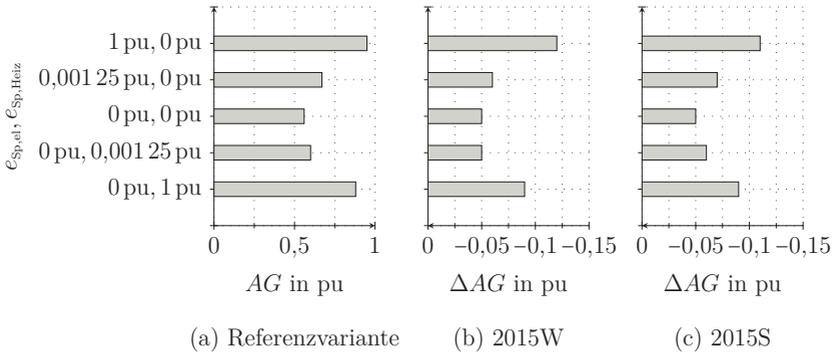


Abbildung 4.20: Autarkiegrade in den Varianten 2015J, 2015W und 2015S im Szenario 1.

Dargestellt sind die erreichten Autarkiegrade AG für die Referenzvariante (a) sowie die absolute Abweichungen ΔAG in den Varianten 2015W (b) und 2015S (c) gegenüber der Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind).

Speicherkapazitäten als in der Referenzvariante erreicht. Die Verluste des Heizungsspeichers sind in der Variante 2045J trotz höherer Ladezustände geringer als in der Referenzvariante, da aufgrund gesteigerter mittlerer Umgebungstemperaturen der ladezustandsabhängige Verlustwärmestrom (Gleichung 2.12) geringer ist. Dies führt trotz ähnlicher Betriebsweise der Speicher zu einer Verringerung des Energiebezugs der Wärmepumpe gegenüber der Referenzvariante.

Im Vergleich zur Referenzvariante tritt im Bereich kleiner elektrischer Speicherkapazitäten eine deutliche Steigerung der Verluste auf. Dies ist auf einen erhöhten Energieumsatz zur Reduzierung der maximalen Austauschleistung zurückzuführen, was gleichzeitig eine Verringerung des Autarkiegrades in diesem Bereich zur Folge hat. Abbildung 4.22b stellt die absoluten Abweichungen der Erreichten Autarkiegrade für die gewählten charakteristischen Speicherkonfigurationen gegenüber der Referenzvariante dar.

Im System ohne Speicher tritt keine Änderung gegenüber der Referenzvariante auf. Ebenfalls ergibt sich für die Speicherkonfiguration $e_{Sp,el} = 0, e_{Sp,Heiz} = 1$ pu keine Abweichung gegenüber der Referenzvariante, was auf den identischen Einsatz des elektrischen Speichers in beiden Varianten schließen lässt, da dessen Verluste, welche den Autarkiegrad in diesem Punkt ausschließlich beeinflussen, gleich sind. Gleiches gilt für den Einsatz des Heizungsspeichers im Punkt $e_{Sp,el} = 1$ pu, $e_{Sp,Heiz} = 0$ pu. Geringfügige Abweichungen des Autarkiegrades von $\Delta AG = 0,01$ pu treten für den Einsatz

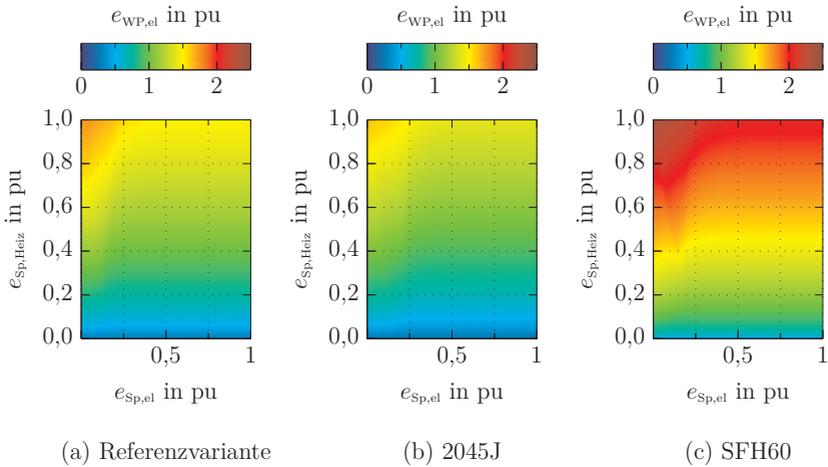


Abbildung 4.21: Wärmepumpenenergie im Szenario 1 in den Varianten 2045J und SFH60.

Dargestellt ist die elektrische Wärmepumpenenergie $e_{WP,el}$ der Referenzvarianten 2015J (a), der Variante 2045J (b) und der Variante SFH60 (c) über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ und des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind).

kleiner Speicherkapazitäten auf, wobei gleichzeitig eine deutlichere Reduzierung der maximalen Netzaustauschleistung $p_{Netz,max}$ gegenüber der Referenzvariante erreicht wird. Bezogen auf die jeweils installierten EE-Leistungen ergibt sich in der Variante 2045J eine um etwa 2% gesteigerte Reduktion. Da die maximale Netzbelastung in der Zielfunktion stärker gewichtet wird, als die ausgeglichene Energiebilanz, sodass zu Gunsten der Reduktion von $p_{Netz,max}$ die Verringerung der Autarkiegrade in diesen Punkten gegenüber der Referenzvariante sinkt.

Variante SFH60 Gegenüber der Referenzvariante ändert sich in der Variante SFH60 im Wesentlichen das Verhältnis zwischen thermischem und elektrischem Energiebedarf innerhalb des Systems und damit einhergehend die installierte EE-Leistung (vgl. Abschnitt 4.1.4), sodass die bilanzielle Autarkie des Systems erreicht wird. Der gesteigerte Heizenergiebedarf wirkt sich einerseits auf den Energiebezug der Wärmepumpe im Auslegungspunkt und andererseits auf eine deutliche Steigerung des Energiedurchsatzes des Heizungsspeichers aus. Somit ergibt sich gegenüber der Referenzvariante eine deutliche Steigerung der Wärmepumpenenergie aber

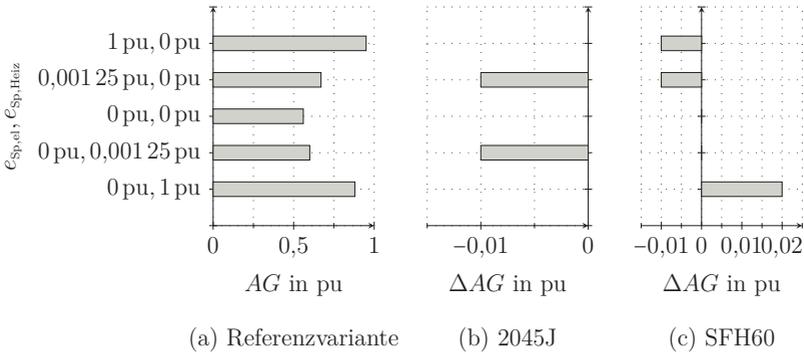


Abbildung 4.22: Autarkiegrade in den Varianten 2015J, 2045J und SFH60 im Szenario 1.

Dargestellt sind die erreichten Autarkiegrade AG für die Referenzvariante (a) sowie die absolute Abweichungen ΔAG in den Varianten 2045J (b) und SFH60 (c) gegenüber der Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind).

grundsätzlich derselbe Einfluss steigender elektrischer Speicherkapazitäten wie in der Referenzvariante (vgl. Abbildung 4.21c).

Die in Abbildung 4.22c dargestellte absolute Abweichung der Autarkiegrade gegenüber der Referenzvariante zeigt, dass im Referenzwetterjahr 2015J auch bei Gebäuden mit höherem thermischen Bedarf unter der Annahme bilanzieller Autarkie lediglich geringe Abweichungen gegenüber der Referenzvariante mit deutlich geringerem thermischen Bedarf zu verzeichnen sind. Wie bereits im Abschnitt 4.2.3 erläutert, ist aufgrund der gegenüber der Referenzvariante erhöhten Wärmepumpenleistung im System mit Heizungsspeicher eine höhere Flexibilität und größeres Integrationspotential für die Erzeugungsspitzen vorhanden. Dies führt bei gleicher Speicherkapazität zur Erhöhung des Autarkiegrades durch Verringerung der Austauschenergie. Durch alleinigen Einsatz des elektrischen Speichers kommt es zu einer geringfügigen Verringerung des Autarkiegrades, da durch die höhere installierte EE-Leistung ein vermehrte Einsatz des elektrischen Speichers erforderlich ist, wodurch wiederum dessen Verluste steigen und damit einhergehend der Autarkiegrade sinkt.

4.3.2 Szenario 6

In diesem Abschnitt werden die erreichten Autarkiegrade und der Energiebezug der Wärmepumpe aller betrachteten Varianten im Szenario 6 bei bilanzieller Eigenver-

sorgung im Auslegungspunkt mit 50 % Wind und 50 % Photovoltaik dargestellt und vergleichend diskutiert.

Referenzvariante 2015J Abbildung 4.23 stellt die Autarkiegrade in Abhängigkeit der elektrischen Speicherkapazität und der Kapazität des Heizungsspeichers für eine bilanzielle Eigenversorgung mit 50 % Wind und 50 % Photovoltaik für die Referenzvariante dar.

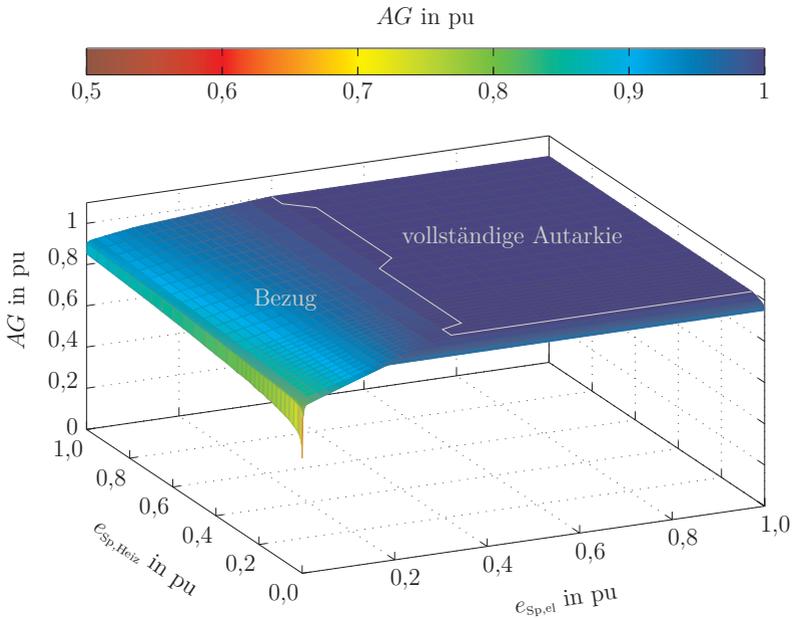


Abbildung 4.23: Autarkiegrad im Szenario 6 in der Referenzvariante.

Dargestellt ist der Autarkiegrad AG über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ und des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ für die Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50 % Wind und 50 % Photovoltaik). Die dargestellte weiße Linie zeigt Systemkonfigurationen für die mit minimaler Speicherkapazität vollständige Autarkie erreicht wird. Bei kleinerer Speicherkapazität dominiert der Energiebezug aus dem umgebenden Netz.

Die vollständige Autarkie wird ab einer elektrischen Speicherkapazität von etwa $e_{Sp,el} = 0,4pu$ erreicht, was gegenüber Szenario 1 eine Steigerung auf etwa den doppelten Wert bedeutet. Durch den Photovoltaikanteil in der Erzeugung sind in

der Residuallast deutlich höhere Erzeugungsspitzen als im Szenario 1 vorhanden. Gleichzeitig ist ein erhöhter saisonaler Ausgleich zwischen Einspeisung und Heizenergiebedarf nötig, sodass über den gesamten Bereich der betrachteten Kapazität diese vollständig ausgenutzt wird, während im Szenario 1 ein deutlich kleiner Bereich der Kapazität genutzt wird.

Im Bereich der elektrischen Speicherkapazität $e_{\text{Sp,el}} < 0,02$ pu wird der Speicher aufgrund der geringen Kapazität nicht zum saisonalen Ausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf eingesetzt, sondern im überwiegenden Teil des Jahres, insbesondere bei hoher PV-Einspeisung, für die Integration von Erzeugungsspitzen durch untertägigen Ausgleich. Mit steigender elektrischer Speicherkapazität wird auch dieser vermehrt für den saisonalen Ausgleich eingesetzt, um den elektrischen Haushaltsbedarf in den einspeiseärmeren Wintermonaten zu decken.

Abbildung 4.24 stellt die elektrische Wärmepumpenenergie sowie die Speicherverluste im Szenario 6 in der Referenzvariante dar.

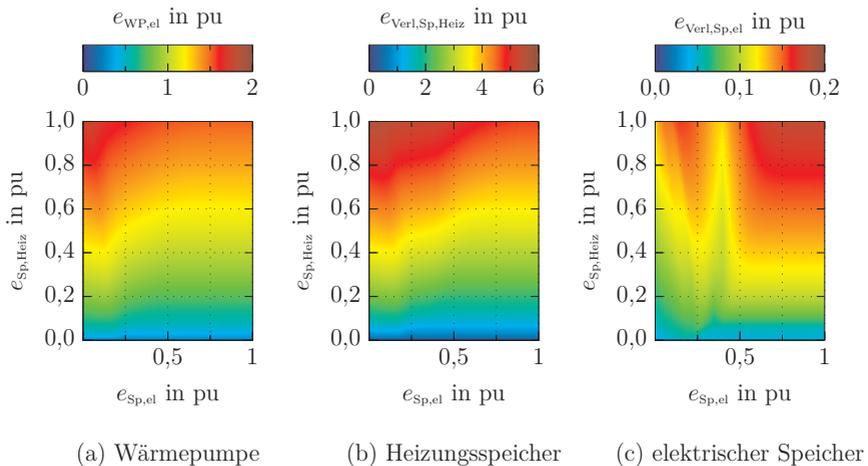


Abbildung 4.24: Wärmepumpenenergie und Speicherverluste im Szenario 6 in der Referenzvariante.

Dargestellt ist die elektrische Wärmepumpenenergie $e_{\text{WP,el}}$ (a), die Verluste des Heizungsspeichers $e_{\text{Verl,Sp,Heiz}}$ (b) und die Verluste des elektrischen Speichers $e_{\text{Verl,Sp,el}}$ (c) über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{\text{Sp,el}}$ und des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ im Szenario 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik) für die Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2).

Im Vergleich zu Szenario 1 (Abbildung 4.19) wird der Energiebezug der Wärmepumpe erst bei etwa der doppelten elektrischen Speicherkapazität deutlich reduziert. Dies ist wiederum auf den, im Vergleich zur bilanziellen Eigenversorgung mit 100% Wind (Szenario 1), erhöhten saisonalen Ausgleichsbedarf zwischen Einspeisung und Energiebedarf zurückzuführen.

Varianten 2015W und 2015S Abbildung 4.25 stellt die Wärmepumpenenergie in Abhängigkeit der eingesetzten Speicherkapazitäten für die Varianten 2015W und 2015S sowie für die Referenzvariante dar.

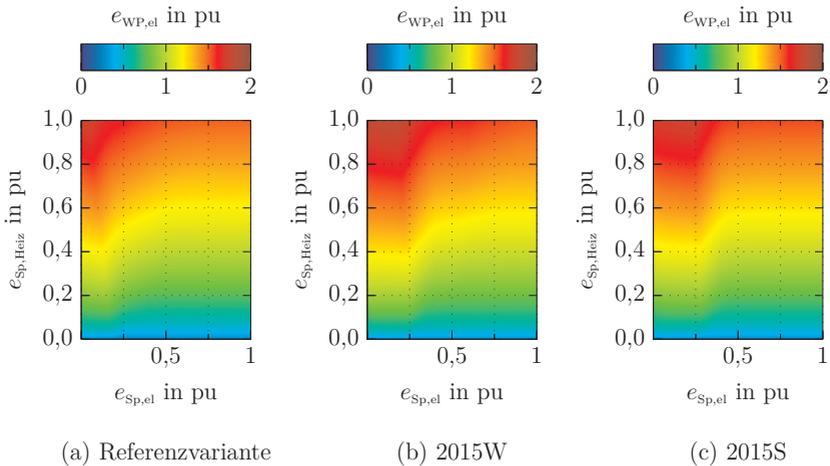


Abbildung 4.25: Wärmepumpenenergie im Szenario 6 in den Varianten 2015J, 2015W und 2015S.

Dargestellt ist der Energiebezug der Wärmepumpe $e_{WP,el}$ über der Kapazität des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ und des Heizspeichers $e_{Sp,Heiz}$ in der Referenzvariante 2015J (a), der Variante 2015W (b) und der Variante 2015S (c) (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik)

Im Wetterjahr 2015W ist die im System bereitgestellte EE-Energie geringer als im Referenzwetterjahr, da die verringerte Windenergieeinspeisung nicht durch die gesteigerte Photovoltaikeinspeisung ausgeglichen werden kann (vgl. Abbildungen 4.4 und 4.3). Somit steht im System eine um 2,2% verringerte EE-Einspeisung zur Verfügung. Gleichermaßen erhöht sich der Heizwärmebedarf im Wetterjahr 2015W gegenüber dem Referenzwetterjahr um etwa 20% (thermisch), sodass der verringerten Einspeisung ein höherer Energiebedarf gegenübersteht. Im Wetterjahr 2015S hingegen ergibt sich durch die im Mittel höhere Globalstrahlung trotz verringerter

mittlerer Windgeschwindigkeit eine zusätzliche EE-Bereitstellung im System von 1,7%. Die Erhöhung des Heizenergiebedarfs beträgt für das Wetterjahr 2015S etwa 10% (thermisch) gegenüber dem Bedarf des Referenzwetterjahres. Die Steigerung der EE-Erzeugung gegenüber der Referenzvariante tritt aufgrund höherer Globalstrahlungswerte vornehmlich in den Sommermonaten auf, was dazu führt, dass die Speicher im Vergleich zur Referenzvariante vermehrt zum saisonalen Ausgleich eingesetzt werden müssen.

Aus Abbildung 4.25 wird deutlich, dass trotz gesteigerten Energiebedarfs in den Extremwetterjahren 2015W und 2015S für den Energiebezug der Wärmepumpe, welcher mit steigender Kapazität durch die Verluste des Heizungsspeichers dominiert wird, eine ähnliche Steigerung wie in der Referenzvariante vorliegt. Aufgrund der gegenüber der Referenzvariante gesteigerten Photovoltaikeinspeisung reduziert sich der Einsatz des Heizungsspeichers zum saisonalen Ausgleich und Aufnahme der Einspeisespitzen erst bei größeren elektrischen Speicherkapazitäten. Somit greift das Optimierungsziel der Minimierung des Energiebezugs der Wärmepumpe in den Varianten 2015W und 2015S erst bei größeren elektrischen Speichern, hat dann aber nahezu den gleichen Effekt.

Abbildung 4.26 stellt die erreichten Autarkiegrade in den Extremwetterjahren denen der Referenzvariante gegenüber. Es wird deutlich, dass in beiden Varianten 2015W und 2015S in den gewählten Betrachtungspunkten gegenüber der Referenzvariante geringere Autarkiegrade erreicht werden.

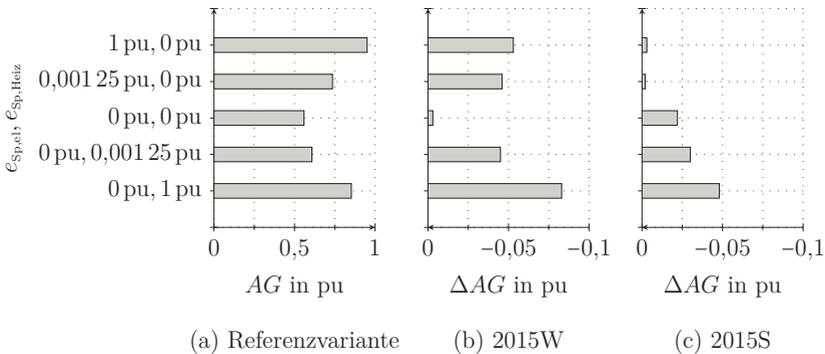


Abbildung 4.26: Autarkiegrade in den Varianten 2015J, 2015W und 2015S im Szenario 6.

Dargestellt sind die erreichten Autarkiegrade AG für die Referenzvariante (a) sowie die absolute Abweichungen ΔAG in den Varianten 2015W (b) und 2015S (c) gegenüber der Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik).

In der Variante 2015W sind die Autarkiegrade aufgrund des höheren Energiedefizits geringer als in der Variante 2015S. In der Variante 2015S treten beim alleinigen Einsatz des elektrischen Speichers nur sehr geringe Abweichungen gegenüber der Referenzvariante auf. Diese sind darauf zurückzuführen, dass die erhöhte Photovoltaikeinspeisung in den Sommermonaten bei gegebener Speicherkapazität geringfügig schlechter nutzbar gemacht werden kann als in der Referenzvariante. Für den ausschließlichen Einsatz des Heizungsspeichers kommt derselbe Effekt deutlicher zum Tragen und führt zur Reduktion des Autarkiegrades.

Variante 2045J Hinsichtlich der Eingangsdaten ergibt sich in der Variante 2045J eine höhere Jahresmitteltemperatur. Gegenüber der Referenzvariante führt dies zu einer Reduktion des Energiebezugs der Wärmepumpe und einer Reduktion der Verluste des Heizungsspeichers bei gleicher Betriebsweise. Der geringfügig verringerte Energiebezug der Wärmepumpe im Vergleich zur Referenzvariante ist in Abbildung 4.27 dargestellt.

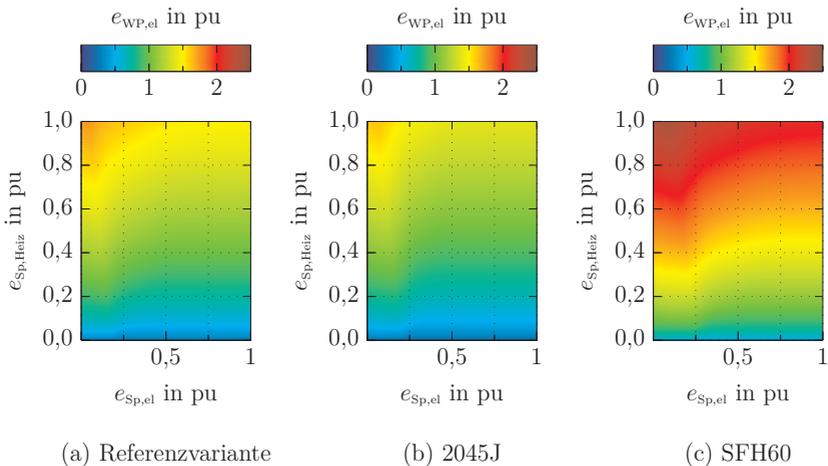


Abbildung 4.27: Wärmepumpenenergie im Szenario 6 in den Varianten 2045J und SFH60.

Dargestellt ist die elektrische Wärmepumpenenergie $e_{WP,el}$ der Referenzvarianten 2015J (a), der Variante 2045J (b) und der Variante SFH60 (c) über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ und des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik).

Für die erreichten Autarkiegrade ergeben sich lediglich sehr geringe Abweichungen gegenüber der Referenzvariante (vgl. Abbildung 4.28). Die vollständige Autarkie wird gegenüber der Referenzvariante jedoch bei etwas geringeren elektrischen Speicherkapazitäten erreicht. Dies ist auf den gegenüber der Referenzvariante verringerten Anteil des Energiebedarfs zur Heizwärmebereitstellung und den damit einhergehenden verringerten saisonalen Ausgleichsbedarf zurückzuführen.

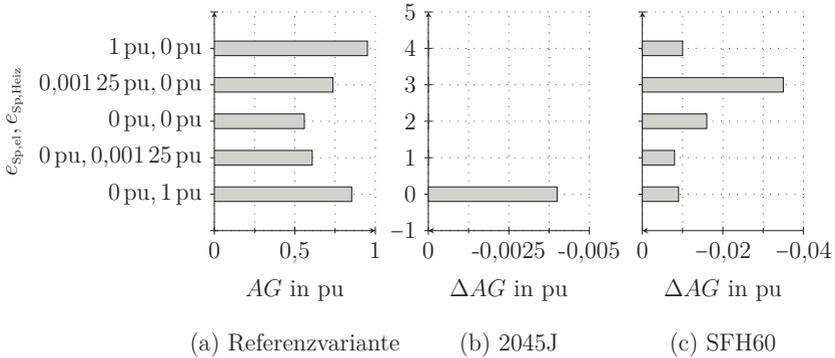


Abbildung 4.28: Autarkiegrade in den Varianten 2015J, 2045J und SFH60 im Szenario 6.

Dargestellt sind die erreichten Autarkiegrade AG für die Referenzvariante (a) sowie die absolute Abweichungen ΔAG in den Varianten 2045J (b) und SFH60 (c) gegenüber der Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50 % Wind und 50 % Photovoltaik).

Variante SFH60 In der Variante SFH60 wird ebenso wie in der Referenzvariante bilanzielle Autarkie vorausgesetzt, sodass gegenüber der Referenzvariante eine Steigerung der installierten Erzeugerleistung nötig ist.

Aufgrund des Photovoltaikanteils ergeben sich somit gegenüber der Referenzvariante deutlich höhere Einspeisespitzen, welche mit gegebener Speicherkapazität weniger gut integriert werden können, was zu einer Reduktion der erreichte Autarkiegrade führt (vgl. Abbildung 4.28). Verursacht wird diese Verringerung ebenfalls dadurch, dass aufgrund des höheren Anteils des Heizenergiebedarfs am Gesamtbedarf im System im Vergleich zur Referenzvariante ein höherer saisonaler Ausgleich zwischen Erzeugung, welche aufgrund des Photovoltaikanteils Spitzenleistungen in den Sommermonaten aufweist, und Bedarf nötig ist. Dies zeigt sich in der deutlichen Steigerung des Energiebezugs der Wärmepumpe gegenüber der Referenzvariante, welche in Abbildung 4.27 dargestellt ist.

4.3.3 Szenario 11

Im nachfolgenden Abschnitt werden die Ergebnisse hinsichtlich der erreichten Autarkiegrade und des Energiebezugs der Wärmepumpe im Szenario 11 bei bilanzieller Eigenversorgung im Auslegungspunkt mit 100% Photovoltaik für die betrachteten Varianten dargestellt und vergleichend diskutiert.

Referenzvariante 2015J In Abbildung 4.29 sind die erreichten Autarkiegrade über der elektrischen Speicherkapazität und der Speicherkapazität des Heizungsspeichers dargestellt, wobei die weiße Linie wiederum das Erreichen der vollständigen Autarkie kennzeichnet.

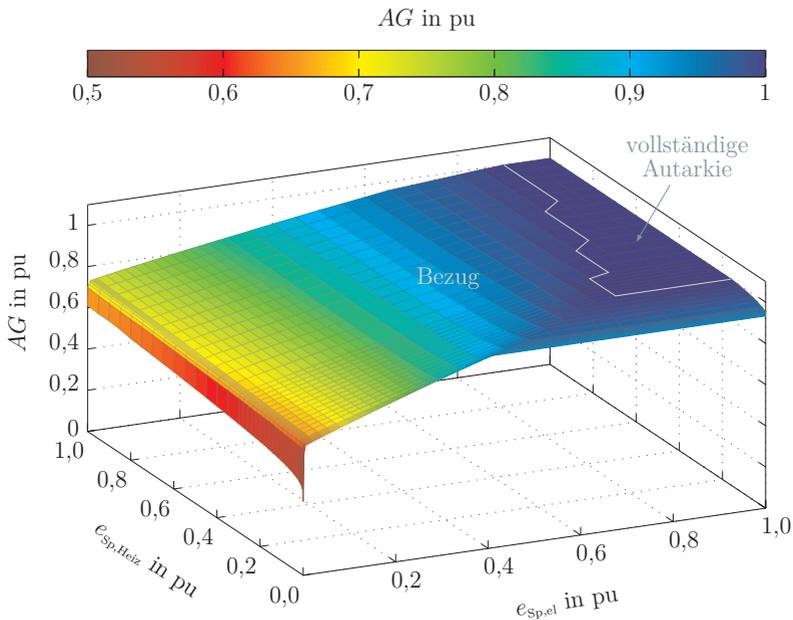


Abbildung 4.29: Autarkiegrad im Szenario 11 in der Referenzvariante.

Dargestellt ist der Autarkiegrad AG über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ und des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ für die Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik). Die dargestellte weiße Linie zeigt Systemkonfigurationen für die mit minimaler Speicherkapazität vollständige Autarkie erreicht wird. Bei kleinerer Speicherkapazität dominiert der Energiebezug aus dem umgebenden Netz.

Bis zum Erreichen der vollständigen Autarkie ist der Energiebezug über die Systemgrenze dominierend. Einzig für $e_{Sp,el} = 0$ dominiert die Rückspeiseenergie und es bestehen Überschüsse im System bis 0,08 pu. Im Vergleich zu den vorher betrachteten Szenarien wird die vollständige Autarkie erst bei deutlich größeren elektrischen Speicherkapazitäten erreicht, was wiederum durch den großen Bedarf an saisonalem Energieausgleich begründet ist. Im Vergleich zum Szenario 6 bei einem Photovoltaikanteil an der bilanziellen Eigenversorgung von 50% verdoppelt sich mit diesem Anteil ebenfalls die zum Erreichen der vollständigen Autarkie benötigte elektrische Speicherkapazität. Gleichermaßen erhöht sich damit ebenfalls der Bereich, für den unabhängig von der elektrischen Speicherkapazität die vollständige Autarkie nicht erreicht wird.

Abbildung 4.30 stellt den zugehörigen Energiebezug der Wärmepumpe, sowie die Speicherverluste dar.

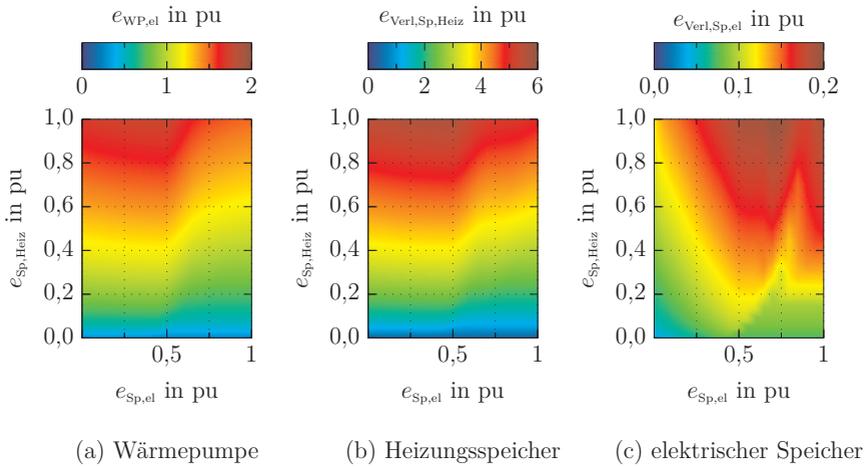


Abbildung 4.30: Wärmepumpenenergie und Speicherverluste im Szenario 11 in der Referenzvariante.

Dargestellt ist die elektrische Wärmepumpenenergie $e_{WP,el}$ (a), die Verluste des Heizungsspeichers $e_{Verl,Sp,Heiz}$ (b) und die Verluste des elektrischen Speichers $e_{Verl,Sp,el}$ (c) über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ und des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ im Szenario 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik) für die Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2).

Der gegenüber den zuvor diskutierten Szenarien reduzierte Einfluss der elektrischen Speicherkapazität auf die Minimierung des Energiebezugs der Wärmepumpe ist anhand der saisonal stark schwankenden Einspeisung in diesem Szenario mit 100%

Photovoltaik zu begründen. Für den saisonalen Ausgleich zwischen EE-Erzeugung und Energiebedarf wird in diesem Szenario die größte Speicherkapazität der betrachteten Szenarien benötigt, sodass auch der Heizungsspeicher über einen weiteren Bereich der untersuchten Systemkonfigurationen mit hohen Ladezuständen über vergleichsweise lange Zeiträume betrieben wird. Damit erhöhen sich dessen Bereitschaftsverluste und somit gleichermaßen der Energiebezug der Wärmepumpe. Ab einer Speicherkapazität von $e_{\text{Sp,el}} = 0,55$ pu wird die Spitzeneinspeisung in den Sommermonaten vollständig im System aufgenommen, sodass für $e_{\text{Sp,el}} \geq 0,55$ pu ausschließlich Energiebezug aus dem umgebenden System stattfindet. Mit weiter steigender Speicherkapazität wird der Heizungsspeicher entlastet, sodass es in der Folge zur Verringerung der Verluste und damit ebenfalls zu einer Verringerung der Wärmepumpenenergie kommt.

Varianten 2015W und 2015S Im Extremwetterjahr 2015W steht dem um etwa 20 % (thermisch) gegenüber der Referenzvariante gesteigerten Heizenergiebedarf eine um 5,8 % gesteigerte EE-Einspeisung gegenüber, was unter Berücksichtigung der angenommenen Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe zu einer ungefähr ausgeglichenen Energiebilanz führt. Im Extremwetterjahr 2015S stehen dem um 10 % (thermisch) erhöhten Heizenergiebedarf eine um 14 % gesteigerte EE-Einspeisung gegenüber, sodass in der Bilanz die im System verfügbare Energie den Bedarf deutlich übersteigt (vgl. Tabelle 4.2). Abbildung 4.31 stellt den Energiebezug der Wärmepumpe in den Extremwetterjahren 2015W und 2015S sowie in der Referenzvariante dar.

Es wird deutlich, dass in der Variante 2015S, anderes als in den bisher betrachteten Szenarien, keine Reduktion der Wärmepumpenenergie mit steigender elektrischer Speicherkapazität stattfindet. Dies folgt direkt aus dem vorhandenen Energieüberschuss, da somit über den gesamten Bereich der elektrischen Speicherkapazität der Heizungsspeicher ebenfalls zur Integration der Einspeisespitzen eingesetzt wird und somit das Optimierungsziel der Minimierung der Wärmepumpenenergie weniger gut bedient wird, als in der Referenzvariante und der Variante 2015W.

Abbildung 4.32 stellt die Abweichungen der Autarkiegrade für die Varianten 2015W und 2015S gegenüber der Referenzvariante für die gewählten Auslegungspunkte dar.

Im Extremwetterjahr 2015W liegen bis zum Erreichen der vollständigen Autarkie durchgängig negative Abweichungen gegenüber der Referenzvariante vor, was auf die bereits dargelegte Abweichung in der Energiebilanz zurückzuführen ist. Ebenso führt das Energiedefizit dazu, dass die vollständige Autarkie im Bereich $e_{\text{Sp,Heiz}} \geq 0,6$ pu nicht erreicht wird.

Für das Extremwetterjahr 2015S werden im Bereich kleiner Kapazitäten des Heizungsspeichers im Vergleich zur Referenzvariante höhere Autarkiegrade erreicht. In dieser Variante besteht im Vergleich zu Referenzvariante eine höhere Austauschleistung mit dem umgebenden System (vgl. Abbildung 4.12b), was auf den bestehenden Energieüberschuss innerhalb des betrachteten Systems zurückzuführen ist. Aufgrund

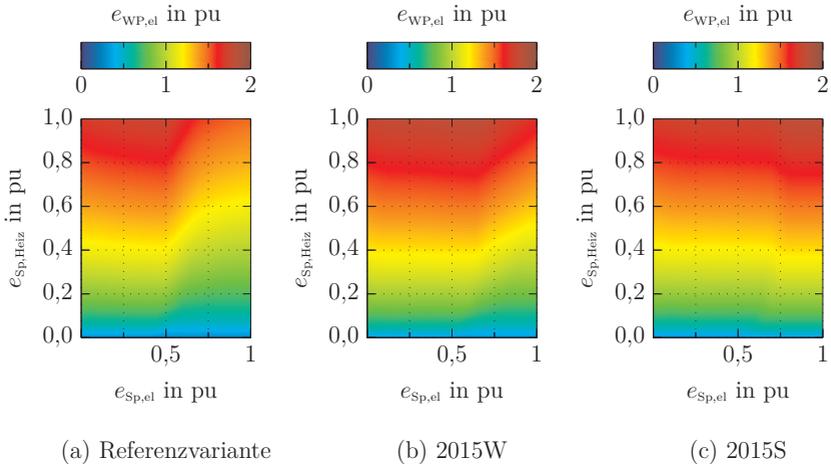


Abbildung 4.31: Wärmepumpenenergie im Szenario 11 in den Varianten 2015J, 2015W und 2015S.

Dargestellt ist der Energiebezug der Wärmepumpe $e_{WP,el}$ über der Kapazität des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ und des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ in der Referenzvariante 2015J (a), der Variante 2015W (b) und der Variante 2015S (c) (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 11 (bilanzielle Eigenversorgung 100% Photovoltaik).

dessen werden zwar höheren Leistungen als in der Referenzvariante zurückgespeist, gleichzeitig wird jedoch mehr Energie innerhalb des Systems direkt umgesetzt, sodass der Autarkiegrad folglich steigt. Einzig für sehr große Kapazitäten des Heizungsspeichers ($e_{Sp,Heiz} = 1$ pu in Abbildung 4.32) nimmt der Autarkiegrad gegenüber der Referenzvariante ab, wobei es gleichzeitig zu einer deutlicheren Reduktion der maximalen Netzbelastung kommt (vgl. Abbildung 4.16), welche in der Zielfunktion höher gewichtet ist.

Variante 2045J Abbildung 4.33b stellt die Wärmepumpenenergie für die Variante 2045J im Vergleich zur Referenzvariante (Abbildung 4.33a) dar. Aus dem Vergleich der Diagramme geht hervor, dass auch in der Variante 2045J für $e_{Sp,el} \geq 0,55$ pu der Energiebezug der Wärmepumpe und damit einhergehend die Verluste des Heizungsspeichers reduziert werden. Die Verringerung der absoluten Werte des Energiebezugs sind wiederum auf die reduzierten Speicherverluste aufgrund höherer Umgebungstemperatur zurückzuführen.

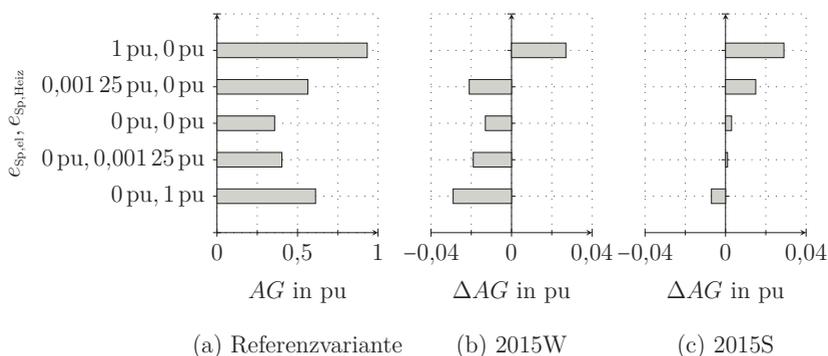


Abbildung 4.32: Autarkiegrade in den Varianten 2015J, 2015W und 2015S im Szenario 11.

Dargestellt sind die erreichten Autarkiegrade AG für die Referenzvariante (a) sowie die absolute Abweichungen ΔAG in den Varianten 2015W (b) und 2015S (c) gegenüber der Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik).

Die vollständige Autarkie wird in etwa bei der gleichen elektrischen Speicherkapazität wie in der Referenzvariante erreicht. Ebenfalls ist die generelle Charakteristik der Autarkiegrade in Abhängigkeit der Speicherkapazitäten ähnlich wie in der Referenzvariante, was auf die gleichen Annahmen zur bilanziellen Autarkie für die Systemauslegung zurückzuführen ist. Bis zum Erreichen der vollständigen Autarkie ergeben sich für die hier betrachtete Variante 2045J jedoch gegenüber der Referenzvariante verringerte Autarkiegrade. Dies steht wiederum im direkten Zusammenhang mit der Auslegungsannahme, dass die installierte EE-Leistung mit der Kapazität des Heizungsspeichers ansteigt, um dessen Verluste bilanziell auszugleichen. Aufgrund des verringerten Anteils des Heizwärmebedarfs im Vergleich zur Referenzvariante ist bei gegebener Kapazität dieses Speichers dessen Wirkung auf da Erreichen der vollständigen Autarkie jedoch geringer. Folglich wird der elektrische Speicher im Vergleich zur Referenzvariante verstärkt eingesetzt, was zur Erhöhung der entsprechenden Verluste und einhergehend zur Erhöhung des Energiebezugs über die Systemgrenze und somit zur Reduktion der Autarkiegrade führt.

Variante SFH60 Wie bereits in Abschnitt 4.2.3 ausgeführt, wird die vollständige Autarkie in der Variante SFH60 im Szenario 11 nicht erreicht. Aufgrund des hohen Anteils des Heizenergiebedarfs am Gesamtbedarf im System und der hohen saisonalen Abweichung zwischen den Bedarfsspitzen in den Wintermonaten und

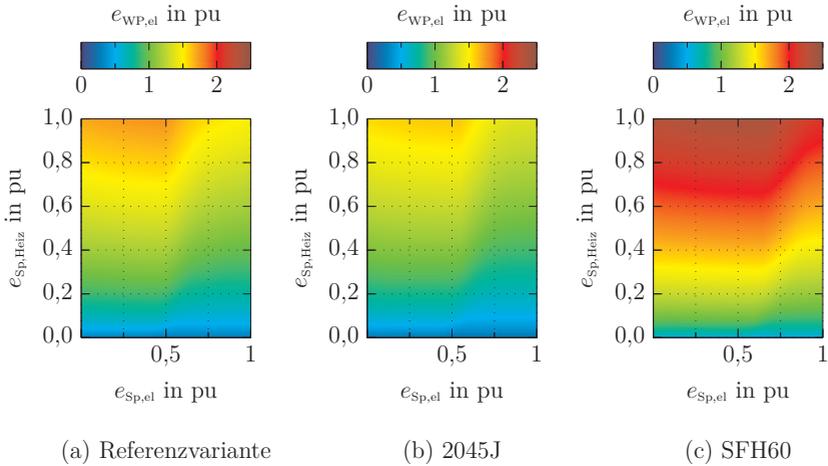


Abbildung 4.33: Wärmepumpenenergie im Szenario 11 in den Varianten 2045J und SFH60.

Dargestellt ist die elektrische Wärmepumpenenergie $e_{WP,el}$ der Referenzvarianten 2015J (a), der Variante 2045J (b) und der Variante SFH60 (c) über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ und des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik).

den Einspeisespitzen in den Sommermonaten, reicht der hier untersuchte Bereich der Speicherkapazitäten nicht aus, um die vollständige Autarkie des Systems zu erreichen.

Hinsichtlich der in Abbildung 4.34b dargestellten Abweichungen der erreichten Autarkiegrade gegenüber der Referenzvariante wird deutlich, dass aufgrund des oben beschriebenen Effekts im gesamten betrachteten Bereich der Speicherkapazitäten durchgängig geringere Autarkiegrade als in der Referenzvariante erreicht werden. Die besonders hohen Abweichungen im Bereich mittlerer elektrischer Speicherkapazitäten und kleiner Kapazitäten des Heizungsspeichers sind darauf zurück zu führen, dass in der Referenzvariante in diesem Bereich der Heizungsspeicher aufgrund ausreichender Kapazität bereits mit geringeren Verlusten (im Mittel geringere Ladestände) betrieben werden kann. Bei gleichzeitig ebenfalls geringeren Verlusten des elektrischen Speichers muss weniger Energie zum Ausgleich der Verluste des elektrischen Speichers von außerhalb bezogen werden als es in der Variante SFH60 der Fall ist. Folglich werden höhere Autarkiegrade erreicht.

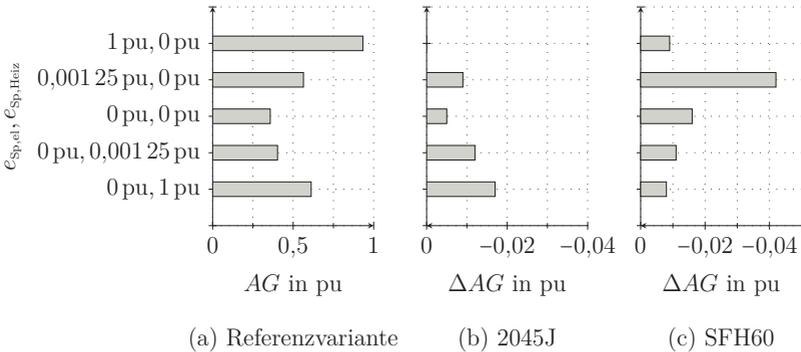


Abbildung 4.34: Autarkiegrade in den Varianten 2015J, 2045J und SFH60 im Szenario 11.

Dargestellt sind die erreichten Autarkiegrade AG für die Referenzvariante (a) sowie die absolute Abweichungen ΔAG in den Varianten 2045J (b) und SFH60 (c) gegenüber der Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100 % Photovoltaik).

4.3.4 Zwischenfazit

Die in diesem Abschnitt dargestellten Abbildungen für die Referenzvariante zeigen, dass in allen betrachteten Szenarien durch den kombinierten Einsatz des elektrischen und des Heizungsspeichers die bereitgestellte EE-Energie vollständig innerhalb des Systems umgesetzt werden und der Autarkiegrad somit auf 100 % gesteigert werden kann. Wie bereits im vorangegangenen Abschnitt 4.2 anhand der maximalen Netzbelastung erläutert, wird die Autarkie des Systems für das Szenario 1 mit 100 % Wind zur bilanziellen Eigenversorgung aufgrund der höheren Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Gesamtenergiebedarf bei deutlich geringeren Speicherkapazitäten erreicht, als im Szenario 11 mit 100 % Photovoltaik. Der geringste Autarkiegrad im System ohne Speicher wird im Szenario 11 (100 % Photovoltaik) erreicht. Zwar folgt die Charakteristik der Photovoltaikeinspeisung eher der der Haushaltslast als es bei der Windeinspeisung der Fall ist, jedoch wird aufgrund der saisonalen Abweichungen zwischen Einspeisung und Heizenergiebedarf in der Gesamtbetrachtung des Systems eine geringere Gleichzeitigkeit erreicht. Ohne Speichereinsatz werden im Szenario 1 (100 % Wind) und Szenario 6 (50 % Wind und 50 % Photovoltaik) mit einem Wert von 56 % ein deutlich höherer Autarkiegrad erreicht, was auf die erhöhte Gleichzeitigkeit des Gesamtenergiebedarfs mit der Charakteristik der Windenergieeinspeisung zurückzuführen ist.

Hinsichtlich der Wirksamkeit des Speichereinsatzes auf das Optimierungsziel der Maximierung des Vorortverbrauchs ist basierend auf den gezeigten Ergebnissen die

bilanzielle Eigenversorgung des Systems mit 100 % Wind gegenüber den anderen Szenarien bei Betrachtung des gesamten Bereichs der Speicherkapazitäten vorteilhaft, da bereits mit vergleichsweise geringen Speicherkapazitäten die vollständige Autarkie des Systems erreicht wird. Wird jedoch ausschließlich der Bereich sehr kleiner und somit üblicherweise eingesetzter Kapazitäten berücksichtigt, zeigt sich, dass im Szenario 6 beim kombinierten Einsatz von Wind und Photovoltaik die höchsten Autarkiegrade erreicht werden.

Hinsichtlich der Abweichungen in den Extremwetterjahren 2015W und 2015S ergeben sich im Szenario 1 aufgrund deutlicher Verringerungen in der EE-Einspeisung bei gleichzeitiger Steigerung des thermischen Energiebedarfs große Abweichungen bis 15 % sowie eine bleibende Abweichung im Bereich großer Speicherkapazitäten. So verbleiben in den beiden Extremwetterjahren 2015W und 2015S Abweichungen der Autarkiegrade größer 5 %. Im Szenario 6 ergibt sich im Extremwetterjahr 2015W ebenfalls über einen weiten Bereich der betrachteten Speicherkapazitäten eine Abweichung der Autarkiegrade gegenüber der Referenzvariante aufgrund der erläuterten Abweichungen in der Energiebilanz. Im Szenario 11 ergeben sich im Extremwetterjahr 2015S die geringsten Abweichungen des Autarkiegrades.

In der Variante 2045J liegt ein geringerer Anteil des Heizenergiebedarfs am Gesamtenergiebedarf des Systems vor. Insbesondere im Bereich kleiner elektrischer Speicherkapazitäten wird die Flexibilität des System dazu genutzt, die Verluste des Heizungsspeichers zu reduzieren und damit das Optimierungsziel des energieoptimierten Wärmeupmenbetriebs zu bedienen. Gleichzeitig bewirkt der geringere Heizenergieanteil, dass im Bereich kleiner Kapazitäten des Heizungsspeichers dieser weniger Flexibilität zur Verfügung stellt, da gespeicherte Energie weniger schnell entladen wird.

Für die Variante SFH60 mit deutlich erhöhtem Anteil des Heizenergiebedarfs am Gesamtenergiebedarf ergibt sich im Szenario 1 erwartungsgemäß die geringste Abweichung der erreichten Autarkiegrade gegenüber der Referenzvariante. Hingegen ergibt sich im Szenario 11 keine vollständige Autarkie, da die Speicherkapazitäten für den hohen benötigten saisonalen Ausgleich nicht ausreichend sind.

4.4 Zusammenfassung

Die vorgestellten Ergebnisse der durchgeführten Simulationsstudien zeigen, dass in den betrachteten Szenarien die Reduktion der maximalen Netzaustauschleistung mit dem umgebenden System durch den kombinierten Einsatz von elektrischen Speichern und Wärmespeichern möglich ist. Wie aus Abbildung 4.16 in Abschnitt 4.2.4 hervorgeht, wird die maximale Netzbelastung im System ohne elektrische Speicher mit Heizungsspeicherkapazitäten im Bereich 25...55 kWh auf Werte im Bereich 50...70 % der installierten EE-Leistung reduziert. Dabei werden für das Szenario 6 bei bilanzieller Eigenversorgung mit 50 % Wind und 50 % Photovoltaik durch Einsatz

der geringsten Speicherkapazitäten die deutlichsten Reduktionen der Netzaustauschleistung in Bezug auf die installierte EE-Leistung erreicht. Dies ist durch die hohe Gleichzeitigkeit von EE-Erzeugung und Energiebedarf im Gebäude durch den kombinierten Einsatz von Windenergie- und Photovoltaikanlagen bedingt.

Aufgrund der Annahmen zu den auftretenden Speicherverlusten ist eine Steigerung der installierten EE-Leistung mit steigender Kapazität des Heizungsspeichers erforderlich (vgl. Abbildung 4.1 in Abschnitt 4.1). Im Vergleich zum System mit geringerer Kapazität des Heizungsspeichers wird die installierte Leistung für den Maximalwert der eingesetzten Speicherkapazität mehr als verdoppelt. Die führt zur Erhöhung der absoluten Beträge der Rückspeiseleistung im Bereich kleiner elektrischer Speicherkapazitäten (vgl. Abbildungen 4.7, 4.8 und 4.9 in Abschnitt 4.2). Gleichzeitig zeigt Abbildung 4.16, dass in Bezug auf die installierte EE-Leistung die maximale Netzbelastung ebenfalls für den Maximalwert der betrachteten Heizungsspeicherkapazität gegenüber dem Bereich kleiner Speicherkapazitäten nicht weiter ansteigt.

Das primäre Optimierungsziel der Reduktion der maximalen Netzaustauschleistung führt in allen Szenarien zunächst zu Abweichungen von der Auslegungsannahme der bilanziellen Autarkie. Zur Integration der Erzeugungsspitzen im Bereich kleiner elektrischer Speicherkapazitäten wird der Heizungsspeicher eingesetzt, was zur Erhöhung der Verluste gegenüber der Auslegungsannahme führt. Bezüglich der sinnvollen Begrenzung der Kapazität des Heizungsspeicher wird aus den Betrachtungen der maximalen Netzbelastung und des Energiebezugs des Wärmepumpenbetriebs deutlich, dass abhängig von der eingesetzten elektrischen Speicherkapazität eine Steigerung der Speicherkapazität über $e_{\text{Sp,Heiz}} = 0,5 \text{ pu}$ nicht sinnvoll ist, da dies nicht zu einer weiteren Verbesserung des Erreichens der Optimierungsziele führt. Die Steigerung der Energieeffizienz des Wärmepumpenbetriebs wird zunächst von den anderen Optimierungszielen eingeschränkt, da sie im Widerspruch zur Erhöhung des Vorortverbrauchs steht. Beide Optimierungsziele sind jedoch im Hinblick auf die Transformation des Energiesystem sinnvoll und werden daher gleichermaßen verfolgt. Zur Steigerung des Vorortverbrauchs ist es zulässig, dass Energie zunächst im elektrischen Speicher zwischengespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt für die Wärmebereitstellung genutzt wird. Die Verluste treten somit nicht im Heizungsspeicher auf, wodurch sie direkten Einfluss auf das Erreichen der Optimierungsziele hätten, sondern im elektrischen Speicher, dessen Verluste das Erreichen der Optimierungsziele nicht direkt beeinflusst.

Basierend auf den vorgestellten Ergebnissen wird die eingangs definierte Forschungsfrage

1. Welchen Einfluss hat der Erzeugungsmix beim Einsatz elektrischer und thermischer Speicherkapazitäten auf die maximale Belastung des elektrischen Netzes bei wärmepumpenbeheizten Einfamilienhäusern?

wie folgt beantwortet:

Zum Erreichen der vollständigen Autarkie ohne Leistungsaustausch mit dem umgebenden Netz ($P_{\text{Netz,max}} = 0$) ist bei bilanzieller Eigenversorgung mit 100 % Wind

mit Speicherkapazitäten von $E_{\text{Sp,el}} = 735 \text{ kWh}$ und $E_{\text{Sp,Heiz}} = 840 \text{ kWh}$ entsprechend einem Speichervolumen von 720001 erreichbar. Mit steigendem Photovoltaikanteil nehmen die benötigten Speicherkapazitäten weiter deutlich zu. Unabhängig vom Erzeugungsmix ist somit das Erreichen der vollständigen Autarkie nur durch Speicherkapazitäten im nicht realisierbaren Bereich möglich.

Beim Einsatz der für das Referenzgebäude dimensionierten Speicherkapazitäten von $E_{\text{Sp,el}} = 6,56 \text{ kWh}$ und $E_{\text{Sp,Heiz}} = 6,56 \text{ kWh}$ wird bei bilanzieller Eigenversorgung mit 100 % Wind die maximale Netzbelastung auf 68 % der installierten EE-Leistung (entsprechend 2,6 kW) reduziert. Bei gleicher Speicherdimensionierung und einem Erzeugungsmix von 50 % Wind und 50 % Photovoltaik ergibt sich eine Reduktion auf 59 % der installierten EE-Leistung (entsprechend 3 kW). Wird bei gleicher Speicherkonfiguration hingegen die bilanzielle Eigenversorgung vollständig mittels Photovoltaik angestrebt, ergibt sich eine Reduktion der maximalen Netzbelastung auf 68 % der installierten EE-Leistung (entsprechend 4,4 kW). Wenngleich der Einfluss der eingesetzten Speicherkapazitäten beim kombinierten Einsatz von Wind und Photovoltaik am deutlichsten ist, ist der Betrag der maximalen Netzbelastung für den ausschließlichen Einsatz von Windenergie am geringsten. Im Bereich kleiner Speicherkapazitäten wird die maximale Netzbelastung durch die Rückspeisung dominiert, die beim ausschließlichen Einsatz von Windenergie aufgrund der kleinsten installierten Leistung am geringsten ist. Hinsichtlich des Eigenverbrauchs der verfügbaren EE-Energie, welcher die Wirtschaftlichkeit des Systems wesentlich beeinflusst, zeigt sich ein deutlicher Vorteil für einen Erzeugungsmix mit 50 % Wind und 50 % Photovoltaik, wobei 77 % der verfügbaren EE-Energie Vorort genutzt werden. Bei Versorgung mittels ausschließlich Windenergie bei oben genannter Speicherdimensionierung werden 70 % der verfügbaren EE-Energie Vorort genutzt, während es für die Versorgung mittels 100 % Photovoltaik 60 % sind.

In den betrachteten Extremwetterjahren 2015W und 2015S ergeben sich deutliche Abweichungen von der bilanziellen Autarkie des Systems. Einerseits durch gesteigerten Heizenergiebedarf in Folge verringerter Umgebungstemperaturen. Andererseits sorgen Veränderungen der Windgeschwindigkeit und der globalen Einstrahlung für starke Abweichungen der jährlich verfügbaren EE-Energie. So ergeben sich insbesondere in den winddominierten Szenarien durch Verringerung der EE-Einspeisung bei gleichzeitiger Steigerung des Heizenergiebedarfs Abweichungen von bis zu 15 %. Die aus den verschiedenen meteorologischen Eingangsdaten resultierenden Unterschiede des thermischen Bedarfs beeinflussen ebenfalls entscheidend den Betrag der maximalen Netzbelastung bei gegebener Dimensionierung der elektrischen und thermischen Speicherkapazitäten. Im Extremfall treten bei gleicher Systemkonfiguration Abweichungen bis $\Delta P_{\text{Netz,max}} = 1,5 \text{ kW}$ auf, insbesondere bei photovoltaikdominiertem Erzeugungsmix bei vergleichsweise kleinen elektrischen Speicherkapazitäten.

Weitere Verwendung der Ergebnisse für die Erstellung des Metamodells In den Extremwetterjahren werden aufgrund großer Abweichungen in der Energiebilanz teilweise deutliche Abweichungen insbesondere bei der maximalen Netzbelastung in allen betrachteten Szenarien verzeichnet. Die ist der entscheidende Punkt, welcher bei der Systemauslegung berücksichtigt werden muss. Somit werden die Ergebnisse der Varianten 2015J, 2015W und 2015S für die Erstellung des Metamodells (Kapitel 5) und die darauf aufbauenden Untersuchungen zur Systemauslegung (Kapitel 6) verwendet.

5 Thermisch-elektrisches Metamodell

In diesem Kapitel werden die zuvor diskutierten Ergebnisse des thermisch-elektrischen Optimierungsmodell herangezogen, um ein Metamodell zur Beschreibung des funktionalen Zusammenhangs zwischen den eingesetzten Speicherkapazitäten und der maximalen Netzaustauschleistung zu bestimmen. Übergeordnete Zielstellung ist dabei die Ableitung von Funktionsparametern zur Beschreibung der funktionalen Abhängigkeit der maximalen Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}$ von den Modellparametern $c_{\text{Sp,el}}$, $c_{\text{Sp,Heiz}}$ und q_{PV} .

5.1 Grundsätze der Metamodellierung

Nach *Kleijnen* ist ein Metamodell grundsätzlich als Approximation des Zusammenhang zwischen Ein- und Ausgangsgrößen eines Simulationsmodells definiert [29, S. 10]. Abbildung 5.1 stellt die Zusammenhänge zwischen dem realen System, dem Simulationsmodell und dem Metamodell dar.

Durch die vereinfachte Beschreibung als Black-Box-Modell bleiben die systeminternen Abhängigkeiten unberücksichtigt, sodass der Zusammenhang zwischen Ein- und Ausgangsgrößen in weiteren Betrachtungen mit weniger Rechenaufwand verwendet werden kann [8, S. 19]. Während das ursprüngliche Simulationsmodell die Zusammenhänge des betrachteten Systems mittels entsprechender Gleichungen, welche die physikalischen Zusammenhänge beschreiben, abbildet, stellt das durch Regressionsanalyse der Simulationsergebnisse erhaltene Metamodell eine Annäherung der Simulationsergebnisse dar.

Es existieren grundsätzlich verschiedene Arten, den funktionalen Zusammenhang zwischen den Ein- und Ausgangsgrößen des betrachteten Systems zu beschreiben. Beispielsweise geben *Kleijnen* in [29], *Van Gelder et al.* in [55] und *Østergård et al.* in [38] verschiedene Methoden der Metamodellierung an, welche am häufigsten zum Einsatz kommen. *Protopapadaki* gibt in [8] ebenfalls einen Überblick über die am häufigsten verwendeten Methoden der Metamodellierung.

Das im Rahmen dieser Arbeit ermittelte Metamodell soll zur Auslegung der einzusetzenden Speicherkapazitäten im Rahmen einer mathematischen Optimierung

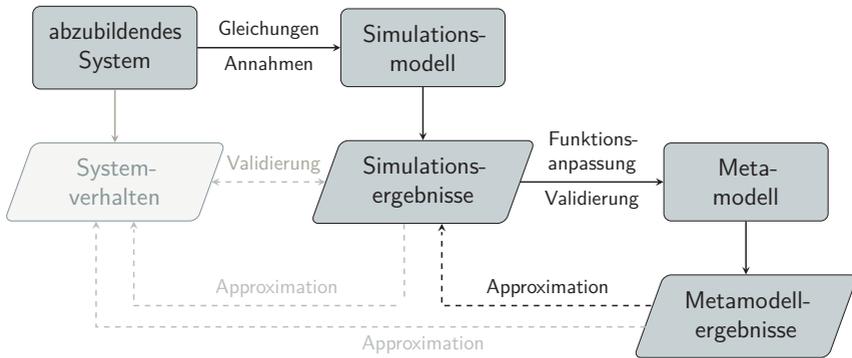


Abbildung 5.1: Schema der Metamodellerstellung.

Schematisch dargestellt ist der Ablauf der Metamodellerstellung und die Zusammenhänge der Simulations- und Metamodellergebnisse untereinander (vgl. [8, S. 20]). Das Simulationsmodell wird in Kapitel 3 vorgestellt und anhand von Literaturwerten validiert (Abschnitt 3.2). Die Simulationsergebnisse, welche in Kapitel 4 vorgestellt werden, dienen der Erstellung des Metamodells in Kapitel 5.

verwendet werden. Zu diesem Zweck muss das erhaltene Metamodell eine stetige Funktion sein, da es als Zulässigkeitsbedingung in einem Optimierungsmodell eingesetzt wird. Viele Methoden der Metamodellierung erfüllen diese Bedingung nicht, sodass in dieser Arbeit der in Abschnitt 5.2 beschriebene Modellierungsansatz gewählt wird.

Zur Erstellung eines Metamodells werden die vorhandenen Ergebnisse des Simulationsmodells üblicherweise so aufgeteilt, dass drei getrennte Datensätze entstehen: Ein Datensatz zur Durchführung der Regressionsanalyse, ein weiterer zur Validierung der erhaltenen Parameter sowie ein dritter zum Testen des Modells. Das geeignetste Modell wird beispielsweise anhand der Anpassungsgüte (vgl. Abschnitt 5.2) an den Validierungsdatensatz ermittelt. Sollte diese wesentlich schlechter als die Anpassungsgüte an den zur Modellerstellung verwendeten Datensatz sein, findet eine zu starke Anpassung an diesen Datensatz statt. Um dies zu vermeiden, wird die Metamodellerstellung wiederholt durchgeführt, um die geeignetsten Parameter zu identifizieren. Der Test des Modells wird abschließend anhand des Testdatensatzes durchgeführt und wiederum beispielsweise die Anpassungsgüte als Bewertungskriterium des gefundenen Modells herangezogen [8, S. 146], [55]. Während der Erstellung des Modells kann insbesondere dann, wenn wenig Daten aus dem ursprünglichen Simulationsmodell vorliegen, auf Resampling Methoden zurückgegriffen werden, um passendere Modellparameter zu bestimmen. Beispielsweise können Methoden der Kreuzvalidierung oder des Bootstrapping angewandt werden, um aus den verfü-

baren Daten weitere Datensätze zur Durchführung der Regressionsanalysen und Modellvalidierung zu erstellen [8, S. 147].

5.2 Modellierungsansatz

In diesem Abschnitt wird der Modellierungsansatz erläutert, welcher in Anlehnung an die oben genannten Grundsätze und Methoden im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelt wurde.

Für die Ableitung eines Metamodells zur Beschreibung des Zusammenhangs zwischen der maximalen Netzaustauschleistung und den nutzbaren Speicherkapazitäten des Heizungs- und des elektrischen Speichers, werden die in Abschnitt 4.2 dargestellten, diskreten Ergebnisse des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells als Eingangsdaten verwendet. Diese dienen als Stützstellen für die Ableitung funktionaler Zusammenhänge durch Parameteroptimierung mittels der Methode der Kleinsten-Fehlerquadrate.

Die Erstellung des Metamodells erfolgt in einem dreischrittigen Verfahren, wie in Abbildung 5.2 dargestellt. Im ersten Schritt erfolgt die Ermittlung des funktionalen Zusammenhangs der elektrischen Speicherkapazität $e_{\text{Sp,el}}$ und der maximalen Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}$ mittels Parameteroptimierung für eine gegebene Regressionsfunktion. Für jedes der elf betrachteten Szenarien ergeben sich 38 Parametersätze in Abhängigkeit der thermischen Speicherkapazität $e_{\text{Sp,Heiz}}^*$.

Im zweiten Modellierungsschritt erfolgt die Analyse des Zusammenhangs zwischen den im ersten Schritt gefundenen Parametern α_i und der thermischen Speicherkapazität $e_{\text{Sp,Heiz}}$, sodass anschließend für jedes Szenario die Parameter der Flächenfunktion für maximale Netzbelastung in Abhängigkeit der elektrischen und der thermischen Speicherkapazität zur Verfügung stehen. Im abschließenden Schritt wird die Abhängigkeit der in Schritt 2 gefundenen Parameter β_i vom in den verschiedenen Szenarien angenommenen Verhältnis aus Windenergie- und Photovoltaikerzeugung (Erzeugungsmix) analysiert. Mit Abschluss dieses Modellierungsschrittes, steht eine Funktion zur Verfügung, mit der die maximale Netzbelastung in Abhängigkeit der drei Variablen elektrische Speicherkapazität $e_{\text{Sp,el}}$, Kapazität des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ und Erzeugungsmix q_{PV} beschrieben werden kann.

Parameteroptimierung Für die Optimierung der Parameter der angenommenen Regressionsfunktionen kommt in allen Modellierungsschritten die Global Optimization Toolbox in Matlab zum Einsatz [51]. Mit der Funktion `lsqcurvefit` wird mittels der Methode der kleinsten Fehlerquadrate die Parameteroptimierung für eine nichtlineare Regressionsfunktion durchgeführt [52]. Mittels der Methode `MultiStart` werden jeweils 100 Startpunkte generiert [53], sodass der gefundene Parametersatz möglichst nah am globalen Optimum liegt, da bei nichtlinearen Regressionsfunktion

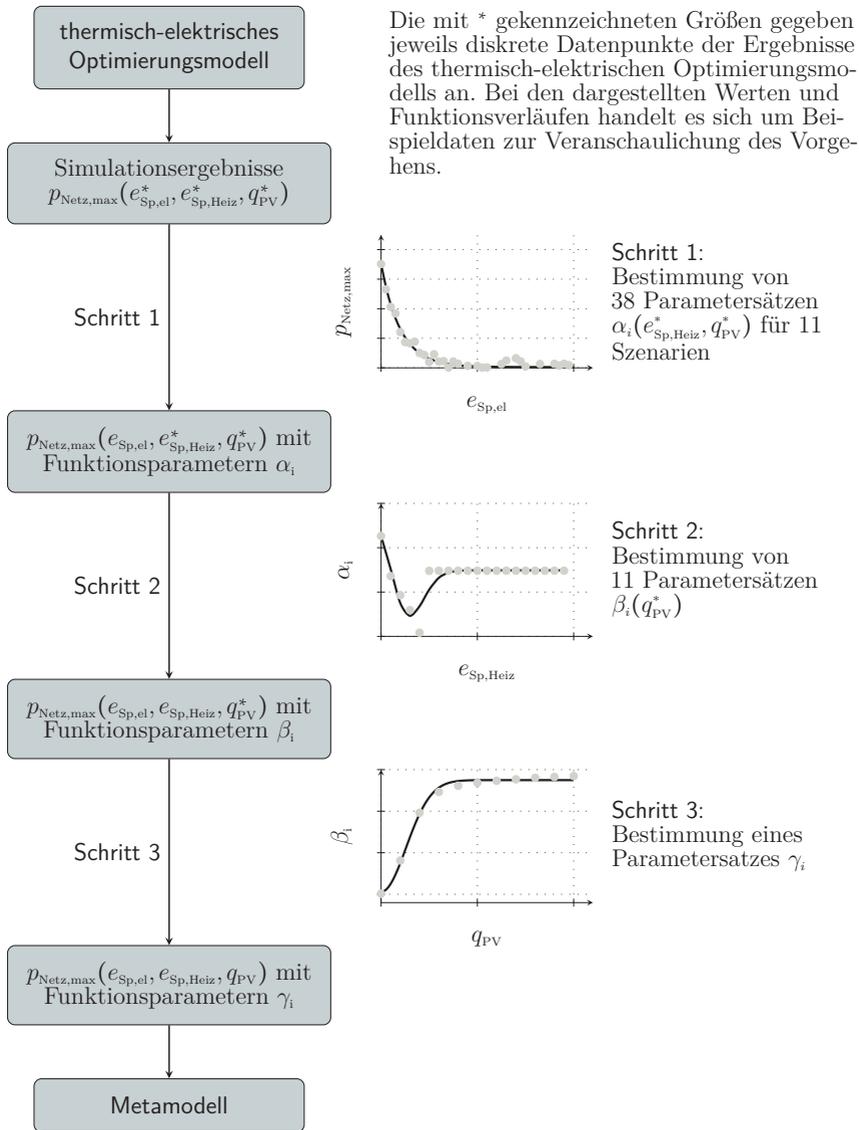


Abbildung 5.2: Ablauf des Verfahrens zur Erstellung des Metamodells. Dargestellt ist der Ablauf des dreischrittigen Verfahrens zur Erstellung des Metamodells.

die gefundenen Parameter und damit die Anpassungsgüte von den verwendeten Startwerten abhängen können.

Bewertung der Anpassungsgüte Die Bewertung der Anpassungsgüte der gefundenen Regressionsfunktionen an die diskreten Ergebnisse des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells erfolgt mittels des Bestimmtheitsmaßes (R^2) nach Gleichung 5.1 [2, S. 40]. Der Wert für R^2 gibt an, wie gut die Streuung der Daten y_n um ihren Mittelwert \bar{y} durch die gefundene Funktion erklärt werden kann. \hat{y}_n gibt dabei die Stützstellen der bestimmten Regressionsfunktion an.

$$R^2 = \frac{\sum_{n=1}^N (y_n - \bar{y})^2 - \sum_{n=1}^N (y_n - \hat{y}_n)^2}{\sum_{n=1}^N (y_n - \bar{y})^2} \quad (5.1)$$

Der Zähler in Gleichung 5.1 gibt dabei die durch die Regressionsfunktion erklärte Streuung der Daten um ihren Mittelwert an, der Nenner deren Gesamtstreuung. Wird ein Wert von $R^2=1$ erreicht, wird die Gesamtstreuung der Daten durch das ermittelte Regressionsmodell erklärt.

5.3 Abhängigkeit von der elektrischen Speicherkapazität (Schritt 1)

Als Eingangsdaten zur Erstellung des Metamodells werden die im vorherigen Kapitel in Abschnitt 4.2 vorgestellten Ergebnisse für die Referenzvariante sowie die beiden Varianten 2015W und 2015S verwendet. Somit wird der Einfluss geänderter meteorologischer Verhältnisse auf die maximale Netzaustauschleistung $p_{\text{Netz,max}}$ im Modell berücksichtigt. Aufgrund der großen Rechenzeiten des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells steht lediglich die begrenzte Anzahl von 38 Datenpunkten je Variante zur Ermittlung des Zusammenhangs $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ zu Verfügung. In Anlehnung an die Methode der Kreuzvalidierung [8, S. 147] werden weitere Datensätze aus dem Originaldatensatz erzeugt, in dem mittels zufälliger Verteilung der Daten der drei Varianten 50 Datensätze $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ mit jeweils 38 Datenpunkten generiert werden. Dabei werden aus den vorhandenen Daten der drei Varianten zunächst drei identisch große Datensätze gebildet, in dem mittels zufälliger Auswahl jeweils ein Drittel der Daten den beiden Testdatensätzen, welche zur Modellvalidierung eingesetzt werden, und das verbleibende Drittel dem Datensatz, welcher zur Modellerstellung herangezogen wird, zugeordnet wird. Im Rahmen der 50 durchgeführten Iteration ergeben sich somit 50 Parametersätze, aus welchen anhand geeigneter Kriterien der für die weiteren Modellierungsschritte zu verwendende Parametersatz ausgewählt werden muss.

Regressionsfunktion und Parameteroptimierung Für jeweils eine festgelegte Kapazität des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}^*$ wird der funktionale Zusammenhang zwischen der elektrischen Speicherkapazität $e_{\text{Sp,el}}$ und der maximalen Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}$ nach Gleichung 5.2 beschrieben.

$$p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*) = \alpha_1(e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*) \cdot e^{\alpha_2(e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*) \cdot e_{\text{Sp,el}}} + \alpha_3(e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*) \cdot e^{\alpha_4(e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*) \cdot e_{\text{Sp,el}}} \quad (5.2)$$

Mittels der beiden Exponentialfunktionen, die über die Parameter α_2 und α_4 verschiedene Gradienten aufweisen und mittels der Parameter α_1 und α_3 unterschiedlich gewichtet werden können, werden die unterschiedlichen Gradienten von $p_{\text{Netz,max}}$ in Richtung der elektrischen Speicherkapazität für die verschiedenen Bereiche von $e_{\text{Sp,el}}$ modelliert. Die Summe der Parameter α_1 und α_3 gibt die Anfangswerte der Funktion bei $e_{\text{Sp,el}} = 0$ an. Für die Parameteroptimierung werden die folgenden Bereiche festgelegt: $0 \leq \alpha_1 \leq \infty$, $-\infty \leq \alpha_2 \leq 0$, $0 \leq \alpha_3 \leq \infty$, $-\infty \leq \alpha_4 \leq 0$. Somit ist vorgegeben, dass es sich um über der elektrischen Speicherkapazität fallende Exponentialfunktionen handelt.

Wie oben beschrieben, wird die Parameteroptimierung der Regressionsfunktion nach Gleichung 5.2 für jede Kapazität des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}^*$ in jedem Szenario q_{PV}^* in 50 Iterationen mit verschiedenen Optimierungsdatensätzen durchgeführt. Abhängig von der Zusammensetzung der Datensätze für Parameteroptimierung und Validierung ergeben sich unterschiedliche Parametersätze und damit einhergehend ebenfalls unterschiedliche Werte der Bestimmtheitsmaße für den Optimierungsdatensatz und die beiden Validierungsdatensätze A und B. Abbildung 5.3 stellt die Bestimmtheitsmaße in den drei Szenarien 1, 6 und 11 für die drei Datensätze dar, wobei diese jeweils aufsteigend nach dem erreichten Bestimmtheitsmaß für den Validierungsdatensatz A sortiert sind.

Die Auswahl der Parametersätze der Regressionsfunktion (Gleichung 5.2) erfolgt anhand von zwei Kriterien: Zunächst wird der Parametersatz ausgewählt, bei dem das mittlere Bestimmtheitsmaß über alle $e_{\text{Sp,Heiz}}^*$ aller drei Datensätze die geringste Differenz aufweist (Kriterium 1), um zu gewährleisten, dass das gefundene Modell, den gesamten Datensatz bestmöglich abbildet. Wie aus Abbildung 5.3 hervorgeht, unterscheiden sich die Anpassungsgüten an die drei Datensätze teilweise sehr deutlich, was auf eine Überanpassung an den Optimierungsdatensatz schließen lässt (vgl. Abschnitt 5.1). Als zweites Kriterium wird angesetzt, dass die Summe der Bestimmtheitsmaße für alle drei Datensätze möglichst hoch sein sollen, um für den gesamten Ergebnisdatensatz eine bestmögliche Anpassung zu erreichen (Kriterium 2).

Anhand Abbildung 5.3 ist zu erkennen, dass im Szenario 11 das Bestimmtheitsmaß für alle Datensätze in den durchgeführten Iterationen die geringsten Differenzen aufweist (Abbildung 5.3c). Daraus lässt sich schließen, dass zwischen den Optimierungsdatensätzen und den beiden Validierungsdatensätzen in den durchgeführten Iterationen grundsätzlich die gleiche Charakteristik der Abhängigkeit $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}})$

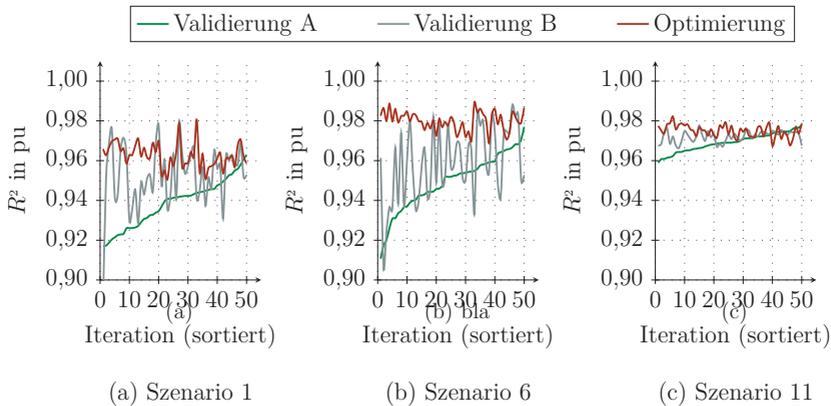


Abbildung 5.3: Mittleres Bestimmtheitsmaß R^2 über alle $e_{\text{Sp,Heiz}}^*$.

Dargestellt ist das mittlere Bestimmtheitsmaß R^2 über alle $e_{\text{Sp,Heiz}}^*$ in den jeweils 50 durchgeführten Iterationen mit jeweils verschiedenen Validierungsdatensätzen A und B und den Optimierungsdatensatz für die Szenarien 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100 % Wind), 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50 % Wind und 50 % Photovoltaik) und 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100 % Photovoltaik). Die Ergebnisse der einzelnen Iterationen sind aufsteigend nach den Ergebnissen für den Validierungsdatensatz A sortiert.

vorhanden ist und der abzudeckende Bereich der Funktionswerte ebenfalls relativ klein ist.

In den Szenarien 1 und 6 (Abbildungen 5.3a und 5.3b) ist die Schwankungsbreite des Bestimmtheitsmaßes zwischen den Datensätzen deutlich größer. Insbesondere in den Szenarien mit hohem Windanteil an der bilanziellen Eigenversorgung entstehen teilweise deutliche Sprünge in den gefundenen Parametern α_1 bis α_4 , was darauf zurückzuführen ist, dass in diesen Szenarien nicht in allen Wetterjahren die vollständige Autarkie erreicht und somit die Netzaustauschleistung nicht auf $p_{\text{Netz,max}} = 0$ reduziert wird (vgl. Abschnitt 4.2). Daraus resultiert, dass in diesen Szenarien bei vergleichsweise großen Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{\text{Sp,el}} > 0,2$ pu zur bestmöglichen Modellierung der Abhängigkeit $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ ein Verlauf der Regressionsfunktion möglichst parallel zur Abszisse erforderlich ist, da die maximale Austauschleistung mit steigender elektrischer Speicherkapazität konstant positiv bleibt. Somit ist in Gleichung 5.2 in einem Term ein kleiner Exponent, gleichbedeutend mit einem geringen Gradienten der Funktion, erforderlich. Gleichzeitig fällt die maximale Austauschleistung in den winddominierten Szenarien im

Bereich kleiner Speicherkapazitäten sehr schnell ab, wodurch für den anderen Term in Gleichung 5.2 ein deutlich größerer Wert im Exponenten erforderlich ist. Neben dem möglichst abszissenparallelen Verlauf der Regressionsfunktion für große $e_{\text{Sp,el}}$ ist somit der Übergang vom Bereich mit großem Gradienten für kleine $e_{\text{Sp,el}}$ zu diesem das entscheidende Kriterium für die Anpassungsgüte. Abhängig von der Kapazität des Heizungsspeichers und des Datensatzes für die Parameteroptimierung werden teilweise höhere Anpassungsgüten erreicht, wenn zwar der Übergangsbereich zwischen den beiden unterschiedlichen Steigungen bestmöglich abgebildet wird, aber gleichzeitig die verbleibende Austauschleistung im Bereich großer $e_{\text{Sp,el}}$ unterschätzt wird, da die Regressionsfunktion in diesem Bereich sehr nah an der Abszisse verläuft. Abhängig von der Speicherkapazität kann es somit zu Sprüngen in den Parametern der Gleichung 5.2 kommen, die im weiteren Verlauf der Modellierung nur schwer berücksichtigt werden können. Ebenso ist es bei der Gesamtbetrachtung des untersuchten Bereichs der Speicherkapazitäten entscheidend, dass der Verlauf der Regressionsfunktion auch im Bereich großer Speicherkapazitäten die grundsätzliche Charakteristik der Ergebnisse – hier die verbleibende Austauschleistung im Bereich $e_{\text{Sp,el}}$ – passend abbildet.

Anpassungsgüte des Modells Für die Beschreibung der Abhängigkeit der maximalen Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ mittels Gleichung 5.2 wird durchgängig für alle Szenarien der installierten Wind- und Photovoltaikleistung im Mittel über alle Kapazitäten des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}^*$ ein Bestimmtheitsmaß von $R^2 > 0,95$ erreicht, wie Abbildung 5.4 zeigt. Dies gilt sowohl für den Optimierungsdatensatz, als auch für die beiden Validierungsdatensätze A und B.

Anhand Abbildung 5.4 lassen sich zwei Effekte erkennen: Einerseits wird deutlich, dass insbesondere im Szenario 1, aufgrund des vorher erläuterten Einflusses der verbleibenden Austauschleistung, in allen Datensätzen das geringste Bestimmtheitsmaß erreicht wird. Weiterhin fällt auf, dass in den eher photovoltaikdominierten Szenarien 6 bis 10 (insbesondere 7 und 9) größere Abweichungen in den Bestimmtheitsmaßen zwischen den verwendeten Datensätzen auftreten, was auf die in Abschnitt 4.1.5 erläuterten größeren Abweichungen zwischen der Photovoltaikeinspeisung in den zugrundeliegenden Varianten zurückzuführen ist.

Neben dem Bestimmtheitsmaß für die oben genannten Datensätze, welches formal die Anpassungsgüte des gefundenen Regressionsmodells über den gesamten Gültigkeitsbereich beschreibt, ist die Abweichung zwischen den Simulationsergebnisse und den Ergebnissen der Regressionsfunktionen in den einzelnen Abschnitten des betrachteten Bereichs der Speicherkapazitäten für die Bewertung der Modellqualität entscheidend. Abbildung 5.5 stellt daher die absoluten Abweichungen der Ergebnisse der Varianten 2015S und 2015W sowie die des gefundenen Modells denen der Referenzvariante gegenüber. Als Referenzwerte werden jeweils die Ergebnisse der Referenzvariante 2015J herangezogen.

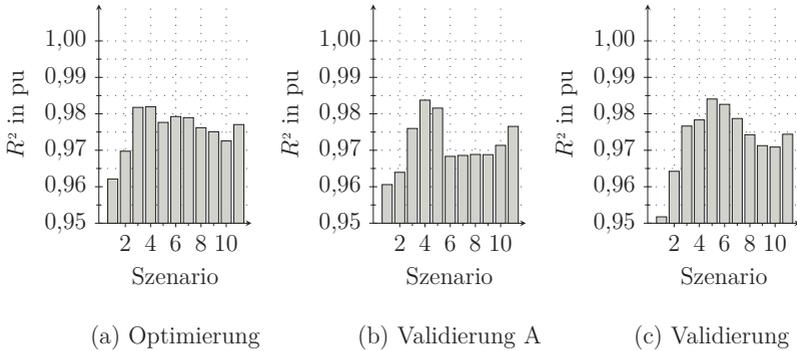


Abbildung 5.4: Anpassungsgüte der Regressionsfunktionen (Schritt 1).

Dargestellt ist das mittlere Bestimmtheitsmaß (R^2) der gefundenen Regressionsfunktionen für alle betrachteten Szenarien (Szenario 1: bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind, Szenario 11: bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik) für die Abhängigkeit der maximalen Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}$ von der elektrischen Speicherkapazität $e_{\text{Sp,el}}$ (Schritt 1). Zur besseren Darstellbarkeit der Unterschiede in den Bestimmtheitsmaßen ist nur der Ausschnitt $R^2 = 0,95 \dots 1$ pu der vertikalen Achsen dargestellt.

Der Vergleich der Diagramme in jeder Zeile der Abbildung 5.5 macht deutlich, dass sich die Abweichungen des gefundenen Regressionsmodells sowohl hinsichtlich der absoluten Werte, als auch hinsichtlich der Bereiche der Speicherkonfigurationen in denen die deutlichsten Abweichungen auftreten im Rahmen der Schwankungen der Ergebnisse, welche durch die verschiedenen Varianten der Wetterjahre hervorgerufen werden, bewegen.

Für das Szenario 1 (Abbildungen 5.5a, 5.5b und 5.5c) zeigt sich, dass aufgrund der sehr ähnlichen Abweichungen beider Extremwettervarianten 2015W und 2015S gegenüber der Referenzvariante, das Modell $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ aufgrund der gewählten Vorgehensweise der Modellerstellung gegenüber der Referenzvariante (Abbildung 5.5c) ebenfalls deutliche Abweichungen aufweist. So wird im Bereich sehr kleiner elektrischer Speicherkapazitäten die maximale Netzaustauschleistung durch das Modell unterschätzt. Im Bereich $0,05 \text{ pu} \leq e_{\text{Sp,el}} \leq 0,1 \text{ pu}$ kommt es, aufgrund der Problematik der zuvor erläuterten Abweichungen hinsichtlich des Erreichens der vollständigen Autarkie mit $p_{\text{Netz,max}} = 0$ und der damit verbundenen Anpassung im Übergangsbereich von dem Bereich mit schneller exponentieller Abnahme und dem abszissenparallelen Verlauf, zu einer Überschätzung von $p_{\text{Netz,max}}$ durch das Modell.

Für die Szenarien 6 und 11 ergeben sich für die Varianten 2015W und 2015S wie bereits erläutert unterschiedliche Abweichungen gegenüber der Referenzvariante (vgl. Abschnitt 4.2.2). In der Variante 2015W kommt es aufgrund geringerer Ab-

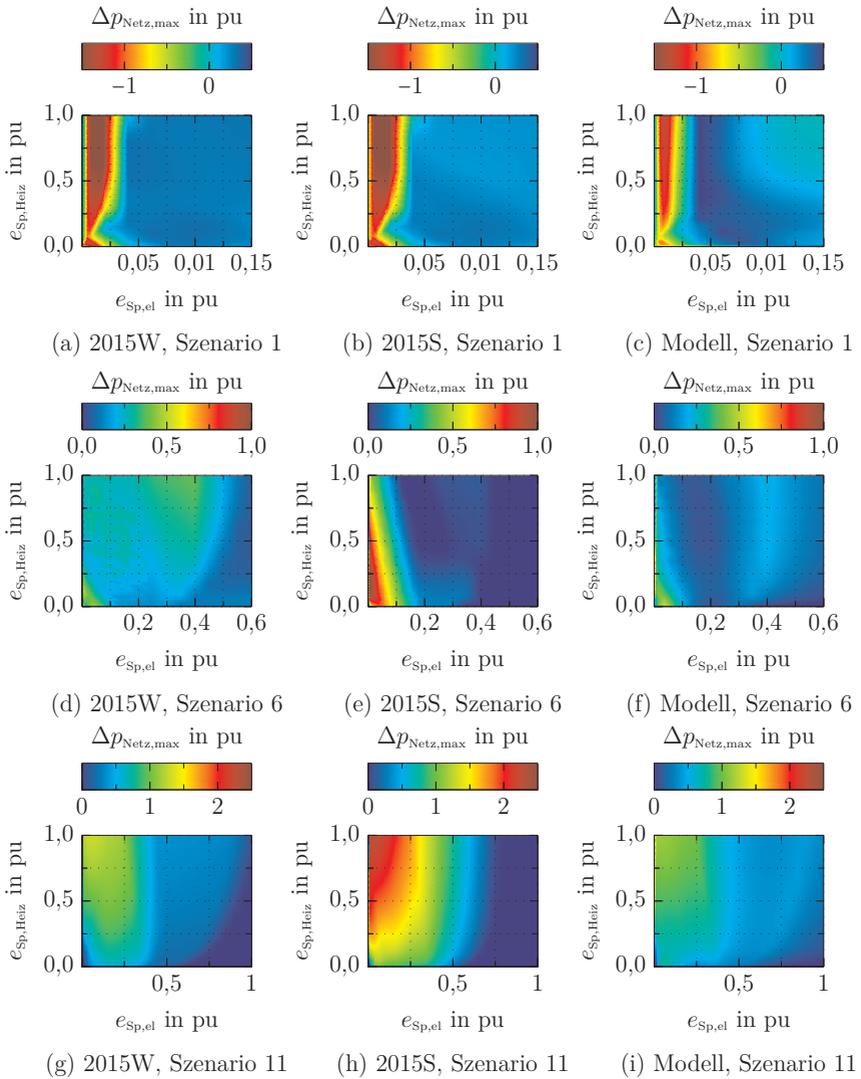


Abbildung 5.5: Absolute Abweichungen gegenüber der Referenzvariante.

Dargestellt ist die absolute Abweichung der Varianten 2015W (a, d und g) und 2015S (b, e und h) sowie des Regressionsmodells $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ (c, f und i) gegenüber der Referenzvariante 2015J in den Szenarien 1, 6 und 11.

weichungen in der Energiebilanz zu relativ geringen Abweichungen gegenüber der Referenzvariante (Abbildungen 5.5d und 5.5g). Allerdings wird deutlich, dass bei gegebener elektrischer Speicherkapazität die Abweichung mit steigender Kapazität des Heizungsspeichers ansteigt. In Verbindung mit den betragsmäßig deutlich größeren Abweichungen in der Variante 2015S bewirkt dies im Szenario 11 ebenfalls eine steigende Abweichung zwischen Modell und Referenzvariante (Abbildung 5.5i). Im Szenario 6 ergeben sich insgesamt sehr geringe Abweichungen des Modells gegenüber der Referenzvariante, wobei die größten Abweichungen im Bereich kleiner Speicherkapazitäten auftreten, was durch die deutlichen Abweichungen in der Variante 2015S in diesem Bereich hervorgerufen wird. Für die Szenarien 6 und 11 liegen die Ergebnisse $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ zwischen denen der Modellierung zugrundeliegenden Varianten, wobei die Variante 2015S im Bereich kleiner elektrischer Speicherkapazitäten jeweils die deutlichste Abweichung aufweist.

Zusammenfassend lässt sich folgern, dass das Modell sowohl aufgrund des formalen Kriteriums R^2 als auch hinsichtlich der sachlogischen Beurteilung anhand der Abweichungen zwischen Modell und Datengrundlage für die weitere Verwendung geeignet ist, da sich die Abweichungen im Bereich der verwendeten Eingangsdaten bewegen.

Modellparameter Die Regressionsfunktion in Modellierungsschritt 1 besteht aus der Summe zweier fallender Exponentialfunktionen, wobei die Parameter α_2 und α_4 die negative Steigung der einzelnen Teilfunktionen bestimmen. Während der Parameteroptimierung werden für die Parameter α_2 und α_4 zunächst dieselben Grenzwerte ($-\infty \leq \alpha_2, \alpha_4 \leq 0$) zugelassen und anschließend derart sortiert, dass für den ersten Summanden in Gleichung 5.2 der Betrag der Steigung, welcher durch den Parameter α_2 beeinflusst wird geringer ist, als der des zweiten Summanden ($|\alpha_2| < |\alpha_4|$). Die Parameter α_1 und α_3 bestimmen das Erreichen des Anfangswertes bei $e_{\text{Sp,Heiz}} = 0$.

Abbildung 5.6 stellt die gewählten Parameter der Regressionsfunktion nach Gleichung 5.2 im Szenario 1 über der Kapazität des Heizungsspeichers dar.

Wie oben ausgeführt, treten in allen Parametern α_1 bis α_4 Sprünge im Bereich kleiner Kapazitäten $e_{\text{Sp,Heiz}}$ auf. Der erste Exponentialfunktionsterm der Gleichung 5.2, dessen Gradient durch den Parameter α_2 beeinflusst wird, wird für den überwiegenden Teil der $e_{\text{Sp,Heiz}}$ mit einem Parameter $\alpha_2 \approx 0$ quasi zu einer abszissenparallelen Geraden, welche mittels des Parameters $\alpha_1 \approx 0,15 \text{ pu}$ (als Ordinatenabschnitt zu interpretieren) die verbleibende Austauschleistung im Bereich großer $e_{\text{Sp,el}}$ beschreibt. Die Abnahme der Netzaustauschleistung mit steigender elektrischer Speicherkapazität wird somit im wesentlichen mittels des zweiten Exponentialfunktionsterms beschrieben. Mit der Annahme, dass der stationäre Endwert einer abfallenden Exponentialfunktion $f(x) = a \cdot e^{-t \cdot x}$ bei $5/t$ erreicht ist, beeinflusst der zweite Term den Funktionsverlauf bis zu einer elektrischen Speicherkapazität von $e_{\text{Sp,el}} < 0,06 \text{ pu}$.

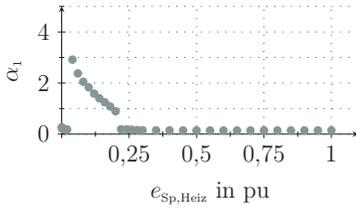
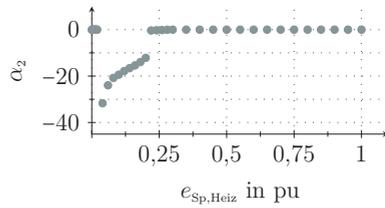
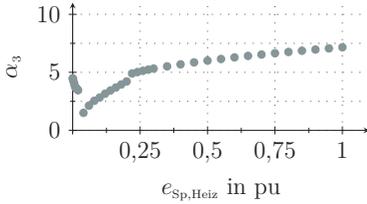
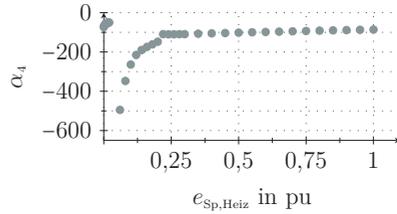
(a) Parameter α_1 im Szenario 1(b) Parameter α_2 im Szenario 1(c) Parameter α_3 im Szenario 1(d) Parameter α_4 im Szenario 1

Abbildung 5.6: Parameter der Regressionsfunktion im Szenario 1 (Schritt 1).

Dargestellt sind die Parameter der Regressionsfunktion $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ (Schritt 1) über der Kapazität des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ im Szenario 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind).

Die höheren Werte der Parameter α_1 und α_2 im Bereich $0,02 \text{ pu} \leq e_{\text{Sp,Heiz}} \leq 0,22 \text{ pu}$, die einen deutlich fallenden Verlauf des ersten Exponentialfunktionsterms verursachen, führen dazu, dass in diesem Bereich der Kapazität des Heizungsspeichers die Funktionsverläufe $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}})$ für große elektrische Speicher asymptotisch zur Abszisse verlaufen und ab $e_{\text{Sp,el}} \approx 0,25 \text{ pu}$ der Wert $p_{\text{Netz,max}} = 0$ quasi erreicht ist. Dies spiegelt zwar die Charakteristik des Verlaufs von $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}})$ für die Referenzvariante wieder, jedoch wird für die Varianten 2015S und 2015 der Wert $p_{\text{Netz,max}} = 0$ nicht erreicht.

Abbildung 5.7 stellt die gewählten Parameter der Regressionsfunktion nach Gleichung 5.2 für das Szenario 6 dar. Wie bereits zu Abbildung 5.6 für das Szenario 1 diskutiert, zeigt sich auch für das Szenario 6, dass im Bereich kleiner elektrischer Speicherkapazitäten die Beträge der Parameter α_1 und α_2 zunehmen, sodass der erste Exponentialfunktionsterm in diesem Bereich verstärkt auf den schnellen Abfall der maximalen Netzaustauschleistung über der elektrischen Speicherkapazität wirkt. Anders als im Szenario 1 ergibt sich jedoch über den deutlich von Null

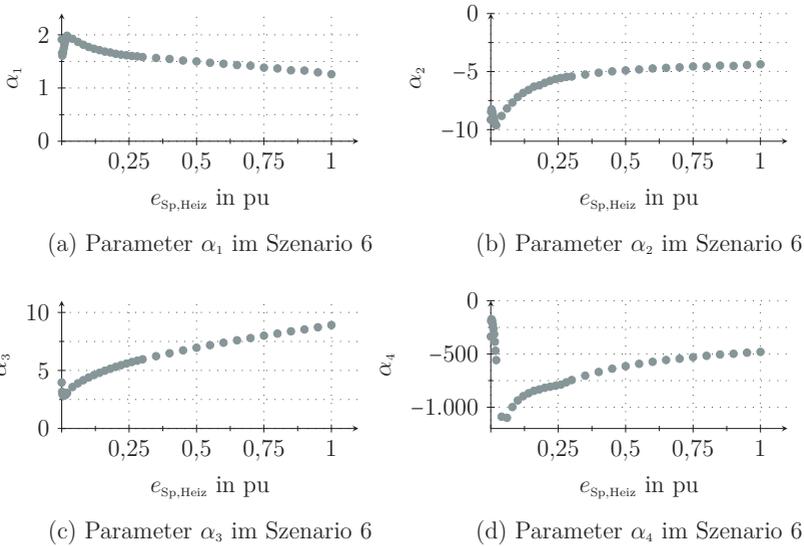


Abbildung 5.7: Parameter der Regressionsfunktion im Szenario 6 (Schritt 1).

Dargestellt sind die Parameter der Regressionsfunktion $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ (Schritt 1) über der Kapazität des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ im Szenario 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik).

verschiedenen Parameter α_2 über den gesamten Bereich der Speicherkapazitäten ein monoton fallender Zusammenhang $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}})$. Aus Abbildung 5.7d lässt sich unter den oben genannten Annahmen wiederum ableiten, dass der zweite Exponentialfunktionsterm der Gleichung 5.2 für den Bereich $e_{\text{Sp,Heiz}} > 0,02$ pu nur bis zu einer elektrischen Speicherkapazität bis 0,01 pu einen Einfluss auf den Funktionsverlauf hat. Im Bereich kleinerer Kapazitäten des Heizungsspeichers beeinflusst dieser den Funktionsverlauf im Bereich $e_{\text{Sp,el}} < 0,03$ pu.

In Abbildung 5.8 sind die gewählten Parameter der Regressionsfunktion nach Gleichung 5.2 für das Szenario 11 dargestellt. Grundsätzlich zeigt sich die gleiche Charakteristik der einzelnen Parameter wie für das Szenario 6 (vgl. Abbildung 5.8), wobei der Einfluss des ersten Exponentialfunktionsterms der Gleichung 5.2 im Bereich kleiner elektrischer Speicherkapazitäten weniger stark ausgeprägt ist.

Im Vergleich zum Szenario 6 fällt der Betrag des Parameters α_4 mit steigender Kapazität des Heizungsspeichers für das Szenario 11 etwas schneller, sodass der zweite Exponentialfunktionsterm der Gleichung 5.2 für einen größeren Bereich der

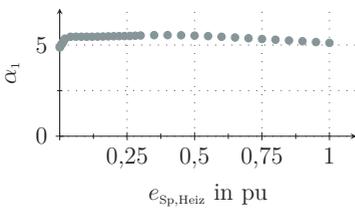
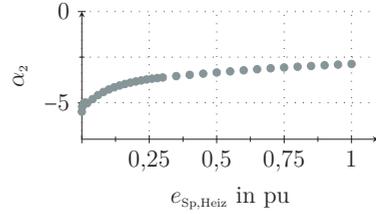
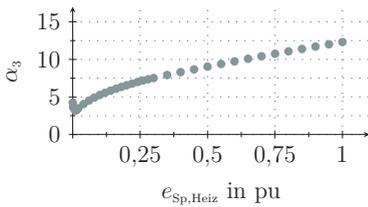
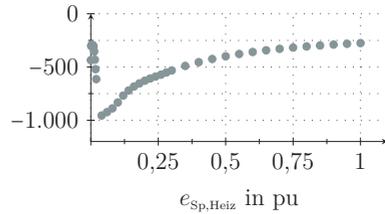
(a) Parameter α_1 im Szenario 11(b) Parameter α_2 im Szenario 11(c) Parameter α_3 im Szenario 11(d) Parameter α_4 im Szenario 11

Abbildung 5.8: Parameter der Regressionsfunktion im Szenario 11 (Schritt 1).

Dargestellt sind die Parameter der Regressionsfunktion $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ (Schritt 1) über der Kapazität des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ im Szenario 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik).

elektrischen Speicherkapazität die Abhängigkeit $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}})$ beeinflusst. Dieser wirkt bis zu einer elektrischen Speicherkapazität von 0,02 pu und damit für einen doppelt so großen Bereich, wie im Szenario 6.

Diskussion der Ergebnisse Die Parameter α_1 und α_3 , welche die Funktionswerte bei $e_{\text{Sp,el}} = 0$ angeben, steigen erwartungsgemäß mit steigendem Photovoltaikanteil an der Erzeugung an. Ebenfalls zeigen sich in allen Szenarien vergleichsweise geringe Änderungen von $\alpha_1(e_{\text{Sp,Heiz}})$, woraus sich schließen lässt, dass die Steigerung von $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,Heiz}})$ im Bereich kleiner elektrischer Speicherkapazitäten hauptsächlich mittels des zweiten Exponentialfunktionsterms beschrieben werden.

Wie oben ausgeführt, kann anhand der Beträge der Parameter α_2 und α_4 abgeschätzt werden, bis zu welcher elektrischen Speicherkapazität die einzelnen Exponentialfunktionsterme der Gleichung 5.2 die Abhängigkeit $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}})$ beeinflussen. Der zweite Term beeinflusst diese bis maximal zu einer Speicherkapazität von 0,06 pu (für das Szenario 1). Somit kann generell der erste Term der Gleichung 5.2 zur Abschätzung einer Grenzkapazität für den elektrischen Speicher $e_{\text{Sp,el}}^{\text{Grenz}}$ herangezogen

werden, ab welcher eine weitere Steigerung dieser keinen Einfluss mehr auf die Reduktion der maximalen Netzaustauschleistung hat. Es wird jeweils der maximale Betrag des Parameter α_2 verwendet, sodass eine Abschätzung für $e_{\text{Sp,el}}^{\text{Grenz}}$ nach unten erfolgt. Abbildung 5.9 stellt die Ergebnisse für die betrachteten Szenarien dar.

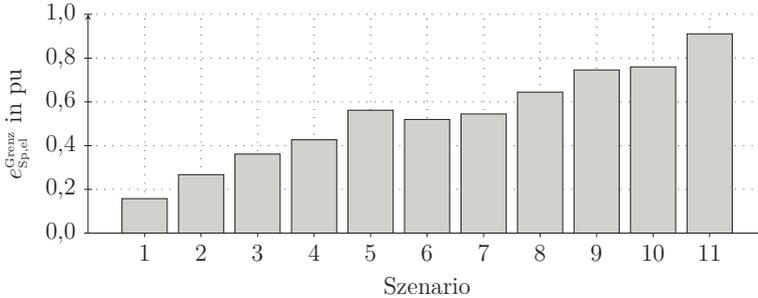


Abbildung 5.9: Grenzwerte der elektrischen Speicherkapazität.

Dargestellt sind die Grenzwerte der elektrischen Speicherkapazität, ab denen ein weiterer Zubau von $e_{\text{Sp,el}}$ keinen weiteren Nutzen zur Reduzierung der maximalen Netzbelastung bringt. Das Erreichen des Zielwertes $p_{\text{Netz,max}} = 0$ wird dabei mittels des Parameter α_2 und der oben genannten Vereinfachung festgelegt.

Anhand der in Abbildung 5.9 dargestellten Ergebnisse lässt sich analog zu den Ausführungen in Abschnitt 4.2 ableiten, dass für die photovoltaikdominierten Szenarien größere elektrische Speicherkapazitäten zur Integration der Erzeugungsspitzen in den Sommermonaten benötigt werden. Gleichzeitig ergeben sich für die winddominierten Szenarien kleinere Grenzwerte, da ein geringerer saisonaler Ausgleich erforderlich ist.

Zusammenfassung Im ersten Schritt der Metamodellbildung wird die Abhängigkeit der maximalen Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}$ von der elektrischen Speicherkapazität $e_{\text{Sp,el}}$ durch die Summe zweier Exponentialfunktionen beschrieben. Es ergeben sich 38 Parametersätze mit den Parametern α_1 bis α_4 für jeweils eine feststehende thermische Speicherkapazität $e_{\text{Sp,Heiz}}^*$. Diese Parametersätze werden im zweiten Modellierungsschritt für die Beschreibung der Abhängigkeit der maximalen Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ weiterverwendet.

Hinsichtlich der Anpassungsgüte werden für alle Szenarien für die gewählten Parametersätze Bestimmtheitsmaße über 95% erreicht. Der Vergleich der absoluten Abweichungen zwischen den Ergebnissen der Referenzvarianten und den Varianten 2015S und 2015W sowie den Abweichungen, welche sich aus den Regressionsgleichungen ergeben, zeigt ebenfalls, dass der Zusammenhang $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ passend abgebildet wird (vgl. Abbildung 5.5).

Aus den gefundenen Parametern lassen sich Aussagen bezüglich des Nutzens des weiteren Zubaus elektrischer Speicherkapazitäten ableiten. Diese Grenzwerte werden über den Exponenten α_2 bestimmt, in dem über diesen die zum Erreichen des Zielwerts $p_{\text{Netz,max}} = 0$ benötigte Kapazität $e_{\text{Sp,el}} \leq e_{\text{Sp,el}}^{\text{Grenz}}$ ermittelt wird. $e_{\text{Sp,el}}^{\text{Grenz}}$ mit steigendem Photovoltaikanteil erwartungsgemäß an, da zum Ausgleich der saisonalen Erzeugungsschwankungen größere Speicherkapazitäten benötigt werden.

5.4 Abhängigkeit von der Kapazität des Heizungsspeichers (Schritt 2)

In Schritt 1 wird der funktionale Zusammenhang $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ Gleichung 5.2 beschrieben, wobei für jede Kapazität des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}^*$ in jedem der elf betrachteten Szenarien ein Parametersatz, bestehend aus den Parametern α_1 bis α_4 , existiert. Diese sind in den Abbildungen 5.6, 5.7 und 5.8 für die Szenarien 1, 6 und 11 dargestellt.

Im zweiten Schritt der Ableitung des Metamodells werden für die Parameter α_1 bis α_4 wiederum Regressionsfunktionen gesucht, die die Abhängigkeit dieser Parameter α_i von der Kapazität des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ beschreiben. Wie im vorangegangenen Abschnitt 5.3 diskutiert, ergeben sich für verschiedene Abschnitte der Kapazität des Heizungsspeichers unterschiedliche Charakteristiken für $\alpha_i(e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$, was insbesondere für die winddominierten Szenarien in den Parametern α_1 und α_2 deutlich erkennbar ist. Im Folgenden werden aus diesem Grund zwei separate Modelle mit unterschiedlichen Regressionsfunktionen und somit auch Parametersätzen ermittelt, einerseits für die Weiterverwendung im Modellierungsschritt 3 (Abschnitt 5.4.1) und andererseits insbesondere für die detaillierte Beschreibung des Einflusses kleiner Kapazitäten des Heizungsspeichers (Abschnitt 5.4.2).

Für jedes betrachtete Szenario ergibt sich der Photovoltaikanteil q_{PV} an der Erzeugung nach Gleichung 5.3.

$$q_{\text{PV}} = \frac{P_{\text{PV,inst.}}}{P_{\text{Wind,inst.}} + P_{\text{PV,inst.}}} \quad (5.3)$$

Aufgrund geringerer Volllaststundenzahl der Photovoltaik gegenüber der Windenergie (vgl. Abbildungen 4.1 und 4.3) steigt die installierte EE-Leistung überproportional mit dem Anteil der Photovoltaik (steigende Szenarienummer). Somit ist sind die Ergebnisse der Parameter β_i über q_{PV} nicht linear verteilt.

5.4.1 Schritt 2a

Für die Beschreibung der Abhängigkeit $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ über dem gesamten Bereich der betrachteten Speicherkapazität, werden in diesem Abschnitt die Werte der Parameter α_1 bis α_4 für den Bereich $0,00125 \text{ pu} \leq e_{\text{Sp,Heiz}} \leq 0,2 \text{ pu}$ vernachlässigt.

Die Parameter α_3 und α_4 dienen für diesen Fall lediglich dem Erreichen des Ausgangswertes bei $e_{\text{Sp,el}} = 0$ (vgl. Diskussionen zur Grenzkapazität des elektrischen Speichers in Abschnitt 5.3). Der Startwert bei $e_{\text{Sp,el}} = 0$ wird für die Parameteroptimierung berücksichtigt, um trotz der Vernachlässigung des Bereichs kleiner Speicherkapazitäten für den gesamten Bereich $0 \leq e_{\text{Sp,el}} \leq 1$ pu und $0 \leq e_{\text{Sp,Heiz}} \leq 1$ pu ein grundsätzlich anwendbares Modell zu erhalten. Die in diesem Schritt ermittelten Parameter der angesetzten Regressionsfunktionen müssen sich im folgenden Schritt 3 in Abhängigkeit des Erzeugungsmixes wiederum durch Funktionen mit möglichst wenig Parametern beschreiben lassen, sodass im Schritt 2a ebenfalls Funktionen mit möglichst wenigen Parametern gewählt werden.

Regressionsfunktionen und Parameteroptimierung Nachfolgend werden die gewählten Regressionsfunktionen für die Parameter α_1 bis α_4 dargestellt und diskutiert.

Für den Parameter $\alpha_1(e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ wird der lineare Zusammenhang nach den Gleichungen 5.4 verwendet. Für die Parameteroptimierung werden die folgenden Bereiche festgelegt: $-\infty \leq \beta_1(q_{\text{PV}}^*) \leq 0$, $0 \leq \beta_2(q_{\text{PV}}^*) \leq \infty$.

$$\alpha_1(e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*) = \beta_1(q_{\text{PV}}^*) \cdot e_{\text{Sp,Heiz}} + \beta_2(q_{\text{PV}}^*) \quad (5.4)$$

Abbildung 5.10 stellt die Abhängigkeit $\alpha_1(e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ nach Gleichung 5.4 für die Anpassung an den Parameter α_1 aus Schritt 1 dar.

Insbesondere für das Szenario 11 (Abbildung 5.10c) fällt auf, dass durch die Vorgabe einer linearen Regressionsfunktion der Anfangswert $\alpha_1(e_{\text{Sp,Heiz}} = 0, q_{\text{PV}} = 1)$ überschätzt wird. Dies hat zur Folge, dass für das Szenario 11 der Wert der maximale Netzaustauschleistung für den Fall, dass kein Heizungsspeicher eingesetzt wird, um etwa $\Delta p_{\text{Netz,max}} = 0,5$ pu überschätzt wird. Für den Bereich kleiner Kapazitäten des Heizungsspeichers ergibt sich gegenüber dem Modell $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ eine Abweichung von etwa 5%. Dabei werden die Werte für $\alpha_1(e_{\text{Sp,Heiz}} = 0, q_{\text{PV}} = 1)$ und $\alpha_3(e_{\text{Sp,Heiz}} = 0, q_{\text{PV}} = 1)$ (Abbildung 5.12c) zugrunde gelegt, da deren Summe direkt die Werte für $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}} = 0, e_{\text{Sp,Heiz}} = 0, q_{\text{PV}}^*)$ bestimmt. Für die anderen dargestellten Szenarien 1 und 6 ist für diese Ausgangswerte im Bereich kleiner Kapazitäten des Heizungsspeichers eine vergleichsweise geringe Abweichung zu erkennen, sodass für diese Szenarien die Ausgangswerte besser abgebildet werden, als im Szenario 11.

Die Ergebnisse der hier nicht aufgeführten Szenarien sind in Abbildung B.1 dargestellt.

Für den Parameter $\alpha_2(e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ wird der exponentielle Zusammenhang nach Gleichung 5.5 verwendet, wobei für die Parameteroptimierung die folgenden Bereiche festgelegt werden: $-\infty \leq \beta_3 \leq 0$, $-\infty \leq \beta_4 \leq 0$, $0 \leq \beta_5 \leq \infty$.

$$\alpha_2(e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*) = \beta_3(q_{\text{PV}}^*) \cdot e^{(\beta_4(q_{\text{PV}}^*) \cdot e_{\text{Sp,Heiz}})} + \beta_5(q_{\text{PV}}^*) \quad (5.5)$$

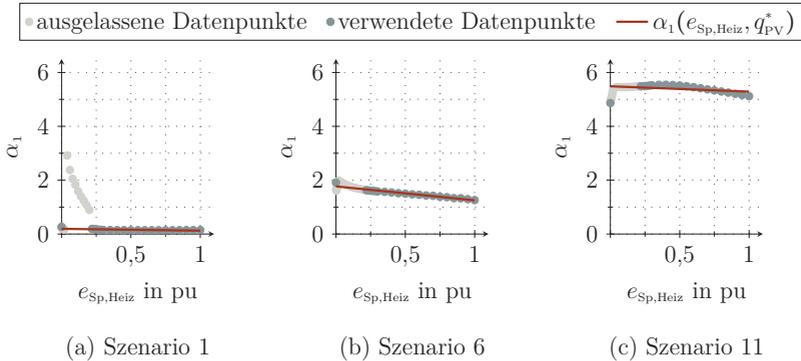


Abbildung 5.10: Parameter α_1 für die Szenarien 1, 6 und 11.

Dargestellt ist der Parameter α_1 der Regressionsfunktion $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ (Schritt 1) über der Kapazität des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ in den Szenarien 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind), 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik) und 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik). Die rot dargestellten Kurvenverläufe zeigen die Regressionsfunktionen aus Schritt 2a.

Abbildung 5.11 stellt die Verläufe der gefundenen Regressionsfunktionen für den Parameter α_2 in den Szenarien 1, 6 und 11 dar.

Wie im vorangegangenen Abschnitt erläutert, treten insbesondere in den winddominierten Szenarien (hier dargestellt Szenario 1 in Abbildung 5.11a) im Bereich kleiner $e_{\text{Sp,Heiz}}$ Sprünge im Parameter α_2 auf, welche sich in den eher photovoltaikdominierten Szenarien (hier dargestellt Szenario 6 und 11 in den Abbildungen 5.11b und 5.11c) nicht zeigen. Die gewählte Regressionsfunktion $\alpha_2(e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ (Gleichung 5.5) zeigt daher auch für die ausgelassenen Datenpunkte eine gute Anpassung.

Die Ergebnisse der hier nicht aufgeführten Szenarien sind in Abbildung B.2 dargestellt.

Für den Parameter $\alpha_3(e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ wird der exponentielle Zusammenhang nach Gleichung 5.6 verwendet, wobei für die Parameteroptimierung die folgenden Bereiche festgelegt werden: $-\infty \leq \beta_6(q_{\text{PV}}^*) \leq 0$, $-\infty \leq \beta_7(q_{\text{PV}}^*) \leq 0$, $0 \leq \beta_8(q_{\text{PV}}^*) \leq \infty$.

$$\alpha_3(e_{\text{Sp,Heiz}}) = \beta_6(q_{\text{PV}}^*) \cdot e^{(\beta_7(q_{\text{PV}}^*) \cdot e_{\text{Sp,Heiz}})} + \beta_8(q_{\text{PV}}^*) \quad (5.6)$$

Wie in Abbildung 5.12 ersichtlich ist, wird für den Parameter α_3 in allen beispielhaft dargestellten Szenarien eine gute Anpassung, sowohl für den Startwert bei $e_{\text{Sp,Heiz}} = 0$ als auch für den Bereich $e_{\text{Sp,Heiz}} \geq 0,2$ pu erreicht. Allerdings wird das Minimum, welches die Verringerung der maximalen Netzaustauschleistung für $e_{\text{Sp,el}} = 0$ (vgl.

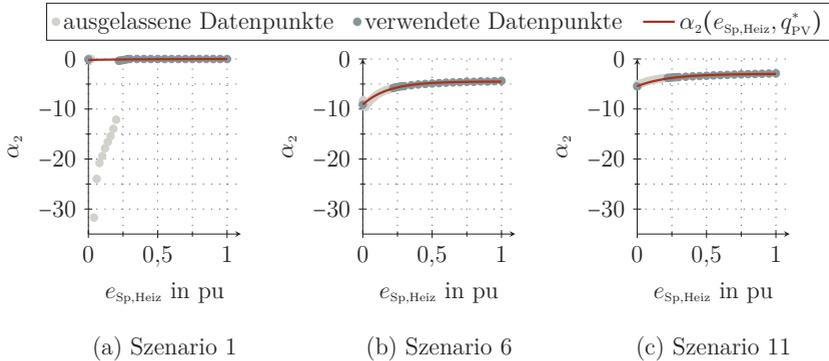


Abbildung 5.11: Parameter α_2 für die Szenarien 1, 6 und 11.

Dargestellt ist der Parameter α_2 der Regressionsfunktion $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ (Schritt 1) über der Kapazität des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ in den Szenarien 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind), 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik) und 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik). Die rot dargestellten Kurvenverläufe zeigen die Regressionsfunktionen aus Schritt 2a.

Abschnitt 4.2) darstellt, durch die Vorgabe Funktionen mit möglichst wenigen Parametern zu verwenden, im Modell nicht abgebildet. Dies gilt insbesondere für das Szenario 1 (Abbildung 5.12a) bei gleichzeitigem Maximum im Parameter α_1 (Abbildung 5.10a).

Die Ergebnisse der hier nicht aufgeführten Szenarien sind in Abbildung B.3 dargestellt.

Zur Modellierung der Abhängigkeit $\alpha_4(e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ wird ebenfalls ein exponentieller Zusammenhang nach Gleichung 5.7 verwendet, wobei für die Parameteroptimierung die folgenden Bereiche festgelegt werden: $-\infty \leq \beta_9(q_{\text{PV}}^*) \leq 0$, $-\infty \leq \beta_{10}(q_{\text{PV}}^*) \leq 0$, $-\infty \leq \beta_{11}(q_{\text{PV}}^*) \leq 0$.

$$\alpha_4(e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*) = \beta_9(q_{\text{PV}}^*) \cdot e^{(\beta_{10}(q_{\text{PV}}^*) \cdot e_{\text{Sp,Heiz}})} + \beta_{11}(q_{\text{PV}}^*) \quad (5.7)$$

Abbildung 5.13 stellt die Verläufe der Regressionsfunktionen für den Parameter α_4 in den Szenarien 1, 6 und 11 dar. Insbesondere für die eher photovoltaikdominierten Szenarien (Abbildungen 5.13b und 5.13c) wird deutlich, dass einerseits der Betrag des Anfangswerts $\alpha_4(e_{\text{Sp,Heiz}} = 0, q_{\text{PV}}^*)$ überschätzt und gleichzeitig im Bereich mittlerer Kapazitäten des Heizungsspeichers unterschätzt wird.

Wie bereits im vorangegangenen Abschnitt (Seite 116) erläutert, beeinflusst der Parameter α_4 den Zusammenhang $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}})$ im Bereich kleiner elektri-

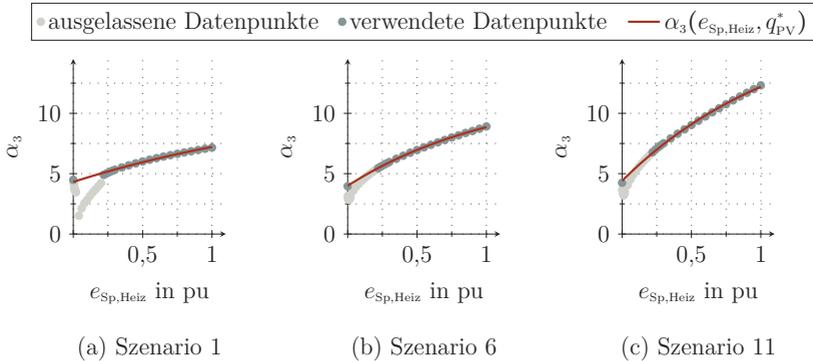


Abbildung 5.12: Parameter α_3 für die Szenarien 1, 6 und 11.

Dargestellt ist der Parameter α_3 der Regressionsfunktion $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ (Schritt 1) über der Kapazität des Heizzungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ in den Szenarien 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind), 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik) und 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik). Die rot dargestellten Kurvenverläufe zeigen die Regressionsfunktionen aus Schritt 2a.

scher Speicherkapazitäten, sodass eine vergleichsweise schlechte Abbildung von α_4 bei der Betrachtung des gesamten Bereichs der Speicherkonfigurationen relativ wenig ins Gewicht fällt. Allerdings wird der Bereich kleiner Speicherkapazitäten, im Bereich der typischen Systemauslegung durch das Modell $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ nur unzureichend abgebildet.

Die Ergebnisse der hier nicht aufgeführten Szenarien sind in Abbildung B.4 dargestellt.

Anpassungsgüte Die Anpassungsgüte wird anhand der absoluten Abweichung zwischen dem Modell $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ und den Simulationsergebnissen für die Varianten 2015J, 2015W und 2015S bewertet. Dazu werden in den nachfolgenden Abbildungen die Differenzen

$$\begin{aligned} \Delta p_{\text{Netz,max,Schritt 1}} &= p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*) - p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}^*, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*) \quad \text{und} \\ \Delta p_{\text{Netz,max,Schritt 2a}} &= p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*) - p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}^*, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*), \end{aligned}$$

welche die absolute Abweichung zwischen dem Modell nach Schritt 1 beziehungsweise Schritt 2 und den Ergebnissen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells in den betrachteten Varianten angibt, dargestellt. Positive Abweichungen bedeuten somit, dass die Ergebnisse des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells durch

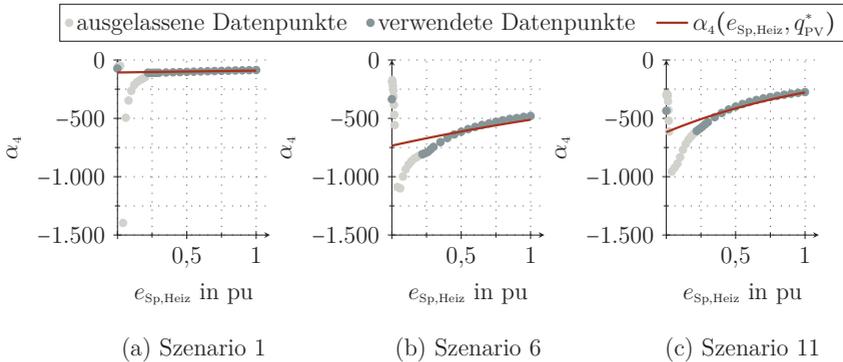


Abbildung 5.13: Parameter α_4 für die Szenarien 1, 6 und 11.

Dargestellt ist der Parameter α_4 der Regressionsfunktion $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ (Schritt 1) über der Kapazität des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ in den Szenarien 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind), 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik) und 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik). Die rot dargestellten Kurvenverläufe zeigen die Regressionsfunktionen aus Schritt 2a.

die des Metamodells überschätzt werden, während negative Abweichungen eine Unterschätzung bedeuten.

Abbildung 5.14 stellt die absoluten Abweichungen $\Delta P_{\text{Netz,max,Schritt 1}}$ (oben) sowie $\Delta P_{\text{Netz,max,Schritt 2a}}$ (unten) für das Szenario 1 dar. Abbildung 5.14a zeigt, dass die wesentlichen Abweichungen $\Delta P_{\text{Netz,max,Schritt 1}}$ des Modells gegenüber dem Referenzwertjahr im Bereich kleiner elektrischer Speicher auf die Abweichungen in den Schritt 1 zugrundeliegenden Eingangsdaten der verschiedenen Varianten zurückzuführen sind (vgl. Abbildung 5.5). Der Vergleich der Abbildungen 5.14a, 5.14b und 5.14c im Bereich $e_{\text{Sp,Heiz}} \leq 0,2$ pu zeigt, dass die Ergebnisse der Referenzvarianten in diesem Bereich deutlicher unterschätzt werden als die der Varianten 2015W und 2015S (vgl. Erläuterungen zu den Sprüngen in den Parametern α_i Abschnitt 5.3). Wie die Abbildungen 5.14d, 5.14f und 5.14e zeigen, ergeben sich im Bereich $e_{\text{Sp,el}} \leq 0,05$ pu und $e_{\text{Sp,Heiz}} \leq 0,2$ pu negative Werte für $\Delta P_{\text{Netz,max,Schritt 2a}}$, gleichbedeutend mit einer Unterschätzung der Ergebnisse des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells durch das Modell $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$. Dies ist auf die betragsmäßige Unterschätzung der Parameter α_1 und α_2 im Modellierungsschritt 2a zurückzuführen.

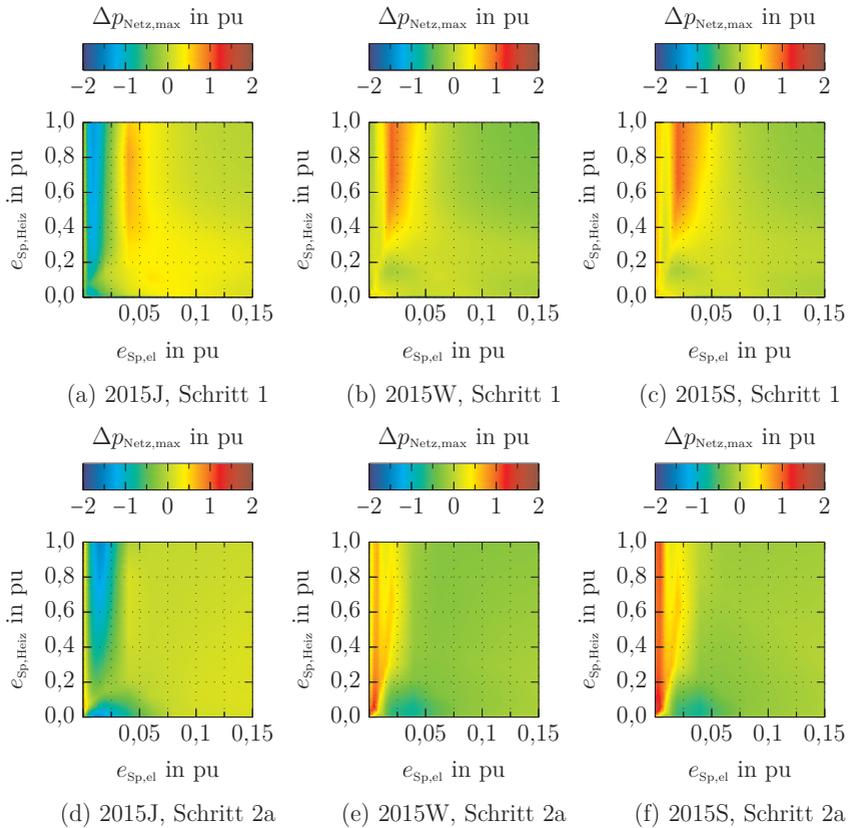


Abbildung 5.14: Abweichung der Metamodell- zu den Optimierungsergebnissen im Szenario 1.

Dargestellt sind die absoluten Abweichungen der Metamodelle $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ (Schritt 1 – obere Zeile) und $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ (Schritt 2a – untere Zeile) gegenüber den Simulationsergebnissen $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}^*, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ in den Varianten 2015J, 2015W und 2015S (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind). Positive Abweichungen bedeuten eine Überschätzung der Simulationsergebnisse durch das Modell, negative Abweichungen folglich eine Unterschätzung.

Für das Szenario 6 sind die absoluten Abweichungen $\Delta p_{\text{Netz,max}}$ für die Schritte 1 und 2a in Abbildung 5.15 dargestellt. Aus den Abbildungen 5.15a, 5.15b und 5.15c wird zunächst deutlich, dass im Bereich sehr kleiner elektrischer Speicherkapazitäten das Modell $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ die Ergebnisse in der Referenzvariante unterschätzt, während diese für die Varianten 2015W und 2015S überschätzt werden. Mit steigender elektrischer Speicherkapazität kehren sich die Verhältnisse um, sodass für die Referenzvariante eine Überschätzung und für die Extremwettervarianten eine Unterschätzung erfolgt, wobei diese für die Variante 2015S am deutlichsten ausfällt. Beim Übergang zu Schritt 2a (Abbildungen 5.15d, 5.15e und 5.15f) ergeben sich lediglich geringe Veränderungen in den absoluten Abweichungen.

In Abbildung 5.16 sind die Abweichungen $\Delta P_{\text{Netz,max,Schritt 1}}$ und $\Delta P_{\text{Netz,max,Schritt 2a}}$ für das Szenario 11 dargestellt. Es wird deutlich, dass in beiden Modellierungsschritten die geringsten Abweichungen für das Extremwetterjahr 2015W bestehen. Für das Referenzwetterjahr kommt es in beiden Modellierungsschritten zu einer Überschätzung durch die Modelle, während es für die Variante 2015S zu einer Unterschätzung der Ergebnisse des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells kommt.

Modellparameter Die Parameter β_i der Regressionsfunktionen des Modellierungsschrittes 2a sowie deren Weiterverwendung für den Modellierungsschritt 3 sind im folgenden Abschnitt 5.5 in Abbildung 5.19 dargestellt.

Diskussion der Ergebnisse Die gezeigten Abbildungen der absoluten Abweichungen der Ergebnisse der abgeleiteten Modelle gegenüber denen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells zeigen, dass die wesentlichen Abweichungen in den einzelnen Varianten bereits im Modellierungsschritt 1 entstehen. Im Szenario 1 ergeben sich aufgrund der Ähnlichkeit der Ergebnisse in den beiden Extremwetterjahren auch bezüglich der Abweichungen zu den Ergebnissen der Modelle für beide Extremwettervarianten nahezu identische Verhältnisse. Für die Szenarien 6 und 11 zeigt sich, dass die Ergebnisse der abgeleiteten Modelle jeweils im aufgespannten Korridor der Ergebnisse des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells liegen und somit für die auf den Ergebnissen aufbauende Systemauslegung geeignet sind.

Durch die Vernachlässigung des Bereichs kleiner Kapazitäten des Heizungsspeichers bei der Ableitung des Modells $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ ergeben sich insbesondere in den winddomierten Szenarien (hier dargestellt nur Szenario 1) große Abweichungen insbesondere im Bereich kleiner Speicherkapazitäten. Diese sind allerdings mit steigendem Photovoltaikanteil an der Erzeugung weniger stark ausgeprägt. Aufgrund des bereits in Abschnitt 4.4 dargelegten Effekts, dass mit Steigerung der Kapazität des Heizungsspeichers die Optimierungsziele aufgrund steigender Speicherverluste weniger gut bedient werden und der Tatsache, dass in den Extremwetterjahren mit steigender Kapazität des Heizungsspeichers, die Abweichungen gegenüber der Referenzvariante ebenfalls ansteigen, ist zu erwarten, dass sich die Ergebnisse der Systemauslegung im Bereich kleiner Kapazitäten des Heizungsspeichers befinden,

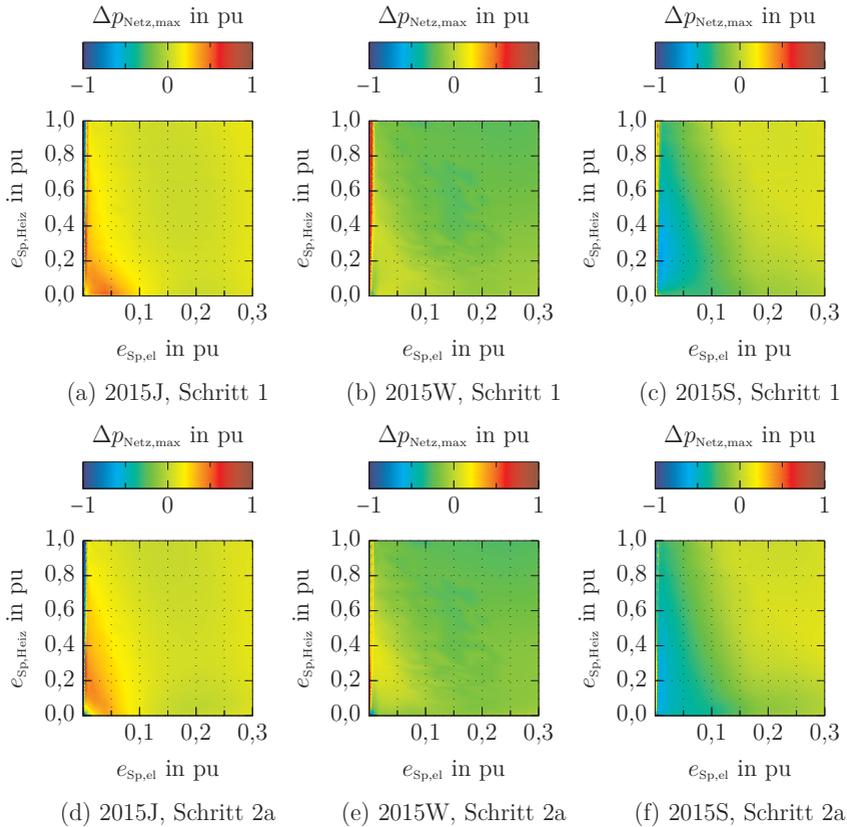


Abbildung 5.15: Abweichung der Metamodell- zu den Optimierungsergebnissen im Szenario 6.

Dargestellt sind die absoluten Abweichungen der Metamodelle $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ (Schritt 1 – obere Zeile) und $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ (Schritt 2a – untere Zeile) gegenüber den Simulationsergebnissen $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}^*, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ in den Varianten 2015J, 2015W und 2015S (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik). Positive Abweichungen bedeuten eine Überschätzung der Simulationsergebnisse durch das Modell, negative Abweichungen folglich eine Unterschätzung.

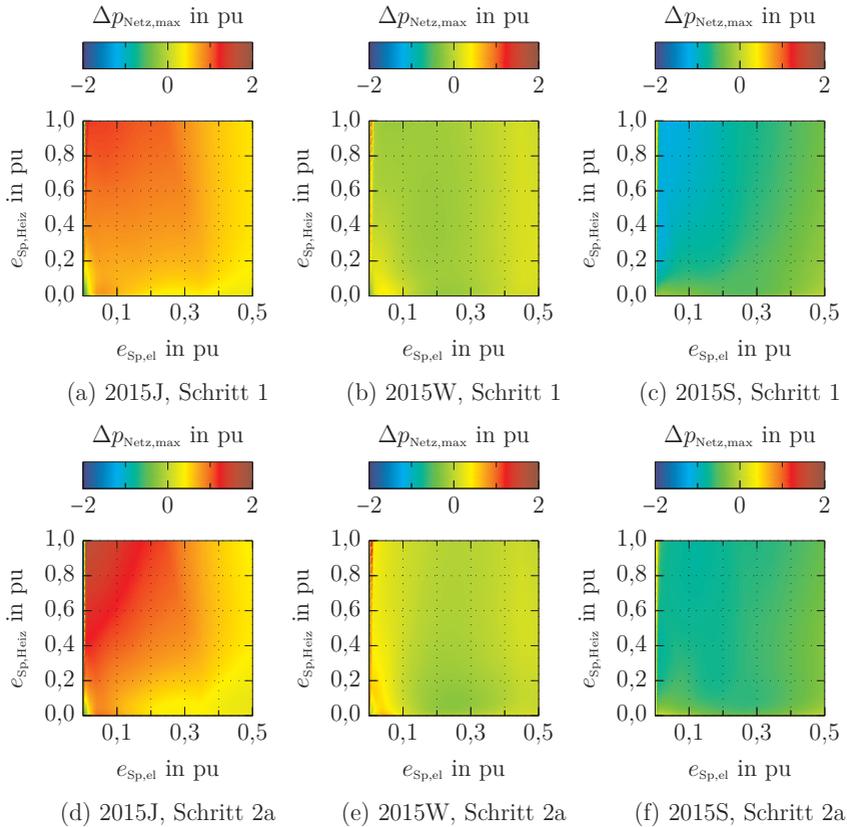


Abbildung 5.16: Abweichung der Metamodell- zu den Optimierungsergebnissen im Szenario 11.

Dargestellt sind die absoluten Abweichungen der Metamodelle $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ (Schritt 1 – obere Zeile) und $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ (Schritt 2a – untere Zeile) gegenüber den Simulationsergebnissen $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}^*, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ in den Varianten 2015J, 2015W und 2015S (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik). Positive Abweichungen bedeuten eine Überschätzung der Simulationsergebnisse durch das Modell, negative Abweichungen folglich eine Unterschätzung.

sodass dieser Bereich genauer abgebildet werden muss, als es im Modellierungsschritt 2a der Fall ist. Folglich wird Modellierungsschritt 2b zur detaillierten Beschreibung dieses Bereichs der Speicherkonfigurationen angeschlossen.

5.4.2 Schritt 2b

Im vorangegangenen Abschnitt 5.4.1 wurde der Bereich $0,00125 \text{ pu} \leq e_{\text{Sp,Heiz}} \leq 0,2 \text{ pu}$ nicht berücksichtigt, um die Beschreibung $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ für den gesamten betrachteten Bereich der Speicherkapazität so zu gestalten, dass der Modellierungsschritt Schritt 3 (siehe Abbildung 5.2) angeschlossen werden kann, wodurch die Abhängigkeit $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$ ebenfalls durch passende Regressionsfunktionen beschrieben werden kann. Insbesondere die Verläufe der Anfangswerte $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}} = 0)$ über die Parameter α_1 und α_3 werden somit im Bereich kleiner Heizungsspeicherkapazitäten im Schritt 2a nicht abgebildet. Dadurch wird die Reduktion der Netzaustauschleistung (vgl. Abschnitt 4.2) durch den Einsatz kleiner Heizungsspeicherkapazitäten nicht abgebildet. In diesem Abschnitt wird Schritt 2 der Metamodellerstellung erneut durchgeführt, wobei die möglichst genaue Abbildung von $\alpha_i(e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ im Vordergrund steht und die Weiterverwendung im Modellierungsschritt 3 nicht erforderlich ist. Somit steht für die abschließenden Betrachtungen zur Systemauslegung in Kapitel 6 ein Modell zur Verfügung, welches den Einfluss kleiner Kapazitäten des Heizungsspeichers, in dem die Systemauslegung erwartet wird, passend abbildet.

Regressionsfunktionen und Parameteroptimierung In diesem Modellierungsschritt werden für alle Parameter α_1 bis α_4 in den Szenarien 1, 6 und 11 gebrochen rationale Funktionen verschiedener Grade nach den Gleichungen 5.8 bis 5.14 angenommen. Zur Unterscheidung der Parameter der Regressionsfunktionen gegenüber denen aus Schritt 2a werden diese für Schritt 2b durch ein hochgestelltes b gekennzeichnet. Die gleiche Kennzeichnung wird für die Beschreibung der Funktionen $\alpha_i^b(e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ genutzt.

Für die Regressionsfunktionen, welche nachfolgend ausschließlich in allgemeiner Form notiert sind, werden gebrochen rationale Funktionen unterschiedlicher Grade angenommen, wobei für die jeweiligen Funktionsparameter δ_i für die Beschreibung $\alpha_i^b(e_{\text{Sp,Heiz}})$ die entsprechenden Parameter β_i^b analog zum Modellierungsschritt 2a eingesetzt werden. Die Indizes geben dabei jeweils Zähler- und Nennergrad der Funktionen an.

$$f_{55}(x) = \frac{\delta_1 \cdot x^5 + \delta_2 \cdot x^4 + \delta_3 \cdot x^3 + \delta_4 \cdot x^2 + \delta_5 \cdot x + \delta_6}{x^5 + \delta_7 \cdot x^4 + \delta_8 \cdot x^3 + \delta_9 \cdot x^2 + \delta_{10} \cdot x + \delta_{11}} \quad (5.8)$$

$$f_{55,\text{mod}}(x) = \frac{\delta_1 \cdot x^5 + \delta_2 \cdot x^4 + \delta_3 \cdot x^3 + \delta_4 \cdot x^2 + \delta_5 \cdot x + \delta_6}{x^5 + \delta_7 \cdot x^4 + \delta_8 \cdot x^3 + \delta_9 \cdot x^2 + \delta_{10} \cdot x + \delta_{11}} - \delta_{12} \quad (5.9)$$

$$f_{54}(x) = \frac{\delta_1 \cdot x^5 + \delta_2 \cdot x^4 + \delta_3 \cdot x^3 + \delta_4 \cdot x^2 + \delta_5 \cdot x + \delta_6}{x^4 + \delta_7 \cdot x^3 + \delta_8 \cdot x^2 + \delta_9 \cdot x + \delta_{10}} \quad (5.10)$$

$$f_{52}(x) = \frac{\delta_1 \cdot x^5 + \delta_2 \cdot x^4 + \delta_3 \cdot x^3 + \delta_4 \cdot x^2 + \delta_5 \cdot x + \delta_6}{\delta_7 \cdot x^2 + \delta_8 \cdot x + \delta_9} \quad (5.11)$$

$$f_{44}(x) = \frac{\delta_1 \cdot x^4 + \delta_2 \cdot x^3 + \delta_3 \cdot x^2 + \delta_4 \cdot x^1 + \delta_5}{x^4 + \delta_6 \cdot x^3 + \delta_7 \cdot x^2 + \delta_8 \cdot x + \delta_9} \quad (5.12)$$

$$f_{24}(x) = \frac{\delta_1 \cdot x^2 + \delta_2 \cdot x + \delta_3}{x^4 + \delta_4 \cdot x^3 + \delta_5 \cdot x^2 + \delta_6 \cdot x + \delta_7} \quad (5.13)$$

$$f_{23}(x) = \frac{\delta_1 \cdot x^2 + \delta_2 \cdot x + \delta_3}{x^3 + \delta_4 \cdot x^2 + \delta_5 \cdot x + \delta_6} \quad (5.14)$$

Hervorzuheben ist die Funktion $f_{54,\text{mod}}(x)$, welche ausschließlich für die Beschreibung $\alpha_2^{\text{b}}(e_{\text{Sp,Heiz}})$ herangezogen wird. Abbildung 5.17d zeigt, dass der Parameter α_2 im Szenario 1 im Bereich sehr kleiner Kapazitäten ungefähr den Wert 0 annimmt, wobei aufgrund der Annahme zweier fallender Exponentialfunktionen in Schritt 1 (vgl. Abschnitt 5.3) immer $\alpha_2 \leq 0$ gelten muss. Für die Parameteroptimierung für die Funktion f_{54} zur Beschreibung von $\alpha_2^{\text{b}}(e_{\text{Sp,Heiz}})$ ergeben sich im Bereich $e_{\text{Sp,el}} \leq 0,02$ pu jedoch teilweise positive Funktionswerte. Daher wird im Nachgang der Parameter δ_{12} eingeführt, welcher auf den Maximalwert des Funktionswertes $f_{54}(0 \leq x \leq 1)$ gesetzt wird. Nachfolgende Tabelle 5.1 zeigt auf, mittels welcher Regressionsfunktionen die Abhängigkeit $\alpha_i^{\text{b}}(e_{\text{Sp,Heiz}})$ in den drei betrachteten Szenarien beschrieben wird. Das Entscheidungskriterium für die verwendeten Funktionen ist ein möglichst hohes Bestimmtheitsmaß bei möglichst geringer Parameteranzahl.

Tabelle 5.1: Verwendete Regressionsfunktionen für Schritt 2b.

Angegeben sind die zur Beschreibung der Abhängigkeit $\alpha_i^{\text{b}}(e_{\text{Sp,Heiz}})$ in Schritt 2b für die Szenarien 1, 6 und 11.

Szenario	$k_1^{\text{b}}(e_{\text{Sp,Heiz}})$	$k_2^{\text{b}}(e_{\text{Sp,Heiz}})$	$k_3^{\text{b}}(e_{\text{Sp,Heiz}})$	$k_4^{\text{b}}(e_{\text{Sp,Heiz}})$
1 (100 % Wind)	$f_{55}(x)$	$f_{55,\text{mod}}(x)$	$f_{54}(x)$	$f_{23}(x)$
6 (50 % Wind + 50 % PV)	$f_{54}(x)$	$f_{54}(x)$	$f_{54}(x)$	$f_{55}(x)$
11 (100 % PV)	$f_{54}(x)$	$f_{54}(x)$	$f_{54}(x)$	$f_{52}(x)$

Abweichend von den anderen Modellierungsschritten und der Beschreibung zur Vorgehensweise in Abschnitt 5.2 wird für die Parameteroptimierung in Schritt 2b die Curvefitting Toolbox in Matlab verwendet [50].

Abbildung 5.17 stellt die Parameter α_1 bis α_4 aus Modellierungsschritt 1 und den Verlauf der gefundenen Regressionsfunktion nach Schritt 2b dar.

Anpassungsgüte Die Anpassungsgüte wird wie auch im Abschnitt 5.4.1 anhand der absoluten Abweichung

$$\Delta P_{\text{Netz,max,Schritt 2b}} = p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*) - p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}^*, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*),$$

welche in Abbildung 5.18 für die Szenarien 1, 6 und 11 dargestellt ist bewertet. Wie anhand der Verläufe der Regressionsfunktionen in Abbildung 5.17 zu erwarten ist, ergeben sich für die absoluten Abweichungen nach Modellierungsschritt 2b keine deutlichen Änderungen gegenüber Modellierungsschritt 1 (vgl. Abbildungen 5.14, 5.15 und 5.16).

Zusammenfassung des Metamodells Im Modellierungsschritt 2b steht die möglichst genaue Abbildung der Abhängigkeit $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}})$ gegenüber der Verwendung möglichst einfacher Regressionsgleichungen mit sinnvoll weiter zu verarbeitenden Modellparametern im Fokus. Aus den Modellparametern lassen sich somit, anders als für jene des Modellierungsschritts 2a, keine generellen Aussagen und Vergleiche zwischen den einzelnen Szenarien ableiten. Das Modell $p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ mit den entsprechenden Parametern wird im Kapitel 6 zur Systemauslegung eingesetzt.

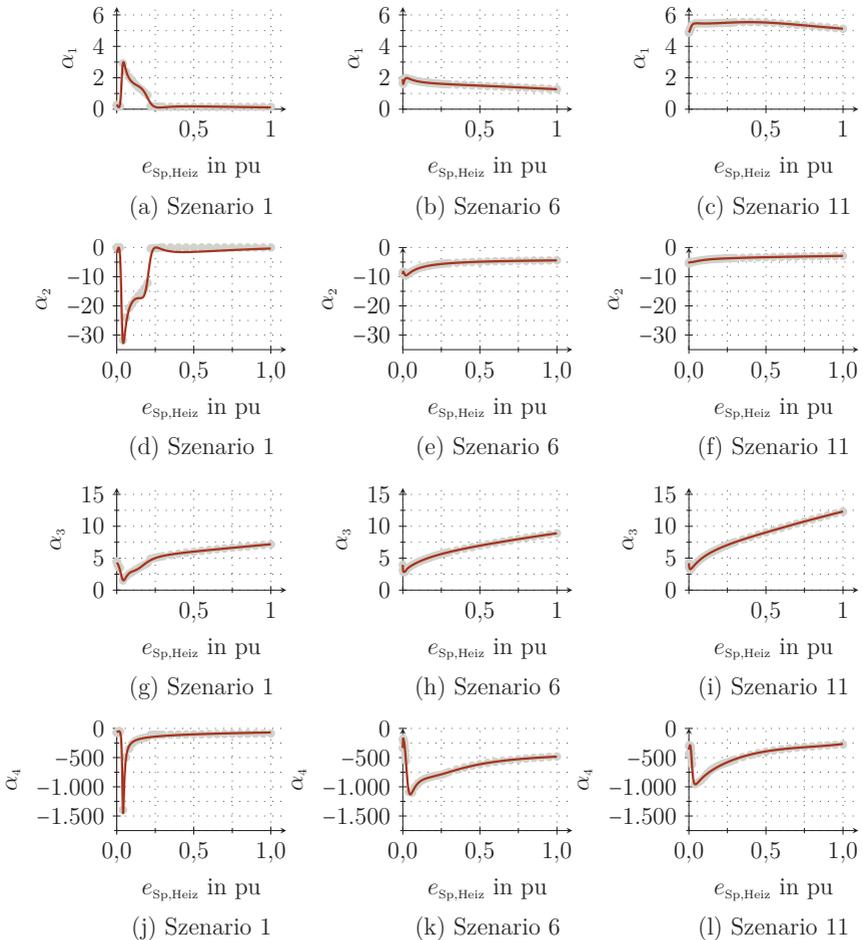


Abbildung 5.17: Parameter α_1 bis α_4 für die Szenarien 1, 6 und 11.

Dargestellt sind der Parameter α_1 bis α_4 der Regressionsfunktion $p_{Netz,max}(e_{Sp,el}, e_{Sp,Heiz}^*, q_{PV}^*)$ (Schritt 1) über der Kapazität des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ in den Szenarien 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind), 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik) und 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik). Die rot dargestellten Kurvenverläufe zeigen die Regressionsfunktionen aus Schritt 2b.

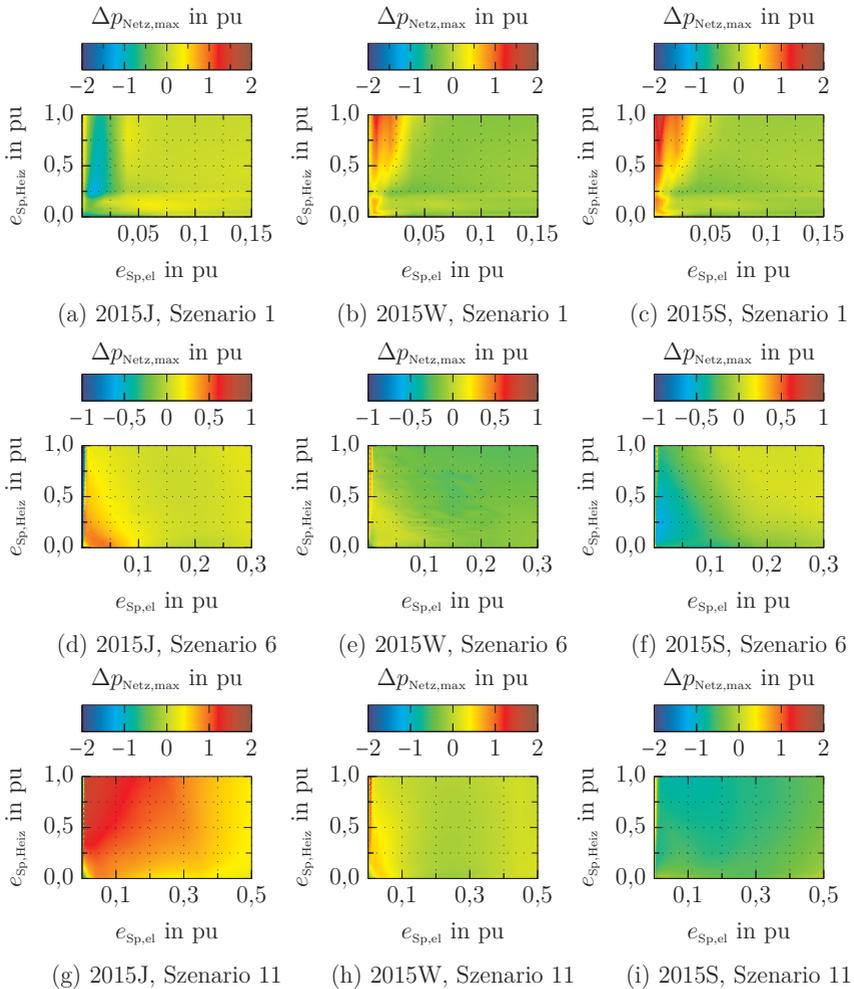


Abbildung 5.18: Abweichung der Metamodell- zu den Optimierungsergebnissen in Schritt 2b.

Dargestellt sind die absoluten Abweichungen der Ergebnisse des Metamodells $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ gegenüber denen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}^*, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ in den Szenarien 1, 6 und 11. Positive Abweichungen bedeuten eine Überschätzung der Simulationsergebnisse durch das Modell, negative Abweichungen folglich eine Unterschätzung.

5.5 Abhängigkeit vom Erzeugungsmix (Schritt 3)

In diesem Abschnitt wird die Abhängigkeit der maximalen Netzaustauschleistung für den gesamten Bereich der betrachteten Speicherkonfigurationen vom Verhältnis des Wind- und Photovoltaikanteils an der bilanziellen Eigenversorgung im Schritt 3 der Metamodellerstellung untersucht.

Regressionsfunktionen und Parameteroptimierung Abbildung 5.19 stellt die Parameter β_i der Funktion $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ (graue Punkte) in Abhängigkeit des Anteils der installierten Photovoltaikleistung an der gesamten installierten EE-Leistung zur bilanziellen Eigenversorgung des Systems dar. Gleichzeitig sind die Verläufe der aufgeführten Regressionsfunktionen (Gleichungen 5.15 bis 5.24) zur Beschreibung der Abhängigkeit von q_{PV} als rote Kurven dargestellt.

$$\beta_1(q_{\text{PV}}) = \gamma_1 \cdot e^{-\gamma_2 \cdot (q_{\text{PV}} + \gamma_3)^2} + \gamma_4 \cdot e^{-\gamma_5 \cdot (q_{\text{PV}} + \gamma_6)^2} + \gamma_7 \quad (5.15)$$

$$\beta_2(q_{\text{PV}}) = \gamma_8 \cdot e^{\gamma_9 \cdot q_{\text{PV}}} + \gamma_{10} \quad (5.16)$$

$$\beta_3(q_{\text{PV}}) = \gamma_{11} \cdot e^{-(\gamma_{12} \cdot (q_{\text{PV}} + \gamma_{13}))^2} + \gamma_{14} \quad (5.17)$$

$$\beta_4(q_{\text{PV}}) = \gamma_{15} \cdot e^{-(\gamma_{16} \cdot (q_{\text{PV}} + \gamma_{17}))^2} + \gamma_{18} \quad (5.18)$$

$$\beta_5(q_{\text{PV}}) = \gamma_{19} \cdot e^{-(\gamma_{20} \cdot (q_{\text{PV}} + \gamma_{21}))^2} + \gamma_{22} \cdot e^{-(\gamma_{23} \cdot (q_{\text{PV}} + \gamma_{24}))^2} + \gamma_{25} \quad (5.19)$$

$$\beta_6(q_{\text{PV}}) = \gamma_{26} \cdot q_{\text{PV}} + \gamma_{27} \cdot e^{-(\gamma_{28} \cdot (q_{\text{PV}} + \gamma_{29}))^2} + \gamma_{30} \quad (5.20)$$

$$\beta_7(q_{\text{PV}}) = \gamma_{31} \cdot q_{\text{PV}} + \gamma_{32} \cdot e^{-(\gamma_{33} \cdot (q_{\text{PV}} + \gamma_{34}))^2} + \gamma_{35} \quad (5.21)$$

$$\beta_8(q_{\text{PV}}) = \gamma_{36} \cdot q_{\text{PV}} + \gamma_{37} \cdot e^{-(\gamma_{38} \cdot (q_{\text{PV}} + \gamma_{39}))^2} + \gamma_{40} \quad (5.22)$$

$$\beta_9(q_{\text{PV}}) = \gamma_{41} \cdot e^{-(\gamma_{42} \cdot (q_{\text{PV}} + \gamma_{43}))^2} + \gamma_{44} \cdot e^{-(\gamma_{45} \cdot (q_{\text{PV}} + \gamma_{46}))^2} \quad (5.23)$$

$$\beta_{10}(q_{\text{PV}}) = \gamma_{47} \cdot q_{\text{PV}} + \gamma_{48} \cdot e^{-(\gamma_{49} \cdot (q_{\text{PV}} + \gamma_{50}))^2} + \gamma_{51} \cdot e^{-(\gamma_{52} \cdot (q_{\text{PV}} + \gamma_{53}))^2} + \gamma_{54} \quad (5.24)$$

mit:	$-\infty \leq \gamma_1 \leq 0$	$0 \leq \gamma_2 \leq \infty$	$-\infty \leq \gamma_3 \leq 0$	$-\infty \leq \gamma_4 \leq 0$
	$0 \leq \gamma_5 \leq \infty$	$-\infty \leq \gamma_6 \leq \infty$	$-\infty \leq \gamma_7 \leq \infty$	$0 \leq \gamma_8 \leq \infty$
	$0 \leq \gamma_9 \leq \infty$	$-\infty \leq \gamma_{10} \leq \infty$	$-\infty \leq \gamma_{11} \leq 0$	$-\infty \leq \gamma_{12} \leq 0$
	$-\infty \leq \gamma_{13} \leq 0$	$-\infty \leq \gamma_{14} \leq 0$	$-\infty \leq \gamma_{15} \leq 0$	$-\infty \leq \gamma_{16} \leq 0$
	$-\infty \leq \gamma_{17} \leq 0$	$-\infty \leq \gamma_{18} \leq 0$	$-\infty \leq \gamma_{19} \leq 0$	$0 \leq \gamma_{20} \leq \infty$
	$-\infty \leq \gamma_{21} \leq 0$	$-\infty \leq \gamma_{22} \leq 0$	$0 \leq \gamma_{23} \leq \infty$	$-\infty \leq \gamma_{24} \leq \infty$
	$-\infty \leq \gamma_{25} \leq \infty$	$-\infty \leq \gamma_{26} \leq 0$	$-\infty \leq \gamma_{27} \leq 0$	$0 \leq \gamma_{28} \leq \infty$
	$-\infty \leq \gamma_{29} \leq \infty$	$-\infty \leq \gamma_{30} \leq 0$	$0 \leq \gamma_{31} \leq \infty$	$-\infty \leq \gamma_{32} \leq 0$
	$0 \leq \gamma_{33} \leq \infty$	$-\infty \leq \gamma_{34} \leq 0$	$-\infty \leq \gamma_{35} \leq 0$	$0 \leq \gamma_{36} \leq \infty$
	$-\infty \leq \gamma_{37} \leq 0$	$0 \leq \gamma_{38} \leq \infty$	$-\infty \leq \gamma_{39} \leq 0$	$-\infty \leq \gamma_{40} \leq \infty$
	$-\infty \leq \gamma_{41} \leq 0$	$0 \leq \gamma_{42} \leq \infty$	$-\infty \leq \gamma_{43} \leq 0$	$-\infty \leq \gamma_{44} \leq 0$
	$0 \leq \gamma_{45} \leq \infty$	$-\infty \leq \gamma_{46} \leq \infty$	$-\infty \leq \gamma_{47} \leq 0$	$0 \leq \gamma_{48} \leq \infty$

$$\begin{array}{llll}
 0 \leq \gamma_{49} \leq \infty & -\infty \leq \gamma_{50} \leq \infty & 0 \leq \gamma_{51} \leq \infty & 0 \leq \gamma_{52} \leq \infty \\
 -\infty \leq \gamma_{53} \leq \infty & -\infty \leq \gamma_{54} \leq 0 & &
 \end{array}$$

Abbildung 5.19 stellt die Parameter der β_i aus Schritt 2a über dem Anteil der Photovoltaik an der bilanziellen Eigenversorgung sowie die Verläufe der oben genannten Regressionsfunktionen dar.

Anpassungsgüte des Modells Abbildung 5.20 stellt die absoluten Abweichungen der Metamodellergebnisse

$$\Delta P_{\text{Netz,max,Schritt 3}} = p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}) - p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}^*, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$$

für die Szenarien 1, 6 und 11 dar. Die Abhängigkeit der Parameter α_i vom Erzeugungsmix ist für alle Szenarien in den Abbildungen B.1 bis B.4 dargestellt.

Für das Szenario 1 verursacht der Modellierungsschritt 3 insbesondere in den Varianten 2015W (Abbildung 5.20b) und 2015S (Abbildung 5.20c) eine deutliche Überschätzung der Ergebnisse des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells. Dies wird dadurch hervorgerufen, dass die Parameter α_1 und α_3 , welche mittels der Gleichungen 5.4 und 5.6 mit den abgeschätzten Parametern aus den Gleichungen 5.15 und 5.16 bestimmt werden, größere Beträge annehmen, als es nach Modellierungsschritt 1 der Fall ist.

Im Szenario 6 ergibt sich durch Modellierungsschritt 3 besonders für die Referenzvariante (Abbildung 5.20d) im Bereich $e_{\text{Sp,el}} \leq 0,6$ pu eine deutlichere Überschätzung der Simulationsergebnisse durch das Metamodell, als es nach Schritt 2a der Fall ist. Für die Variante 2015W (Abbildung 5.20e) ergibt sich ebenfalls eine deutlichere Überschätzung durch das Metamodell in diesem Bereich. In der Variante 2015S (Abbildung 5.20f), für die nach Schritt 2b in diesem Bereich eine Unterschätzung der Ergebnisse des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells vorliegt, ergeben sich nur noch geringe Abweichungen $\Delta P_{\text{Netz,max,Schritt 3}}$.

Für das Szenario 11 (Abbildungen 5.20g, 5.20h und 5.20i) ergeben sich gegenüber Schritt 2 (Abbildung 5.16) lediglich im Bereich sehr kleiner elektrischer Speicherkapazitäten eine größere Überschätzung der Ergebnisse des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells durch das vollständige Metamodell.

Zusammenfassung des Metamodells Nach Modellierungsschritt 3 steht nun ein Modell zur Verfügung, welches die Abhängigkeit der maximalen Netzbelastung von den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers und des Heizungsspeichers sowie des Erzeugungsmixes für die bilanzielle Eigenversorgung beschreibt, zur Verfügung. Durch das Zusammenführen der Regressionsfunktionen der einzelnen Modellierungsschritte ergibt sich eine Gleichung mit 54 Parametern γ_i , welche in der Nebenbedingung der Auslegung des Erzeugungsmixes in den Abschnitten 6.2.2 und 6.2.1 verwendet wird.

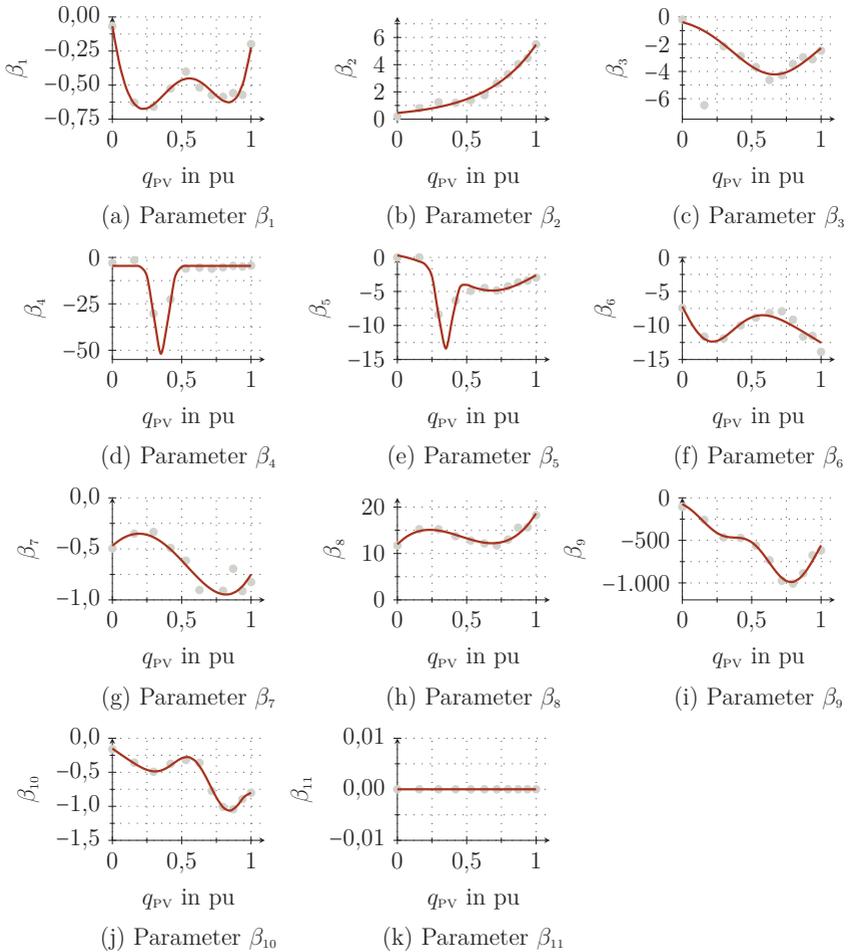


Abbildung 5.19: Parameter β_1 bis β_{11} aus Schritt 2a.

Dargestellt sind die Parameter β_1 bis β_{11} des Metamodells $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$ über dem Erzeugungsmix q_{PV} . Die rot dargestellten Kurvenverläufe zeigen die Regressionsfunktionen aus Schritt 3.

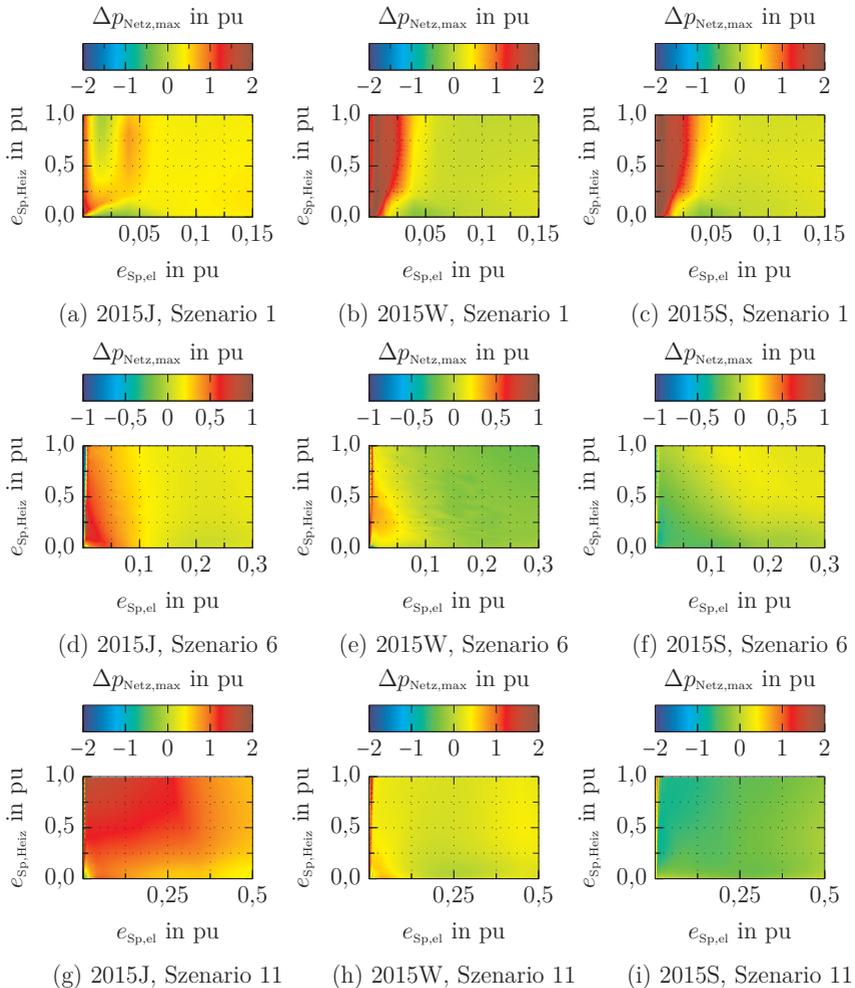


Abbildung 5.20: Abweichung der Metamodell- gegenüber den Optimierungsergebnissen in Schritt 3.

Dargestellt sind die absoluten Abweichungen des Metamodells $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$ gegenüber den Simulationsergebnissen $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}^*, e_{\text{Sp,Heiz}}^*, q_{\text{PV}}^*)$ in den Szenarien 1, 6 und 11. Positive Abweichungen bedeuten eine Überschätzung der Simulationsergebnisse durch das Modell, negative Abweichungen folglich eine Unterschätzung.

5.6 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wird der im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelte Ansatz zur Ableitung eines Metamodells zur Beschreibung der Abhängigkeit der maximalen Netzaustauschleistung von den eingesetzten Speicherkapazitäten für das in Kapitel 3 vorgestellte System dargelegt. Basierend auf den in Abschnitt 4.2 dargestellten Ergebnissen für die Varianten 2015J, 2015W und 2015S werden zwei Modellvarianten abgeleitet, die im folgenden Kapitel 6 zur Systemauslegung eingesetzt werden. Durch die Verwendung der Ergebnisse der drei Varianten des Wetterjahres 2015 für die Ableitung ist das erhaltene Modell für die Abschätzung des Zusammenhangs $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$ für geänderte Umgebungsbedingungen einsetzbar.

Hinsichtlich der Anpassungsgüte der aufeinander aufbauenden Modellierungsschritte zeigen sich in den winddominierten Szenarien größere Abweichungen als in jenen mit höherem Photovoltaikanteil an der Erzeugung. Dies trifft insbesondere auch für den Bereich kleiner Kapazitäten des Heizungsspeichers zu, in dem die Auslegung des Systems zu erwarten ist. Daher wird ein weiterer Modellierungsschritt 2b eingeführt, um eine genauere Beschreibung dieses Bereichs zu ermöglichen.

6 Auslegung aus energiesystemischer Sicht

Mittels der in Kapitel 5 abgeleiteten Metamodelle werden in diesem Kapitel Auslegungspunkte für das Gesamtsystem ermittelt. Die entwickelten Modelle stellen den funktionalen Zusammenhang zwischen der maximalen Netzbelastung und den eingesetzten Speicherkapazitäten im System unter den in Kapitel 3 dargestellten Randbedingungen dar. Die Systemauslegung wird als Optimierungsproblem, mit dem Ziel der Minimierung der Systemkosten, formuliert. Die Kosten treten als Gewichtungsfaktoren in der Zielfunktion auf und die entwickelten Metamodelle werden als einzige nichtlineare Zulässigkeitsbedingung einbezogen.

6.1 Kosten der Systemkomponenten

In den Zielfunktionen der Systemauslegung werden die Investitionskosten der einzelnen Systemkomponenten als Gewichtungsfaktoren berücksichtigt, um das System hinsichtlich minimierter Gesamtkosten auszulegen.

Zur Bestimmung der Kosten des elektrischen Speichers wird die Verwendung eines Lithium-Ionen-Speichersystem angenommen, da sie für die betrachtete Anwendung zur Eigenverbrauchssteigerung und Lastspitzenkappung in Wohnquartieren geeignet sind (vgl. bspw. [26, S. 44ff]). Müller *et al.* geben in [36] kapazitätsabhängige Systemkosten für Lithium-Ionen-Speichersysteme an, sodass diese für die Systemauslegung entsprechend berücksichtigt werden können. Dies gilt für Speichersysteme bis zu einer Kapazität von 1000 kWh (entspricht etwa 0,2 pu). Vereinfachend werden diese Kosten auch für größere Speicherkapazitäten konstant gehalten. Abbildung 6.1 stellt die spezifischen und absoluten kapazitätsabhängigen Speicherkosten über der nutzbaren elektrischen Speicherkapazität dar.

Die Bestimmung des funktionalen Zusammenhangs basierend auf den Werten aus [36] sind im Abschnitt D.1 dargestellt.

Für das untersuchte Energiesystem des betrachteten Einfamilienhauses werden ausschließlich Wasserspeichersysteme betrachtet. Die Kosten dieser Speicher werden bis zu einem Speichervolumen von 10 m^3 (Stunden- bis Tagesspeicher) nach [43] und

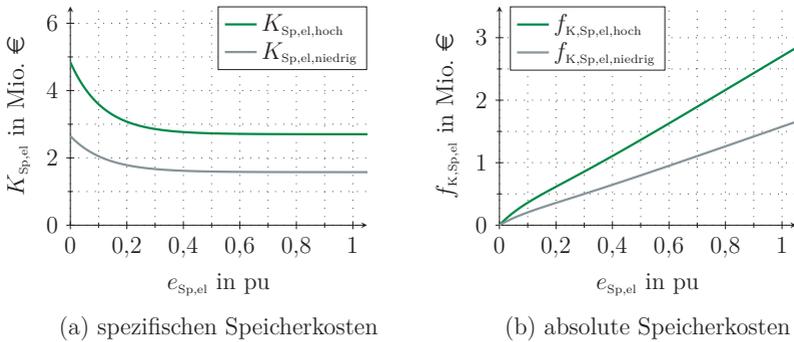


Abbildung 6.1: Kosten der elektrischen Speicherkapazität.

Dargestellt sind die spezifischen (a) und die absoluten (b) kapazitätsabhängigen Kosten der nutzbaren elektrischen Speicherkapazität nach [36].

für größere Speichervolumina (Saisonalspeicher) nach [41, S. 60] bestimmt. Die Bestimmung der Funktion zur Beschreibung der kapazitätsabhängigen Speicherkosten ist in Abschnitt D.2 dargestellt.

Abbildung 6.2 stellt die spezifischen und absoluten kapazitätsabhängigen Kosten der thermischen Speicher über der Speicherkapazität dar.

Der Vergleich der Kosten für elektrische und thermische Speicherkapazitäten zeigt deutlich, dass die spezifischen Kosten thermischer Speicher deutlich geringer sind, als die der elektrischen Speicher (vgl. [44, S. 16]). Gleichzeitig wird durch die Verwendung der Wärmepumpe jedoch zum Speichern einer kWh elektrischer Energie ein um den Faktor 3...4 größerer thermischer Speicher benötigt, als bei direkter Speicherung der elektrischen Energie. Dennoch sind die spezifischen Kosten unter den getroffenen Annahmen etwa um den Faktor 10 geringer.

In [32] werden die Investitionskosten für Wind- und Photovoltaikanlagen angegeben. Diese werden herangezogen, um zu ermitteln, welche Kombination aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen unter Minimierung der Gesamtsystemkosten sinnvoll ist. Die angenommenen Kosten sind in Tabelle 6.1 angegeben.

Die jährlichen Kosten der maximalen Netzaustauschleistung werden nach [24, S. 342] mit 414 €/kW berücksichtigt. Zur Berücksichtigung dieser Kosten als Gewichtungsfaktor in der Zielfunktion, wird dieser auf die angenommene Lebensdauer der Systemkomponenten von 20 Jahren umgerechnet, sodass sich der Gewichtungsfaktor $f_{K,Netz}$ nach Gleichung 6.1 ergibt.

$$f_{K,Netz} = 20 \text{ a} \cdot 0,141 \frac{\text{€}}{\text{kW a}} \cdot k_p \quad (6.1)$$

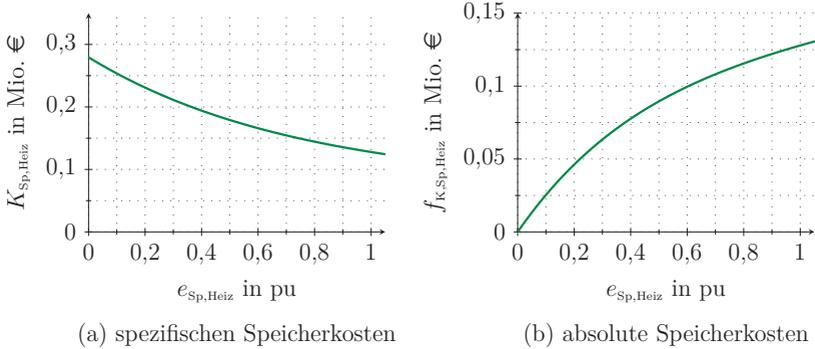


Abbildung 6.2: Kosten des Heizungsspeichers.

Dargestellt sind die spezifischen (a) und die absoluten (b) kapazitätsabhängigen Kosten der thermischen Speicher (Datenquellen: [43] und [41, S. 60]).

Tabelle 6.1: Angenommene Investitionskosten der EE-Anlagen.

Angegeben sind die spezifischen Investitionskosten $f_{K,PV}$ und $f_{K,Wind}$ der Photovoltaik- und Windenergieanlagen nach [32].

	Kosten in $\frac{\text{€}}{\text{kW}}$
Photovoltaik ($f_{K,PV}$)	800
Wind ($f_{K,Wind}$)	1500

6.2 Problemformulierung

Zur ganzheitlichen Systemauslegung wird ein nichtlineares Optimierungsproblem verwendet, dessen allgemeine Formulierung in Gleichung 6.2 angegeben ist.

$$\min \left\{ f(\mathbf{x}) \mid \begin{array}{l} \mathbf{ceq}(\mathbf{x}) = 0 \\ \mathbf{c}(\mathbf{x}) \leq 0 \end{array}, \quad \begin{array}{l} \mathbf{Aeq} \cdot \mathbf{x} = 0 \\ \mathbf{A} \cdot \mathbf{x} \leq 0 \end{array}, \quad \mathbf{lb} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{ub} \right\} \quad (6.2)$$

Die Zielfunktion f , sowie die Zulässigkeitsbedingungen \mathbf{c} und \mathbf{ceq} sind dabei nichtlinear. Weiterhin werde lineare Zulässigkeitsbedingungen als Gleichungen und Ungleichungen, sowie obere und untere Schranken für die Optimierungsergebnisse angegeben.

6.2.1 Auslegung der maximalen Netzbelastung

Mittels der nachfolgend aufgeführten Zielfunktionen (Gleichungen 6.3 und 6.4) wird die Auslegung des Systems hinsichtlich minimierter Gesamtkosten unter Berücksichtigung der Auslegung der maximalen Netzbelastung durchgeführt. Die zugehörigen Auslegungsergebnisse sind in Abschnitt 6.3.1 dargestellt.

Auslegung der maximalen Netzbelastung und des Erzeugungsmixes Die Zielfunktion nach Gleichung 6.3 berücksichtigt die maximale Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}$, sowie die Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{\text{Sp,el}}$ und des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$, sowie den Erzeugungsmix q_{PV} . Als Gewichtungsfaktoren werden in der Zielfunktion die spezifischen Kosten der einzelnen Komponenten $f_{\text{K,Netz}}$, $f_{\text{K,PV}}$ und $f_{\text{K,Wind}}$ (vgl. Abschnitt 6.1) berücksichtigt. Die Kostenfunktionen $f_{\text{K,Sp,el}}(e_{\text{Sp,el}})$ und $f_{\text{K,Sp,Heiz}}(e_{\text{Sp,Heiz}})$ sind im Anhang D angegeben.

$$\begin{aligned} f_{3,\text{Netz}}(p_{\text{Netz,max}}, e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}) &= f_{\text{K,Netz}} \cdot p_{\text{Netz,max}} + f_{\text{K,Sp,el}}(e_{\text{Sp,el}}) \cdot e_{\text{Sp,el}} \\ &\quad + f_{\text{K,Sp,Heiz}}(e_{\text{Sp,Heiz}}) \cdot e_{\text{Sp,Heiz}} \\ &\quad + (f_{\text{K,PV}} - f_{\text{K,Wind}}) \cdot q_{\text{PV}} + f_{\text{K,Wind}} \end{aligned} \quad (6.3)$$

Das in Abschnitt 5.5 vorgestellte Modell $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$ wird als einzige nichtlineare Zulässigkeitsbedingung verwendet und entsprechend der Vorgaben nach Gleichung 6.2 umgeformt. Der Lösungsvektor $\mathbf{x} = (p_{\text{Netz,max}}, e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$ wird durch $\mathbf{lb} = (0, 0, 0, 0)$ und $\mathbf{ub} = (\infty, 1, 1, 1)$ beschränkt.

Auslegung der maximalen Netzbelastung für gegebenen Erzeugungsmix In der Zielfunktion $f_{2b,\text{Netz}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, p_{\text{Netz,max}})$ nach Gleichung 6.4 wird im Gegensatz zur Zielfunktion nach Gleichung 6.3 der Erzeugungsmix nicht berücksichtigt, da das

Detailmodell nach Abschnitt 5.4.2 verwendet wird, welches diskret für die einzelnen Szenarien gilt. Die anderen Terme der Zielfunktion bleiben unverändert.

$$f_{2b, \text{Netz}}(e_{\text{Sp}, \text{el}}, e_{\text{Sp}, \text{Heiz}}, p_{\text{Netz}, \text{max}}) = f_{\text{K}, \text{Netz}} \cdot p_{\text{Netz}, \text{max}} + f_{\text{K}, \text{Sp}, \text{el}}(e_{\text{Sp}, \text{el}}) \cdot e_{\text{Sp}, \text{el}} + f_{\text{K}, \text{Sp}, \text{Heiz}}(e_{\text{Sp}, \text{Heiz}}) \cdot e_{\text{Sp}, \text{Heiz}} \quad (6.4)$$

Als nichtlineare Zulässigkeitsbedingung wird das Modell $p_{\text{Netz}, \text{max}}^b(e_{\text{Sp}, \text{el}}, e_{\text{Sp}, \text{Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ verwendet und die Elemente des Lösungsvektors $\mathbf{x} = (p_{\text{Netz}, \text{max}}, e_{\text{Sp}, \text{el}}, e_{\text{Sp}, \text{Heiz}})$ durch $\mathbf{lb} = (0, 0, 0)$ und $\mathbf{ub} = (\infty, 1, 1)$ begrenzt.

6.2.2 Auslegung des Erzeugungsmixes bei gegebener Netzbelastung

Für die Berücksichtigung des Erzeugungsmixes bei der Systemauslegung hinsichtlich vorgegebener Maximalwerte der Austauschleistung wird die Zielfunktion $f_3(e_{\text{Sp}, \text{el}}, e_{\text{Sp}, \text{Heiz}}, q_{\text{PV}})$ nach Gleichung 6.5 verwendet. Neben den kapazitätsabhängigen Speicherkosten $f_{\text{K}, \text{Sp}, \text{el}}(e_{\text{Sp}, \text{el}})$ und $f_{\text{K}, \text{Sp}, \text{Heiz}}(e_{\text{Sp}, \text{Heiz}})$ werden weiterhin die Investitionskosten der EE-Anlagen nach Tabelle 6.1 als Gewichtungsfaktoren verwendet.

$$f_3(e_{\text{Sp}, \text{el}}, e_{\text{Sp}, \text{Heiz}}, q_{\text{PV}}) = f_{\text{K}, \text{Sp}, \text{el}}(e_{\text{Sp}, \text{el}}) \cdot e_{\text{Sp}, \text{el}} + f_{\text{K}, \text{Sp}, \text{Heiz}}(e_{\text{Sp}, \text{Heiz}}) \cdot e_{\text{Sp}, \text{Heiz}} + (f_{\text{K}, \text{PV}} - f_{\text{K}, \text{Wind}}) \cdot q_{\text{PV}} + f_{\text{K}, \text{Wind}} \quad (6.5)$$

Für die Auslegung unter Berücksichtigung des Erzeugungsmixes wird ebenfalls nur eine Zulässigkeitsbedingung, bestehend aus dem Modell $p_{\text{Netz}, \text{max}}(e_{\text{Sp}, \text{el}}, e_{\text{Sp}, \text{Heiz}}, q_{\text{PV}})$ verwendet. Durch die untere $\mathbf{lb} = (p_{\text{Netz}, \text{max}}^+, 0, 0, 0)$ und obere Schranke $\mathbf{ub} = (p_{\text{Netz}, \text{max}}^+, 1, 1, 1)$ wird der Lösungsvektor $\mathbf{x} = (p_{\text{Netz}, \text{max}}, e_{\text{Sp}, \text{el}}, e_{\text{Sp}, \text{Heiz}}, q_{\text{PV}})$ begrenzt. Dabei werden für $p_{\text{Netz}, \text{max}}^+$ Werte im Bereich 0,5...3 pu mit einer Schrittweite von 0,5 pu gewählt.

6.2.3 Auslegung für gegebenen Erzeugungsmix und gegebene Netzbelastung

Für die Auslegung der Speicherkapazitäten im Energiesystem wird die maximale Netzbelastung, welche sich als Maximum der Rückspeise- und Bezugsleistung ergibt, vorgegeben und die Systemauslegung hinsichtlich minimaler Speicherkosten durchgeführt. Um die Kosten der thermischen und elektrischen Speicher kapazitätsabhängig berücksichtigen zu können, wird die nichtlineare Zielfunktion $f_{2b}(e_{\text{Sp}, \text{el}}, e_{\text{Sp}, \text{Heiz}})$ (Gleichung 6.6) verwendet, um die Gesamtkosten im Energiesystem unter Berücksichtigung der Speicherkosten zu minimieren. Die Kostenfunktionen $f_{\text{K}, \text{Sp}, \text{el}}(e_{\text{Sp}, \text{el}})$ und $f_{\text{K}, \text{Sp}, \text{Heiz}}(e_{\text{Sp}, \text{Heiz}})$ sind im Anhang D angegeben.

$$f_{2b}(e_{\text{Sp}, \text{el}}, e_{\text{Sp}, \text{Heiz}}) = f_{\text{K}, \text{Sp}, \text{el}}(e_{\text{Sp}, \text{el}}) \cdot e_{\text{Sp}, \text{el}} + f_{\text{K}, \text{Sp}, \text{Heiz}}(e_{\text{Sp}, \text{Heiz}}) \cdot e_{\text{Sp}, \text{Heiz}} \quad (6.6)$$

Als einzige Zulässigkeitsbedingung des Optimierungsproblems wird als nichtlineare Gleichung das Modell $p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ aus Abschnitt 5.4.2 herangezogen und entsprechend der Vorgaben in Gleichung 6.2 umgeformt. Weiterhin werden die Elemente des Lösungsvektors $\mathbf{x} = (p_{\text{Netz,max}}, e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}})$ durch die $\mathbf{lb} = (p_{\text{Netz,max}}^+, 0, 0)$ und $\mathbf{ub} = (p_{\text{Netz,max}}^+, 1, 1)$ beschränkt, sodass die erhaltenen Werte der Speicherkapazitäten innerhalb der Grenzen liegen, für die das Modell in Abschnitt 5.4.2 bestimmt wurde. Gleichzeitig wird durch die Vorgabe $p_{\text{Netz,max}} = p_{\text{Netz,max}}^+$ bestimmt, dass die Systemauslegung jeweils für vorgegebene Beschränkung der maximalen Netzbelastung erfolgt, wobei wiederum der Wertebereich $0,5 \dots 3$ pu mit einer Schrittweite von $0,5$ pu gewählt wird.

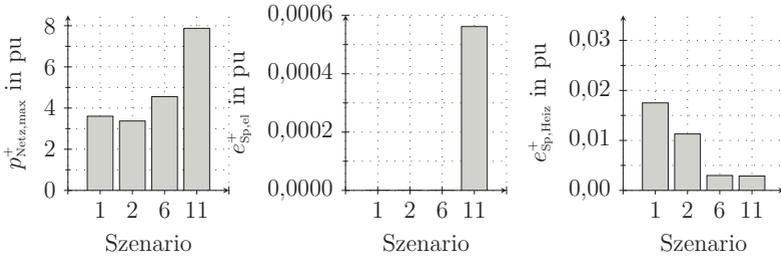
6.3 Ergebnisse

6.3.1 Auslegung der maximalen Netzbelastung und des Erzeugungsmixes

In diesem Abschnitt kommen die beiden in Abschnitt 6.2.1 angegebenen Zielfunktionen zum Einsatz. Zunächst erfolgt die Auslegung aller Systemparameter – maximale Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}$, elektrische Speicherkapazität $e_{\text{Sp,el}}$, Kapazität des Heizzspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ und des Erzeugungsmixes q_{PV} . Anschließend erfolgt die detaillierte Betrachtung für gegebenen Erzeugungsmix.

Auslegung der maximalen Netzbelastung und des Erzeugungsmixes Für die kombinierte Auslegung der maximalen Netzbelastung und des Erzeugungsmixes mittels der Zielfunktion $f_{3,\text{Netz}}(p_{\text{Netz,max}}, e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$ nach Gleichung 6.3 ergibt sich ein Erzeugungsmix von $q_{\text{PV}}^+ = 0,19$ pu, gleichbedeutend mit einer bilanziellen Eigenversorgung mit 90 % Wind und 10 % Photovoltaik. Anhand des Modells $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$ wird jedoch die einzusetzende Speicherkapazität zum Erreichen des Auslegungswertes der maximalen Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}^+ = 3,4$ pu für einen Erzeugungsmix von $q_{\text{PV}}^+ = 0,19$ pu deutlich unterschätzt (vgl. Abschnitt 6.3.2). Deshalb wird die Auslegung ebenfalls mit dem detaillierten Modell $p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ für das Szenario 2 ($q_{\text{PV}} = 0,16$ pu) ergänzt. Dabei werden die hohen Kosten der elektrischen Speicher verwendet. Für die erneute Auslegung anhand des Modells $p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ ergibt sich ein etwas geringerer Auslegungswert von $p_{\text{Netz,max}}^+ = 3,37$ pu (Abbildung 6.3a), wobei ebenfalls ein geringerer Photovoltaikanteil angesetzt ist.

Auslegung der maximalen Netzbelastung für gegebenen Erzeugungsmix Abbildung 6.3 stellt die Ergebnisse der Systemauslegung für die Szenarien 1, 2, 6 und 11 dar, wobei die Zielfunktion $f_{2b,Netz}(e_{Sp,el}; e_{Sp,Heiz}; p_{Netz,max})$ nach Gleichung 6.4 und somit als Zulässigkeitsbedingung das Modell $p_{Netz,max}^b(e_{Sp,el}; e_{Sp,Heiz}; q_{PV}^*)$ zur Anwendung kommt.



(a) maximale Netzbelastung (b) elektrischer Speicher (c) Heizungsspeicher

Abbildung 6.3: Auslegung der maximalen Netzbelastung und des Erzeugungsmixes.

Dargestellt sind die Ergebnisse der Systemauslegung hinsichtlich der maximalen Netzbelastung $p_{Netz,max}$ (a), der Kapazität des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ (b) sowie der Kapazität des Heizungsspeichers $e_{Sp,Heiz}$ (c), bei Verwendung der hohen Kosten des elektrischen Speichers (vgl. Abbildung 6.1 sowie Anhang D).

Abbildung 6.3a zeigt, dass für alle betrachteten Szenarien eine maximale Netzbelastung $p_{Netz,max}^+ > 3$ pu ausgelegt wird, für die sich aus Gesamtsystem-sicht die kostenoptimale Auslegung ergibt. Erwartungsgemäß steigen in Abbildung 6.3a die maximale Netzbelastung sowie der Speichereinsatz tendenziell mit steigendem Photovoltaikanteil an der Erzeugung. Im Szenario 2 ergibt sich jedoch gegenüber Szenario 1 eine geringfügig verringerte Netzbelastung bei gleichzeitig deutlicher Reduktion der eingesetzten Speicherkapazität.

Im Szenario 11 bei erwartungsgemäß größtem Einsatz der Speicherkapazitäten ergibt sich eine maximale Netzbelastung von 7,9 pu, was einem Wert von etwa 73 % der installierten EE-Leistung entspricht. Im Vergleich zur Auslegungsvariante D ($E_{Sp,el} = 6,56$ kWh und $E_{Sp,Heiz} = 6,56$ kWh) des Referenzgebäudes (Abschnitt 3.2), bei der die maximale Netzbelastung auf etwa 70 % der installierten Photovoltaikleistung reduziert wird, fällt die Reduktion somit in etwa gleich aus. Dabei kommt jedoch ein deutlich kleinerer elektrischer Speicher und ein etwa um den Faktor 2 größerer Heizungsspeicher zum Einsatz ($E_{Sp,el} = 2,9$ kWh und $E_{Sp,Heiz} = 15,2$ kWh).

Bewertung der Auslegungsergebnisse Abbildung 6.4 stellt die Auslegungsergebnisse aus Abbildung 6.3 sowie die Ergebnisse des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells dar.

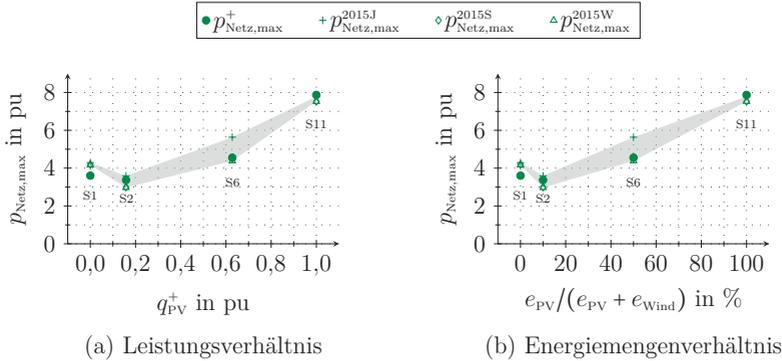


Abbildung 6.4: Auslegungsergebnisse in Bezug zu den Metamodell-eingangsdaten.

Dargestellt sind die Ergebnisse der Systemauslegung (Abbildung 6.3) hinsichtlich der maximalen Netzaustauschleistung $p_{\text{Netz,max}}$ in Bezug zu den Ergebnissen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells (Kapitel 3) in den der Metamodellierung zu Grunde liegenden Varianten 2015J, 2015S und 2015W (vgl. Tabelle 4.1 und 4.2).

Die Schwankungsbreite der Zielwerte werden als Minimum und Maximum der Simulationsergebnisse für die zuvor dargestellten Auslegungspunkte der Speicherkapazitäten aus den Varianten 2015J, 2015S und 2015W bestimmt. Dabei wird der gewichtete Mittelwert für die jeweils vier umgebenden Datenpunkte aus $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}^*, e_{\text{Sp,Heiz}}^*)$ bestimmt, da für die Auslegungspunkte $(e_{\text{Sp,el}}^+, e_{\text{Sp,Heiz}}^+)$ nicht notwendigerweise Simulationsergebnisse vorliegen. Daraus wird einerseits deutlich, dass, mit Ausnahme des Szenarios 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100 % Wind), die Ergebnisse im durch die betrachteten Varianten 2015J, 2015W und 2015S aufgespannten Korridor liegen. Insbesondere im Szenario 1 kommt es ohne den Einsatz des elektrischen Speichers zu einer Unterschätzung der Ergebnisse des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells durch das verwendete Metamodell (vgl. Abschnitt 5.4.2 zur Anpassungsgüte des verwendeten Metamodells $p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$). Andererseits wird deutlich dass die maximale Netzbelastung mit steigendem Photovoltaikanteil bei Betrachtung des Energiemengenverhältnisses (Abbildung 6.4b) in der Tendenz linear zunimmt.

6.3.2 Auslegung des Erzeugungsmixes bei gegebener Netzbelastung

In diesem Abschnitt sind die Ergebnisse der Systemauslegung hinsichtlich der eingesetzten Speicherkapazitäten und des Erzeugungsmixes dargestellt, wobei das Optimierungsmodell nach Abschnitt 6.2.2 zur Anwendung kommt.

In Abbildung 6.5 sind die Ergebnisse der Auslegung der Speicherkapazitäten und des Erzeugungsmixes dargestellt. Abbildung 6.5c zeigt, dass sich unabhängig von der Vorgabe der maximalen Netzaustauschleistung $p_{\text{Netz,max}}^+$ ein Photovoltaikanteil an der insgesamt installierten Erzeugungsleistung von $0,15 \text{ pu} < q_{\text{PV}}^+ < 0,25 \text{ pu}$ ergibt.

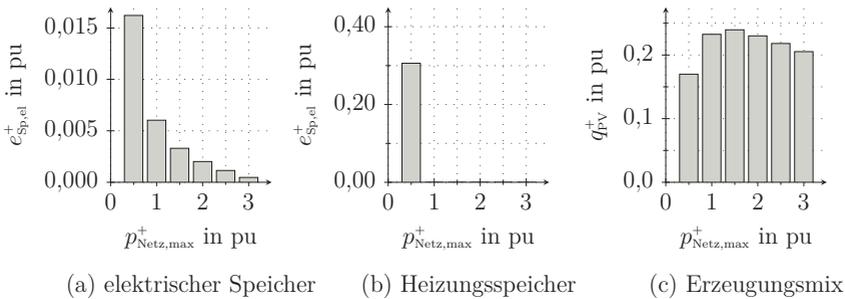


Abbildung 6.5: Auslegung der Speicherkapazitäten und des Erzeugungsmixes.

Dargestellt sind die Ergebnisse der Systemauslegung der elektrischen Speicherkapazität $e_{\text{Sp,el}}$ (a), der Kapazität des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ (b) sowie des Erzeugungsmixes q_{PV} (c) hinsichtlich minimaler Gesamtsystemkosten.

Hinsichtlich der elektrischen Speicherkapazität zeigt sich, dass diese erwartungsgemäß mit Zunahme der vorgegebenen Netzaustauschleistung $p_{\text{Netz,max}}^+$ abnimmt. Der Heizungsspeicher wird lediglich für $p_{\text{Netz,max}}^+ = 0,5 \text{ pu}$ eingesetzt.

Bei Verwendung der hohen Kosten der EE-Anlagen nach Tabelle 6.1 ergeben sich hinsichtlich des anzusetzenden Erzeugungsmixes und der eingesetzten Speicherkapazitäten lediglich sehr geringe Abweichungen gegenüber den in Abbildung 6.5 dargestellten Ergebnissen.

Bewertung der Auslegungsergebnisse Abbildung 6.6 stellt die vorgegebenen Werte der maximalen Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}^+$ den Ergebnissen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells in den entsprechenden Auslegungspunkten für die Varianten 2015J, 2015W und 2015S (vgl. Tabelle 4.1 und 4.2) gegenüber. Da für die ermittelten Auslegungspunkte nicht notwendigerweise Simulationsergebnisse vorliegen,

werden die Vergleichswerte der Varianten 2015J, 2015W und 2015S durch gewichtete Mittelwertbildung aus den vorhandenen Simulationsergebnissen ermittelt.

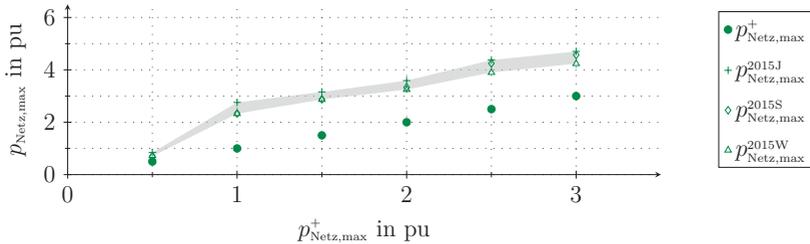


Abbildung 6.6: Auslegungsergebnisse in Bezug zu den Metamodelleingangsdaten.

Dargestellt sind die Ergebnisse der Systemauslegung (Abbildung 6.5) hinsichtlich der maximalen Netzaustauschleistung $p_{\text{Netz,max}}^+$ in Bezug zu den Ergebnissen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells (Kapitel 3) in den der Metamodellierung zu Grunde liegenden Varianten 2015J, 2015W und 2015S (vgl. Tabelle 4.1 und 4.2).

Es wird deutlich, dass in den Auslegungspunkten die Simulationsergebnisse durch das Metamodell $p_{\text{Netz,max}}^+(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$ (Abschnitt 5.5) deutlich unterschätzt werden und die Ergebnisse des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells etwa doppelt so hoch sind, wie die des Metamodells im Bereich geringer Speicherkapazitäten (Abbildung 6.5). Diese hohen Abweichungen zeigen, dass das Metamodell $p_{\text{Netz,max}}^+(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$ nicht zur Systemauslegung geeignet ist. Allerdings wird deutlich, dass die Abweichungen zwischen den Ergebnissen aus der Systemauslegung (Metamodell $p_{\text{Netz,max}}^+(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$) und den Ergebnisse des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells für alle Auslegungspunkte in etwa gleich groß sind. Somit kann jedoch davon ausgegangen werden kann, dass die Auslegung des Erzeugungsmix belastbar ist.

Auslegung für gegebene Netzbelastung und gegebenen Erzeugungsmix Aufbauend auf den in Abbildung 6.5 dargestellten Ergebnissen wird die Systemauslegung erneut mittels des Modells $p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ und der Zielfunktion $f_{2b}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}})$ nach Gleichung 6.6 für die Szenarien 2 ($q_{\text{PV}} = 0,16$ pu – bilanzielle Eigenversorgung mit 90 % Wind und 10 % Photovoltaik) und 3 ($q_{\text{PV}} = 0,3$ pu – bilanzielle Eigenversorgung mit 80 % Wind und 20 % Photovoltaik) vorgenommen. Die Ergebnisse für die Szenarien 2 und 3, zwischen denen sich der Erzeugungsmix in Abbildung 6.5c bewegt, sind in Abbildung 6.7 dargestellt.

Der Vergleich der Abbildungen 6.7a, 6.7b und 6.7c macht deutlich, dass mittels des Modells $p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ insbesondere für $p_{\text{Netz,max}}^+ \leq 1$ pu deutlich größere

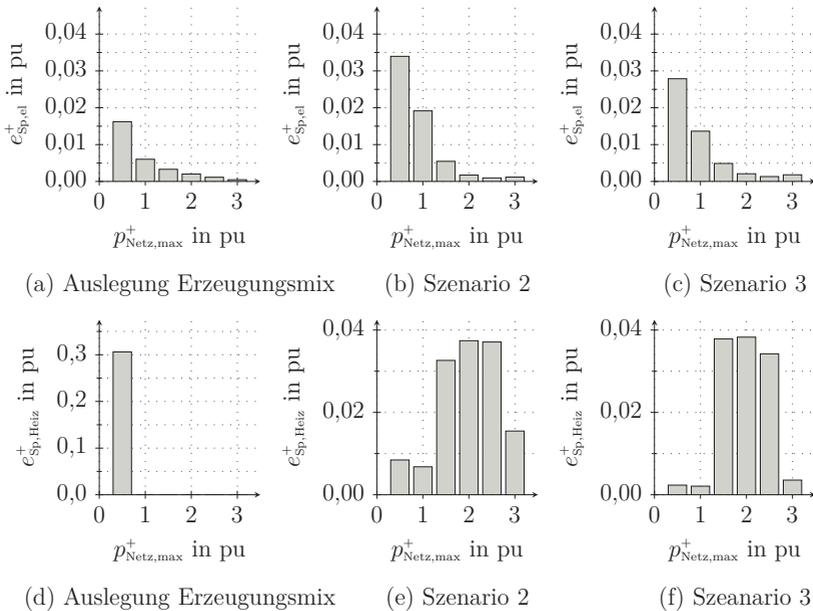


Abbildung 6.7: Auslegung der Speicherkapazitäten in den Szenarien 2 und 3.

Dargestellt sind die Ergebnisse der Systemauslegung der elektrischen Speicherkapazität $e_{\text{Sp,el}}$ (a), (b) und (c), der Kapazität des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ (d), (e) und (f) sowohl für die Auslegung des Erzeugungsmixes (Abbildung 6.5) als auch für die Szenarien 2 ($q_{\text{PV}} = 0,16$ pu – bilanzielle Eigenversorgung mit 90% Wind und 10% Photovoltaik) und 3 ($q_{\text{PV}} = 0,3$ pu – bilanzielle Eigenversorgung mit 80% Wind und 20% Photovoltaik).

elektrische Speicherkapazitäten ermittelt werden, als es für die Auslegung des Erzeugungsmixes (vgl. Abschnitt 6.2.2) der Fall ist. Gleichzeitig nimmt für $p_{\text{Netz,max}}^+ \geq 1$ pu die Kapazität des Heizungsspeichers zu.

Der Vergleich der Ergebnisse der Szenarien 2 und 3 macht deutlich, dass im Bereich der maximalen Netzbelastung $1,5 \dots 3$ pu die einzusetzende Speicherkapazität sehr ähnlich ist, wobei die Kapazität des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ deutlich größer ausfällt, als die des elektrischen Speichers $e_{\text{Sp,el}}$. Im Bereich der maximalen Netzbelastung $0,5 \dots 1$ pu sind im Szenario 2 mit höherem Windanteil an der bilanziellen Eigenversorgung jeweils größere Speicherkapazitäten erforderlich, was darauf schließen lässt, dass der kombinierte Einsatz von Wind- und Photovoltaik mit höherem Photovol-

taikanteil hinsichtlich der Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Bedarf vorteilhaft ist.

Bewertung der Auslegungsergebnisse Die Abweichungen gegenüber den Ergebnissen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells sind in Abbildung 6.8 dargestellt. Die Schwankungsbreite der Zielwerte wird dabei wiederum als Minimum und Maximum der Simulationsergebnisse für die zuvor dargestellten Auslegungspunkte der Speicherkapazitäten aus den Varianten 2015J, 2015S und 2015W bestimmt. Dabei wird der gewichtete Mittelwert für die jeweils vier umgebenden Datenpunkte aus $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}^*, e_{\text{Sp,Heiz}}^*)$ bestimmt, da für die Auslegungspunkte ($e_{\text{Sp,el}}^+, e_{\text{Sp,Heiz}}^+$) nicht notwendigerweise Simulationsergebnisse vorliegen.

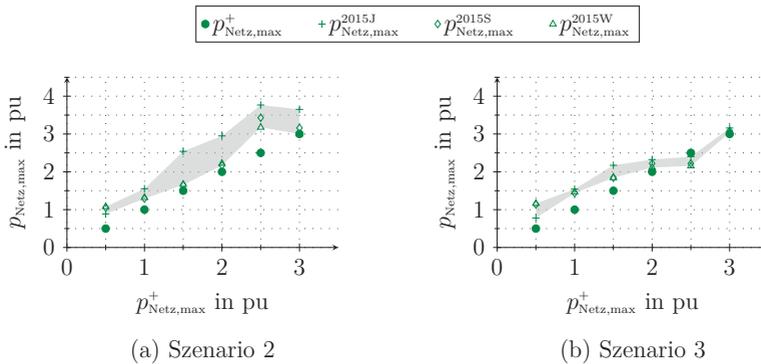


Abbildung 6.8: Auslegungsergebnisse in Bezug zu den Metamodellierungsdaten.

Dargestellt sind die Ergebnisse der Systemauslegung (Abbildung 6.7) hinsichtlich der maximalen Netzaustauschleistung $p_{\text{Netz,max}}$ in Bezug zu den Ergebnissen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells (Kapitel 3) in den der Metamodellierung zu Grunde liegenden Varianten 2015J, 2015W und 2015S (vgl. Tabelle 4.1 und 4.2) für die Szenarien 2 ($q_{\text{PV}} = 0,16 \text{ pu}$ – bilanzielle Eigenversorgung mit 90% Wind und 10% Photovoltaik) und 3 ($q_{\text{PV}} = 0,3 \text{ pu}$ – bilanzielle Eigenversorgung mit 80% Wind und 20% Photovoltaik).

Hinsichtlich der Abweichungen zu den Ergebnissen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells ergeben sich nach Abbildung 6.8 wie erwartet deutlich geringere Werte als es für die Ermittlung der Systemauslegung mittels des Modells $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$ der Fall ist (vgl. Abbildung 6.6). Bei gleichzeitiger Auslegung des Erzeugungsmixes q_{PV} und der einzusetzen Speicherkapazitäten $e_{\text{Sp,el}}$ und $e_{\text{Sp,Heiz}}$ wird die maximale Netzaustauschleistung, welche sich nach dem thermisch-elektrischen Optimierungsmodell ergibt, um bis zu einem Faktor 2,5 unterschätzt

(vgl. Abbildung 6.6), wobei die Abweichung für alle Auslegungspunkte in etwa konstant bleibt. Für die Auslegung mittels des Detailmodells $p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ ergeben sich hingegen Abweichungen bis maximal zu einem Faktor 2. In den meisten in Abbildung 6.8 dargestellten Auslegungspunkten ist die Abweichung jedoch deutlich geringer.

6.3.3 Auslegung für gegebene Netzbelastung und gegebenen Erzeugungsmix

In diesem Abschnitt werden die Auslegungsergebnisse für gegebene Netzbelastung und gegebenen Erzeugungsmix für die Szenarien 1, 6 und 11 dargestellt und verglichen diskutiert. Dabei wird das Modell $p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ aus Abschnitt 5.4.2 als Zulässigkeitsbedingung der Optimierung eingesetzt (Abschnitt 6.2.3). Als Gewichtungsfaktor der elektrischen Speicherkapazität in der Zielfunktion $f_{\text{ZB}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}})$ nach Gleichung 6.6 wird zunächst die Kostenfunktion $f_{\text{K,Sp,el,hoch}}$ verwendet und anschließend der Einfluss sinkender Kosten der elektrischen Speicher betrachtet, wobei die Kostenfunktion $f_{\text{K,Sp,el,niedrig}}$ in der Zielfunktion verwendet wird.

Abbildung 6.9 stellt die Ergebnisse der Systemauslegung für die Szenarien 1, 6 und 11 dar, wobei für die elektrische Speicherkapazität die hohen Investitionskosten nach Abbildung 6.1 verwendet werden.

Die Abbildungen 6.9a und 6.9d stellen die Auslegungsergebnisse für das Szenario 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind) dar. Erwartungsgemäß nimmt die eingesetzte Gesamtspeicherkapazität mit steigendem Zielwert der maximalen Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}^+$ ab. Aus den Abbildungen wird deutlich, dass im Bereich kleiner zugelassener maximaler Netzbelastung bis 1 pu deutlich größere Kapazitäten des Heizungsspeichers zur Anwendung kommen, als es im Bereich $p_{\text{Netz,max}}^+ > 1$ pu der Fall ist. Dies ist auf die in Abschnitt 4.2 erläuterte Zunahme der maximalen Netzaustauschleistung mit steigender Kapazität des Heizungsspeichers im Bereich kleiner elektrischer Speicherkapazitäten zurückzuführen.

In den Abbildung 6.9b und 6.9e sind die Ergebnisse der Systemauslegung für das Szenario 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik) dargestellt. Auffällig ist, dass für die kleinen Zielwerte der maximalen Netzaustauschleistung $p_{\text{Netz,max}} = 0,5 \dots 1,5$ pu die Reduktion dieser fast ausschließlich mittels elektrischer Speicher erfolgt, da die eingesetzten Kapazitäten des Heizungsspeichers sehr klein sind. Im Vergleich zu Szenario 1 reduziert sich die eingesetzte Kapazität des Heizungsspeichers für die Auslegungspunkte $p_{\text{Netz,max}}^+ = 1$ pu und 1,5 pu auf etwa 10% des Auslegungswertes, während die eingesetzte elektrische Speicherkapazität um mehr als den Faktor 10 zunimmt. Im Auslegungspunkt $p_{\text{Netz,max}}^+ = 0,5$ pu ergibt sich im Szenario 6 eine Reduktion der eingesetzten Kapazität des Heizungsspeichers auf etwa 1% des Wertes für das Szenario 1, während die eingesetzte elektrische Speicherkapazität etwa um den Faktor 10 zunimmt.

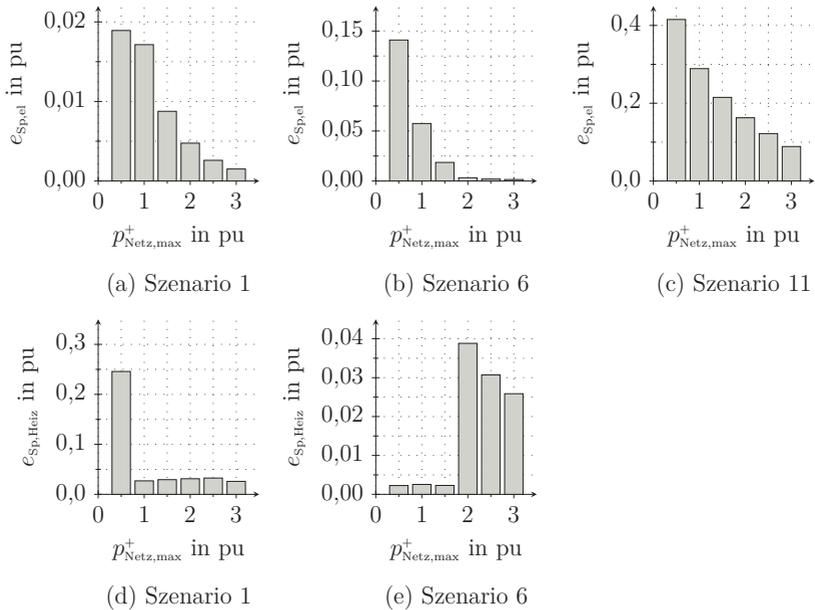


Abbildung 6.9: Ergebnisse der Speicherauslegung mit hohen Kosten der elektrischen Speicher.

Ergebnisse der Auslegung der elektrischen Speicherkapazität (oben) und der Kapazität des Heizungsspeichers (unten) hinsichtlich minimierter Gesamtkosten in den Szenarien 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind), 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik) und 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik) mit hohen Kosten für die elektrische Speicherkapazität (vgl. Abbildung 6.1). Im Szenario 11 wird kein Heizungsspeicher eingesetzt, sodass das entsprechende Diagramm nicht dargestellt ist.

Für das Szenario 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100 % Photovoltaik) wird die Reduktion der maximalen Netzaustauschleistung $p_{\text{Netz,max}}$ für alle betrachteten Zielwerte ausschließlich durch den Einsatz elektrischer Speicher vorgenommen. Daher ist in Abbildung 6.9 kein Diagramm für die Kapazität des Heizungsspeichers im Szenario 11 vorhanden. Erwartungsgemäß sinkt die eingesetzte Speicherkapazität mit der Steigerung der zulässigen maximalen Netzaustauschleistung. Im Vergleich zum Szenario 6 fällt auf, dass zum Erreichen der Werte $p_{\text{Netz,max}} = 0,5 \dots 1,5$ pu, bei denen im Szenario 6, in dem ebenfalls fast ausschließlich elektrische Speicherkapazitäten zum Einsatz kommen, deutlich größere Speicherkapazitäten eingesetzt werden. Die ist auf den erhöhten Ausgleichsbedarf bei ausschließlicher Nutzung der Photovoltaik für den die höchsten Speicherkapazitäten erforderlich sind zurückzuführen.

Bewertung der Auslegungsergebnisse In Abbildung 6.10 sind die Abweichungen zu den, der Systemauslegung zugrunde liegenden, Zielwerten der Netzaustauschleistung für die betrachteten Szenarien angegeben.

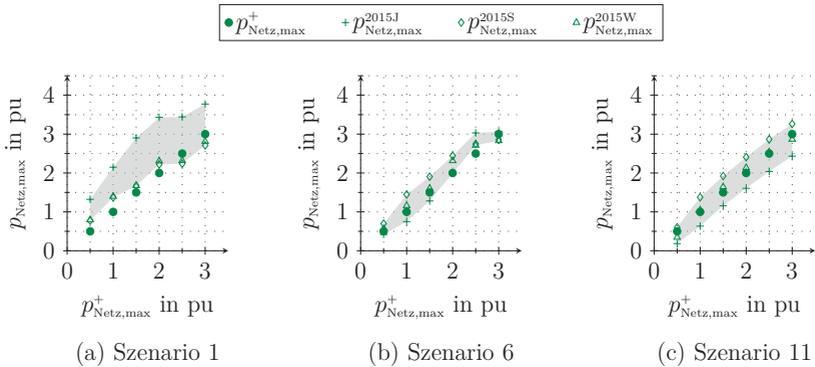


Abbildung 6.10: Auslegungsergebnisse in Bezug zu den Metamodelleingangsdaten.

Dargestellt ist der Bereich der maximalen Netzaustauschleistung $p_{\text{Netz,max}}$ in den betrachteten Szenarien Szenarien 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100 % Wind), 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50 % Wind und 50 % Photovoltaik) und 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100 % Photovoltaik) für die Varianten 2015J, 2015W und 2015S (vgl. Tabelle 4.1 und 4.2) in den Auslegungspunkten nach Abbildung 6.9.

Die Schwankungsbreite der Zielwerte wird als Minimum und Maximum der Simulationsergebnisse für die zuvor dargestellten Auslegungspunkte der Speicherkapazitäten aus den Varianten 2015J, 2015S und 2015W bestimmt. Dabei wird der gewichtete

Mittelwert für die jeweils vier umgebenden Datenpunkte aus $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}^*, e_{\text{Sp,Heiz}}^*)$ bestimmt, da für die Auslegungspunkte $(e_{\text{Sp,el}}^+, e_{\text{Sp,Heiz}}^+)$ nicht notwendigerweise Simulationsergebnisse vorliegen.

Aus dem Vergleich der Diagramme in Abbildung 6.10 wird deutlich, dass im Vergleich der Szenarien die geringste Schwankungsbreite für das Szenario 11 vorliegt, wobei die Abweichungen relativ symmetrisch um den Zielwert ist und diese mit zunehmendem Zielwert der maximalen Netzbelastung tendenziell zunimmt. Im Szenario 6 ist ein ähnlicher Effekt zu erkennen, wobei für die Zielwerte $p_{\text{Netz,max}} = 2,5 \text{ pu}$ und $p_{\text{Netz,max}} = 3 \text{ pu}$, welche gleichzusetzen sind mit den geringsten eingesetzten Speicherkapazitäten (vgl. Abbildungen 6.9e und 6.9b) die Abweichungen nach oben sehr deutlich zunehmen. Im Szenario 1 ist generell die größte Schwankungsbreite aller betrachteten Szenarien zu verzeichnen, wobei gleichzeitig die Abweichungen nach oben deutlich größer sind als nach unten. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das Modell $p_{\text{Netz,max}}^p(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ die Simulationsergebnisse der Referenzvariante 2015J unterschätzt und gleichzeitig die der Varianten 2015S und 2015W mit geringen Abweichungen abbildet (vgl. Abbildung 5.18).

Einfluss der Speicherkosten In diesem Abschnitt werden die Änderungen gegenüber den vorhergehend diskutierten Ergebnissen der Systemauslegung bei Verwendung der niedrigen Kosten der elektrischen Speicher aus [36] dargestellt. Aus Abbildung 6.11 geht hervor, dass die deutliche Verringerung der Kosten der elektrischen Speicher auf etwas mehr als die Hälfte der angesetzten hohen Kosten (vgl. Abbildung 6.1) lediglich punktuell zu sichtbaren Änderungen der Speicherauslegung führen. Auffällig ist, dass eine Verringerung der Kapazität des Heizungsspeichers um $\Delta e_{\text{Sp,Heiz}}$ durch eine Erhöhung der elektrischen Speicherkapazität um $\Delta e_{\text{Sp,el}} \approx 0,01 \cdot \Delta e_{\text{Sp,Heiz}}$ aufgewogen wird.

Im Szenario 1 kommt es ausschließlich im Auslegungspunkt $p_{\text{Netz,max}}^+ = 0,5 \text{ pu}$ zu einer deutlichen Steigerung der eingesetzten elektrischen Speicherkapazität bei den verringerten zugehörigen Kosten. In diesem Punkt verdoppelt sich die eingesetzte elektrische Speicherkapazität gegenüber der Auslegung mit hohen Kosten der elektrischen Speicher (vgl. Abbildung 6.9). Im Szenario 6 ändern sich die eingesetzten Kapazitäten lediglich für die Auslegungspunkte nennenswert, für die bei hohen Kosten der elektrischen Speicherkapazität die Kapazität des Heizungsspeichers größer ausgelegt wird als die des elektrischen Speichers ($p_{\text{Netz,max}}^+ = 2 \dots 3 \text{ pu}$).

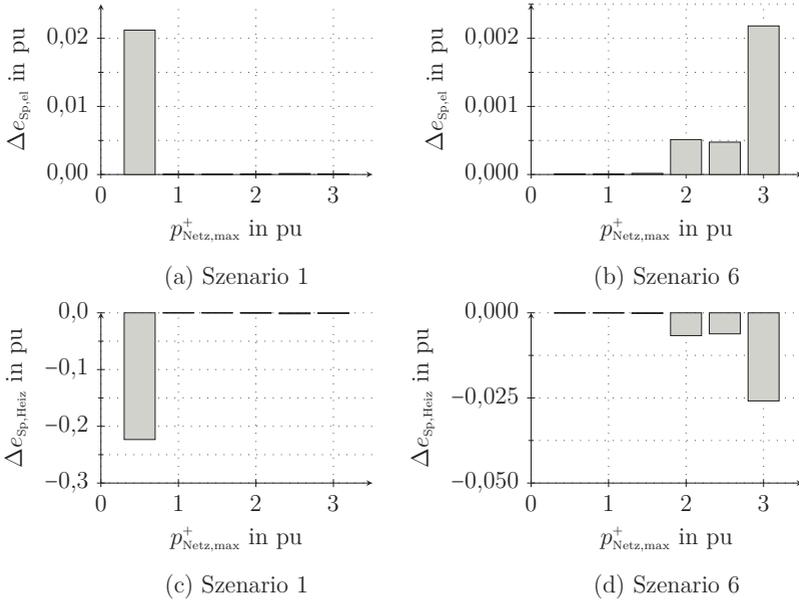


Abbildung 6.11: Änderung der Auslegungsergebnisse in Abhängigkeit der Speicherkosten.

Dargestellt sind die absoluten Änderungen der eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $\Delta e_{\text{Sp,el}}$ (oben) und des Heizungsspeichers $\Delta e_{\text{Sp,Heiz}}$ (unten) für die verringerten Kosten der elektrischen Speicher in den Szenarien 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind), 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik) mit niedrigen Kosten für die elektrische Speicherkapazität. Im Szenario 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik) ergeben sich keine Änderungen, sodass die entsprechenden Diagramme nicht dargestellt sind.

6.4 Zusammenfassung

In diesem Kapitel werden die in den Abschnitten 5.4.2 und 5.5 abgeleiteten Metamodelle zur Systemauslegung hinsichtlich minimierter Kosten der eingesetzten Speicherkapazitäten und ebenfalls unter Berücksichtigung des Erzeugungsmixes verwendet. Die Systemauslegung erfolgt jeweils für die vorgegebene Netzaustauschleistung $p_{\text{Netz,max}}^+$ im Bereich $0,5 \dots 3$ pu. Im Szenario 1 entspricht dies dem Bereich von etwa $10 \dots 55\%$ der installierten Windleistung, während für das Szenario 11 der Bereich von etwa $5 \dots 30\%$ der installierten Photovoltaikleistung betrachtet wird. Dadurch werden generelle Tendenzen der Abhängigkeit der maximalen Netzbelastung von den eingesetzten Speicherkapazitäten und durch die Verwendung verringerter Kosten der elektrischen Speicher die Austauschbarkeit der Speicherkapazitäten bei gegebener zugelassener Netzbelastung untersucht.

Weiterhin erfolgt aus Gesamtsystemsicht die Auslegung des Erzeugungsmixes, sowie unter Berücksichtigung der Netzkosten ebenfalls die Auslegung der maximalen Netzbelastung. Daraus ergibt sich, dass ein Verhältnis der installierten Photovoltaik- zur Windleistung von $0,25$ zu 1 ($q_{\text{PV}} = 0,2$ pu) vorteilhaft ist, wobei sich beim Einsatz von $e_{\text{Sp,Heiz}} = 0,011$ pu eine Reduktion der maximalen Netzbelastung auf etwa 43% der installierten EE-Leistung ergibt. Hinsichtlich der Energiemengen ergibt sich ein Verhältnis von Photovoltaik- zu Windenergie von $0,15$ zu 1 . Dieser Wert liegt im Bereich jener, die *Ohrdes et al.* in [37, S. 65] bei monatlicher Bilanzierung für die optimale Primärenergieeinsparung gegenüber einem konventionellen Heizsystem für Gebäude mit jährlichem Heizenergiebedarf von $15 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$ beziehungsweise $45 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$ angeben.

Bezüglich des Einflusses der angesetzten Kosten auf die Auslegungsergebnisse zeigt sich unter den getroffenen Annahmen eine vergleichsweise geringe Abhängigkeit der Ergebnisse von den angesetzten Kosten des elektrischen Speichers.

Die dargestellten Ergebnisse zeigen, dass das Metamodell $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$ für den Bereich sehr kleiner Speicherkapazitäten deutliche Abweichungen von den Ergebnissen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells aufweist, weshalb die Auslegungsergebnisse der einzusetzenden Speicherkapazitäten mittels des detaillierteren Modells $p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ erneut ermittelt werden. Für die Bestimmung der vorteilhaften Kombinationen der installierten Wind- und Photovoltaikleistungen ist das Modell jedoch einsetzbar.

Die dargestellten Ergebnisse ermöglichen die Beantwortung der in Abschnitt 1.3 definierten Forschungsfrage:

2. Wie beeinflussen sich die Minimierung der Netzbelastung und die Minimierung der Speicherkapazitäten in wärmepumpenbeheizten Einfamilienhäusern im Hinblick auf den optimalen Erzeugungsmix?

wie folgt:

Für die Auslegung der Speicherkapazitäten vor dem Hintergrund der Kostenminimierung aus gesamtenergiesystemischer Sicht werden zwei Ansätze vorgestellt. Einerseits wird neben den einzusetzenden Speicherkapazitäten ebenfalls die maximale Netzbelastung sowie der eingesetzte Erzeugungsmix ausgelegt. Andererseits wird die Auslegung bei festgelegter maximaler Netzbelastung durchgeführt, was beispielsweise für die Auslegung oder bei gegebener Leistung des Netzanschlusspunktes relevant ist.

Hinsichtlich der Auslegung des Erzeugungsmixes, des Netzanschlusses und der Speicherkapazitäten ergibt sich ein Verhältnis von 15 % Photovoltaik und 85 % Wind entsprechend einem Verhältnis der installierten Photovoltaik- zu Windleistung von etwa 0,25 zu 1. Dabei kommt ausschließlich ein Heizungsspeicher mit einer Kapazität von 57 kWh (entsprechend etwa 5000 l) zum Einsatz. Gleichzeitig wird die maximale Netzbelastung auf 2 kW entsprechend 3,4 pu bezogen auf die durchschnittliche Haushaltslast begrenzt.

Bei Auslegung des Erzeugungsmixes bei Vorgabe der maximal zulässigen Netzaustauschleistung im Bereich 0,5 ... 3 pu bezogen auf die durchschnittliche Haushaltslast ergibt sich ein Erzeugungsmix im Bereich der bilanziellen Eigenversorgung mit 80 ... 90 % Wind. Dabei nimmt die einzusetzende elektrische Speicherkapazität mit steigender zugelassener maximaler Netzbelastung in etwa exponentiell ab. Im Bereich mittlerer zugelassener Netzbelastung steigt die einzusetzende thermische Speicherkapazität sprunghaft an, was auf den Kostenvorteil der thermischen Speicher zurückzuführen ist. Bei zugelassener maximaler Netzbelastung in Höhe der dreifachen durchschnittlichen Haushaltslast $P_{\text{Netz,max}} = 1,8 \text{ kW}$ wird bei einem Erzeugungsmix von 10 % Photovoltaik und 90 % Wind der elektrische Speicher mit einer Kapazität von etwa 5,7 kWh ausgelegt, während ein thermischer Speicher mit einer Kapazität von etwa 78 kWh (entsprechend einem Speichervolumen von 6700 l) zum Einsatz kommt.

Aus gesamtsystemischer Sicht ist unter den getroffenen Kostenannahmen somit ein eher winddominierter Erzeugungsmix und der Einsatz von thermischen Speichern sinnvoll (vgl. dazu auch [37]). Weiterhin wird deutlich, dass sich mit steigendem Photovoltaikanteil an der bilanziellen Eigenversorgung die gesamtsystemische Auslegung hin zum Einsatz elektrischer Speicher verschiebt und insgesamt deutlich größere Speicherkapazitäten zum Einsatz kommen.

7 Einfluss der Speicherkapazitäten auf Netzbelastung und Autarkiegrad

In diesem Kapitel wird das in Abschnitt 5.4.2 abgeleitete, detaillierte Metamodell $p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ herangezogen, um den Einfluss der Kapazitäten des elektrischen und des thermischen Speichers auf die Netzbelastung in den betrachteten Szenarien quantitativ zu bewerten. Der Vergleich der betrachteten Szenarien, welchen jeweils einen unterschiedliches Verhältnis von Wind- und Photovoltaikenergie an der bilanziellen Eigenversorgung zur Grunde liegt, zeigt dabei den Einfluss des Erzeugungsmixes auf die Wirksamkeit gesteigerter Speicherkapazitäten hinsichtlich der Reduktion der Netzbelastung auf.

7.1 Einfluss im Bereich der Auslegung des Referenzgebäudes

In diesem Abschnitt werden Speicherkapazitäten im Bereich der heute üblichen Auslegung (vgl. Abschnitte 2.1 und 3.2) für ein Einfamilienhaus im Niedrigenergiehausstandard bei variierendem Erzeugungsmix betrachtet. Im Hinblick auf die Reduktion der maximalen Netzaustauschleistung bei der angenommenen Speicherauslegung ($E_{\text{Sp,el}} = 6,56 \text{ kWh}$ und $E_{\text{Sp,Heiz}} = 6,56 \text{ kWh}$) zwischen dem betrachteten Wohngebäude und dem umgebenden Netz wird für das Referenzgebäude bei bilanzieller Eigenversorgung mit Photovoltaik eine Reduktion auf minimal etwa 70 % der installierten Photovoltaikleistung erreicht (vgl. Abbildung 4.17 auf Seite 78).

7.1.1 Elektrische und thermische Speicher ähnlicher Kapazität

Als Referenzgebäude wird ein Einfamilienhaus im Niedrigenergiehausstandard mit einer bilanzielle Eigenversorgung mit 100 % Photovoltaik, sowie der Einsatz eines elektrischen Speichers mit einer Kapazität von 6,56 kWh und eines Heizungsspeichers mit einem Volumen von 570l angenommen. Dies ergibt bei der angenommenen Temperaturspreizung im Speicher von 10 K eine thermischen Speicherkapazität von

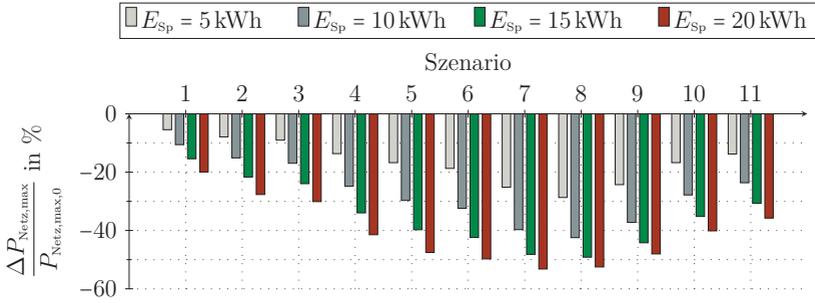
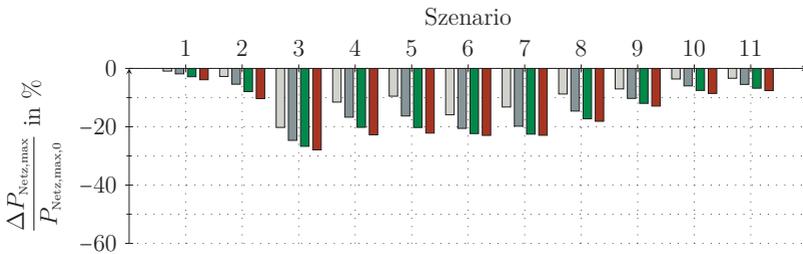
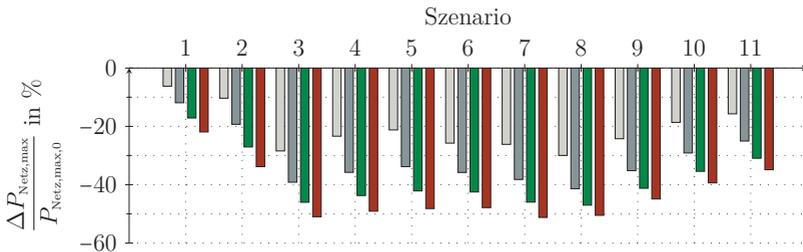
6,56 kWh (vgl. Abschnitte 2.1 und 3.2). Unter den heute geltenden Rahmenbedingungen entspricht dies einer wirtschaftlichen Auslegung.

Nachfolgend wird mittels des in Abschnitt 5.4.2 abgeleiteten, detaillierten Metamodells $P_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ der Einfluss steigender Speicherkapazitäten im Bereich der heute üblichen Auslegung untersucht. Die Speicherkapazitäten werden von 5 kWh bis 20 kWh in 5-kWh-Schritten variiert und sind für den thermischen und den elektrischen Speicher identisch. Die Metamodellergebnisse für die betrachteten Werte der Speicherkapazitäten ($E_{\text{Sp}} = 5 \dots 20$ kWh entsprechen einem Volumen des Heizungsspeichers von 430 ... 1700 l) sind den Metamodelleingangsdaten (Kapitel 4) im Anhang C gegenübergestellt. Abbildung 7.1 stellt die Reduktion der maximalen Netzbelastung beim Einsatz der betrachteten Speicherkapazitäten für die Szenarien 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100 % Wind) bis 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100 % Photovoltaik) dar.

Dabei wird in Abbildung 7.1a nur die Kapazität des elektrischen Speichers gesteigert, während in Abbildung 7.1b umgekehrt nur die Kapazität des Heizungsspeichers gesteigert wird. Abbildung 7.1c bezieht sich auf den Einsatz eines elektrischen Speichers und eines Heizungsspeichers gleicher Kapazität. Um den Einfluss der steigenden Speicherkapazität in den einzelnen Szenarien untereinander vergleichen zu können, wird die Reduktion der Netzbelastung gegenüber der im System ohne Speicher $\Delta P_{\text{Netz,max}} = P_{\text{Netz,max}}(E_{\text{Sp,el}}, E_{\text{Sp,Heiz}}) - P_{\text{Netz,max},0}$ auf ebendiesen Wert bezogen.

In Abbildung 7.1a wird zunächst der Einfluss auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung betrachtet, wenn ausschließlich die Kapazität des elektrischen Speichers gesteigert wird. Dabei wird einerseits deutlich, dass in den winddominierten Szenarien 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100 % Wind) und 2 (bilanzielle Eigenversorgung mit 90 % Wind und 10 % Photovoltaik) die Reduktion der Netzbelastung nahezu linear steigender Speicherkapazität zunimmt. Mit steigendem Anteil der Photovoltaik an der bilanziellen Eigenversorgung wird die weitere Reduktion der maximalen Netzbelastung mit steigender Speicherkapazität geringer. Weiterhin zeigen die dargestellten Ergebnisse, dass im Szenario 8 (bilanzielle Eigenversorgung mit 30 % Wind und 70 % Photovoltaik) die Reduktion der maximalen Netzbelastung gegenüber dem System ohne Speicher bei gegebener Speicherkapazität am deutlichsten ausfällt, wenngleich eine Steigerung der Speicherkapazität über $E_{\text{Sp,el}} = 10$ kWh nur noch eine sehr geringe Steigerung der zusätzlichen Netzentlastung zur Folge hat. Aus den dargestellten Ergebnisse lässt sich somit schlussfolgern, dass hinsichtlich des Einflusses des elektrischen Speichers auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung im Bereich heute üblicher Speicherauslegungen ein eher photovoltaikdominierter Erzeugungsmix vorteilhaft ist.

Der Einfluss steigender Kapazität des Heizungsspeichers auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung ist in Abbildung 7.1b dargestellt, wobei in diesem Fall ein Gebäude ohne elektrischen Speicher betrachtet wird. Im Vergleich zu den in Abbildung 7.1a dargestellten Ergebnisse zeigt sich, dass die Kapazität des Heizungsspeichers einen wesentlich geringeren Einfluss auf die Reduktion der maximalen

(a) steigende elektrische Speicherkapazität, mit $E_{Sp,Heiz} = 0 \text{ kWh}$ (b) steigende Kapazität des Heizungsspeichers, mit $E_{Sp,el} = 0 \text{ kWh}$ 

(c) steigende Kapazität beider Speicher

Abbildung 7.1: Einfluss kleiner Speicher ähnlicher Kapazität auf die Netzbelastung.

Dargestellt ist der Einfluss steigender Speicherkapazitäten: a) elektrischer Speicher, b) Heizungsspeicher, c) elektrischer Speicher und Heizungsspeicher identischer Kapazität im Bereich 5...10 kWh auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung in Bezug auf die Netzbelastung $P_{\text{Netz,max},0}$ für das System mit $E_{\text{Sp,el}} = 0$ und $E_{\text{Sp,Heiz}} = 0$ in den Szenarien 1 bis 11.

Netzbelastung hat, als es in für einen elektrischen Speicher gleicher Kapazität der Fall ist (Abbildung 7.1a). Weiterhin fällt auf, dass sich im Vergleich zum elektrischen Speicher für die Kapazität des Heizungsspeichers deutlichere Auswirkungen auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung im Bereich der winddominierten Szenarien ergeben.

Abbildung 7.1c stellt abschließend den Einfluss steigender Speicherkapazität für den Fall $E_{\text{Sp,el}} = E_{\text{Sp,th}}$ dar. Die dargestellten Ergebnisse zeigen, dass für den kombinierten Einsatz von elektrischen und Heizungsspeichern der kombinierte Einsatz von Windenergie- und Photovoltaik in den Szenarien 3 bis 8 (bilanzielle Eigenversorgung mit 20% Wind und 80% Photovoltaik bis 70% Wind und 30% Photovoltaik) das größte Potential zur Reduktion der maximalen Netzbelastung aufweist. Weiterhin wird deutlich, dass für diese Szenarien die Reduktion der maximalen Netzbelastung in etwa gleich ist. Gleichzeitig wird durch den kombinierten Einsatz von thermischen und elektrischen Speichern für diesen Bereich des Erzeugungsmixes die deutlichste Reduktion der maximalen Netzbelastung erreicht.

7.1.2 Elektrische und thermische Speicher ähnlicher Kosten

Wie bereits in Abschnitt 4.2.5 gezeigt wurde, unterscheiden sich die kapazitätsbezogenen Kosten der betrachteten Speichersysteme deutlich voneinander. Gemäß der im Kapitel D im Anhang ausgeführten Annahmen zu den Speicherkosten, sind im Bereich kleiner Speicher für den elektrischen Speicher mit etwa den zehnfachen Kosten des thermischen Speichers zu rechnen, wobei ausschließlich die Nettokosten der Speichersysteme betrachtet werden (vgl. ebenfalls Abschnitt 6.1). Während im vorangegangenen Abschnitt elektrische Speicher und Heizungsspeicher ähnlicher Kapazität verglichen wurden, werden in diesem Abschnitt Speicherauslegungen mit ähnlichen Kosten verglichen. Somit lässt sich anhand Abbildung 7.2 für den Bereich der heute üblichen Systemauslegung bewerten, welche Auswirkungen der Speichereinsatz bei gleichen Kosten auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung hat.

In Abbildung 7.2 ist die Reduktion der maximalen Netzbelastung $\Delta P_{\text{Netz,max}}$ gegenüber dem System ohne Speichereinsatz ($P_{\text{Netz,max},0} = P_{\text{Netz,max}}(E_{\text{Sp,el}}, E_{\text{Sp,Heiz}})$) in Bezug auf ebendiesen Wert dar. Neben dem alleinigen Einsatz des elektrischen Speichers mit einer Kapazität von 5 kWh wird ebenfalls der alleinige Einsatz des Heizungsspeichers mit einer Kapazität von 50 kWh entsprechend etwa 43001 Speichervolumen betrachtet, wobei beide Speicher unter den getroffenen Annahmen mit identischen Kosten belegt sind. Weiterhin wird die Kombination $E_{\text{Sp,el}} = 2,5$ kWh und $E_{\text{Sp,Heiz}} = 25$ kWh entsprechend etwa 21501 Speichervolumen betrachtet, wobei die Kombination ebenfalls in etwa die gleichen Kosten aufweist. Alle drei Varianten resultieren in Speicherkosten von etwa 5000 €.

Wie bereits im vorangegangenen Abschnitt 7.1.1 anhand Abbildung 7.1 erläutert, ist der Einfluss der eingesetzten Speicherkapazitäten auf die Reduktion der maximalen

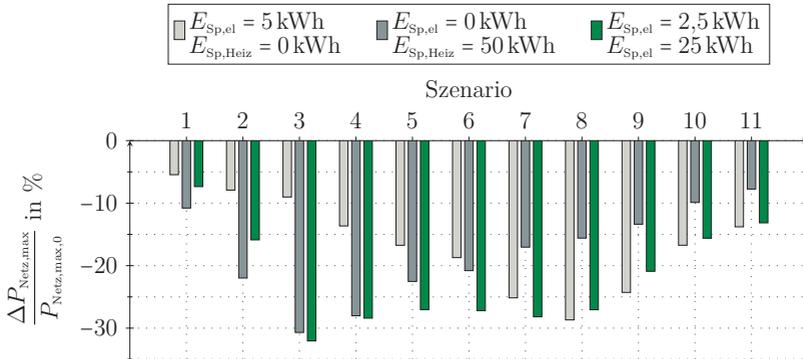


Abbildung 7.2: Einfluss kleiner Speicher ähnlicher Kosten auf die Netzbelastung.

Dargestellt ist der Einfluss des elektrischen Speichers, des Heizungsspeichers sowie der Kombination beider Speicherarten bei jeweils gleichen Kosten auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung $\Delta P_{\text{Netz,max}} = P_{\text{Netz,max}}(E_{\text{Sp,el}}, E_{\text{Sp,Heiz}}) - P_{\text{Netz,max,0}}$ in Bezug auf die Netzbelastung $P_{\text{Netz,max,0}}$ für das System mit $E_{\text{Sp,el}} = 0$ und $E_{\text{Sp,Heiz}} = 0$ für die betrachteten Szenarien 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind) bis 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik).

Netzbelastung stark abhängig vom angesetzten Erzeugungsmix der bilanziellen Eigenversorgung. Während in den winddominierten Szenarien 1 bis 5 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind bis 60% Wind und 40% Photovoltaik) der eingesetzte Heizungsspeicher einen wesentlich größeren Einfluss auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung als der elektrische Speicher hat, ist das Verhältnis im Szenario 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik) nahezu ausgeglichen. Im Szenario 3 (bilanzielle Eigenversorgung mit 80% Wind und 20% Photovoltaik) ist der Unterschied des Einflusses der Speicherkapazität am deutlichsten, wobei der Einfluss des Heizungsspeichers mehr als dreimal so hoch ist, wie der des elektrischen Speichers.

Für die photovoltaikdominierten Szenarien 7 bis 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 40% Wind und 60% Photovoltaik bis 100% Photovoltaik) wird der Einfluss des Heizungsspeichers gegenüber dem des elektrischen Speichers geringer. Die deutlichste Reduktion der maximalen Netzbelastung ist dabei im Szenario 8 durch den Einsatz des elektrischen Speichers zu verzeichnen, wobei der Einfluss des entsprechenden Heizungsspeichers auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung etwa der Hälfte des Wertes der Reduktion durch den elektrischen Speicher entspricht.

Hinsichtlich des kombinierten Einsatzes von Heizungsspeicher und elektrischem Speicher ergibt sich insbesondere in den Szenarien mit in etwa ausgeglichenem Verhältnis zwischen Wind- und Photovoltaik an der bilanziellen Eigenversorgung (Szenarien 4 bis 6) eine deutlich Steigerung der Reduktion der maximalen Netzbelastung, während der kombinierte Einsatz in den eher wind- beziehungsweise photovoltaikdominierten keinen Vorteil gegenüber dem alleinigen Einsatz einer der beiden Speicherarten bedeutet.

7.2 Einfluss der Speicherkapazität im Bereich hoher Autarkiegrade

Vor dem Hintergrund des voranschreitenden Wandels zu einem EE-dominierten Energiesystem und der damit einhergehenden Notwendigkeit EE-Erzeugung und Energiebedarf aufeinander abzustimmen, werden in diesem Abschnitt für die Szenarien 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind), 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik) und 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik) Speicherauslegungen dargestellt, die zu hohen Autarkiegraden ($AG = 80 \dots 100\%$) führen. Da identische Werte des Autarkiegrades für unterschiedliche Speicherkonfigurationen erreicht werden können, wird jeweils jene Speicherkonfiguration dargestellt, die die geringsten Gesamtkosten der eingesetzten thermischen und elektrischen Speicherkapazitäten aufweist, wobei vereinfachend kapazitätsunabhängig um den Faktor 10 höhere spezifische Kosten für den elektrischen gegenüber dem thermischen Speicher angenommen werden (vgl. Abschnitt 7.1.2 sowie Kapitel D im Anhang).

Szenario 1 Abbildung 7.3 stellt die Ergebnisse der maximalen Netzbelastung für die Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Wind) dar.

Neben den Auslegungspunkten für die Zielwerte des Autarkiegrades ist ebenfalls die in Abschnitt 3.2 betrachtete Auslegung anhand der heute geltenden technischen Regeln gekennzeichnet ($E_{Sp,el} = 6,56 \text{ kWh}$ und $E_{Sp,Heiz} = 6,56 \text{ kWh}$ entsprechend einem Speichervolumen von 570l), für die ein Autarkiegrad von 69% erreicht wird. Die maximale Rückspeiseleistung beträgt 2,6 kW entsprechend 68% der installierten EE-Leistung. Eine Steigerung des Autarkiegrades um weitere 11% auf den Zielwert $AG = 80\%$ erfordert eine Steigerung der eingesetzten Speicherkapazitäten auf $E_{Sp,el} = 13,1 \text{ kWh}$ und $E_{Sp,Heiz} = 78,8 \text{ kWh}$ entsprechend einem Speichervolumen von 6850l. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Steigerung des Autarkiegrades auf 80% bei einer maximalen Belastung des elektrischen Netzes von 2,3 kW entsprechend 54% der installierten EE-Leistung ($P_{Wind,inst} = 4,24 \text{ kW}$) für ein Einfamilienhaus durchaus realisierbar ist.

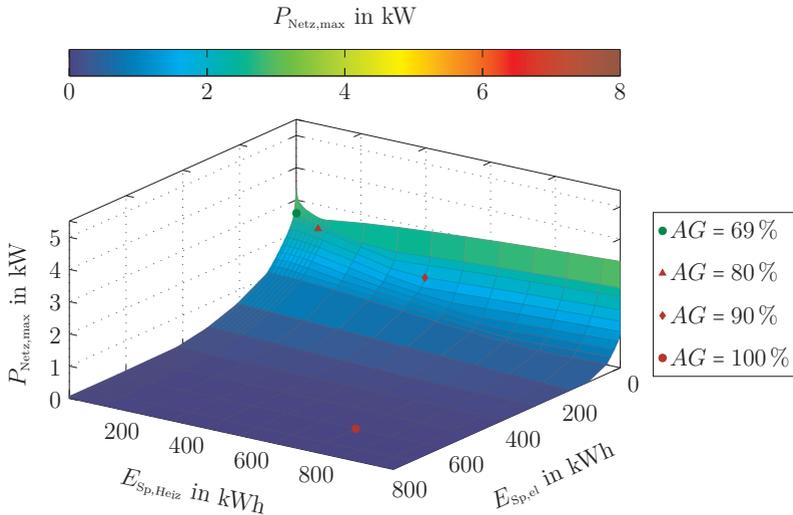


Abbildung 7.3: Autarkiegrade im Szenario 1 in der Referenzvariante.

Dargestellt ist die maximale Netzbelastung $P_{\text{Netz,max}}$ über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $E_{\text{Sp,el}}$ und des Heizungsspeichers $E_{\text{Sp,Heiz}}$ in der Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 1 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100 % Wind). Angegeben sind die Punkte bei denen die Autarkiegrade 80...100 % erreicht werden sowie der Punkt der Auslegung des Referenzgebäudes (vgl. Tabelle 3.3) mit einem erreichten Autarkiegrad von $AG = 69\%$.

Die weitere Erhöhung des Autarkiegrades auf $AG = 90\%$ ist verbunden mit einer Steigerung der Speicherkapazitäten auf $E_{\text{Sp,el}} = 26,25 \text{ kWh}$ und $E_{\text{Sp,Heiz}} = 420 \text{ kWh}$, entsprechend einem Speichervolumen von 36 830l. Die vollständige Autarkie des System wird bei einer Speicherauslegung von $E_{\text{Sp,el}} = 630 \text{ kWh}$ und $E_{\text{Sp,Heiz}} = 735 \text{ kWh}$, entsprechend einem Speichervolumen von 64 450l erreicht. Die dargestellten Werte zeigen, dass eine Steigerung des Autarkiegrades über 80 % den Einsatz nicht realisierbarer Speicherkapazitäten erfordern würde.

Szenario 6 In Abbildung 7.4 sind die entsprechenden Ergebnisse zu den Zielwerten der Autarkiegrade für das Szenario 6 bei bilanzieller Eigenversorgung mit 50 % Wind und 50 % Photovoltaik dargestellt.

Im Vergleich zu Szenario 1 (Abbildung 7.3) wird bereits mit der Speicherkonfiguration des Referenzgebäudes ($E_{\text{Sp,el}} = 6,56 \text{ kWh}$ und $E_{\text{Sp,Heiz}} = 6,56 \text{ kWh}$) mit $AG = 75\%$

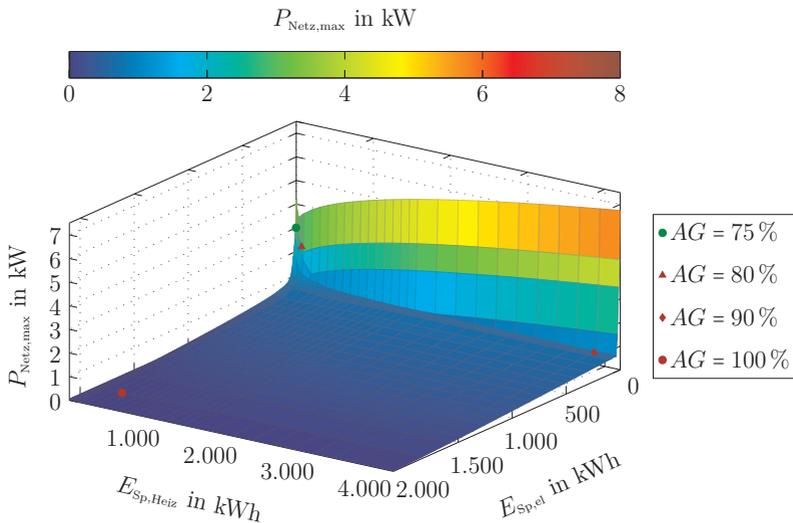


Abbildung 7.4: Autarkiegrade im Szenario 6 in der Referenzvariante.

Dargestellt ist die maximale Netzbelastung $P_{\text{Netz,max}}$ über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $E_{\text{Sp,el}}$ und des Heizungsspeichers $E_{\text{Sp,Heiz}}$ in der Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 6 (bilanzielle Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik). Angegeben sind die Punkte bei denen die Autarkiegrade 80...100% erreicht werden sowie der Punkt der Auslegung des Referenzgebäudes (vgl. Tabelle 3.3) mit einem erreichten Autarkiegrad von $AG = 75\%$.

ein höherer Autarkiegrad erreicht. Dadurch wird noch einmal deutlich, dass durch den kombinierte Einsatz von Windenergie und Photovoltaik eine höhere Gleichzeitigkeit zwischen EE-Erzeugung und Energiebedarf im Gebäude vorliegt, sodass bereits bei niedrigen Speicherkapazitäten hohe Autarkiegrade erreicht werden. Die maximale Netzbelastung beträgt für die betrachtete Speicherkonfiguration 3kW, was 59% der installierten EE-Leistung und damit ebenfalls einer deutlicheren Reduktion als im Szenario 1 entspricht.

Hinsichtlich der Steigerung des Autarkiegrades auf $AG = 80\%$ ist gegenüber der Auslegung des Referenzgebäudes ausschließlich eine Steigerung der Kapazität des Heizungsspeichers auf $E_{\text{Sp,el}} = 78,8\text{kWh}$ entsprechend 6840l nötig, während die Kapazität des elektrischen Speichers bei $E_{\text{Sp,el}} = 6,56\text{kWh}$ verbleibt. Im Vergleich zu Szenario 1 unterstreichen die Ergebnisse noch einmal, dass bei kombinierter Nutzung von Wind- und Photovoltaikenergie im Bereich eher kleiner Speicherkapazitäten (vgl. Abbildung 7.2) der thermische Speicher einen wesentlich größeren Einfluss

auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung und damit die Erhöhung des Autarkiegrades hat als der elektrische Speicher. Gleichzeitig wird deutlich, dass auch im Szenario 6 eine Erhöhung des Autarkiegrades bei einer Reduktion der maximalen Belastung des elektrischen Netzes von etwa 2,3kWh entsprechend 43% der installierten EE-Leistung und damit dem gleichen Wert wie im Szenario 1 für das betrachtete Einfamilienhaus durchaus realisierbar ist. Im Vergleich zum Szenario 1 wird bei gleicher Kapazität des Heizungsspeichers lediglich die halbe Kapazität des elektrischen Speichers benötigt.

Noch deutlicher wird der größere Einfluss des thermischen Speichers auf die Erhöhung des Autarkiegrades und die Entlastung des elektrischen Netzes bei einem Zielwert von $AG = 90\%$. Bei einer Steigerung der Kapazität des elektrischen Speichers auf $E_{Sp,el} = 52,5\text{kWh}$ und damit auf etwa den achtfachen Wert der Referenzauslegung, ergibt sich eine Kapazität des Heizungsspeichers von etwa $E_{Sp,Heiz} = 4\text{MWh}$ entsprechend einem Speichervolumen von 341m^3 . Zum Erreichen der vollständigen Autarkie ändert sich jedoch das Verhältnis des Einflusses thermischer und elektrischer Speicherkapazitäten, sodass für den Zielwert $AG = 100\%$ der Einsatz eines wesentlich größeren elektrischen Speichers von $E_{Sp,el} = 1837,5\text{kWh}$ erforderlich ist, während der Heizungsspeicher mit einer Kapazität von $E_{Sp,Heiz} = 315\text{kWh}$ deutlich kleiner ist.

Szenario 11 In Abbildung 7.5 für das Szenario 11 bei bilanzieller Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik ergibt sich für die Auslegung des Referenzgebäudes ein Autarkiegrad von $AG = 58\%$. Für die Zielwerte $AG = 80\%$ und $AG = 90\%$ kommt ausschließlich der elektrische Speicher zum Einsatz. Dies deckt sich wiederum mit den in Abbildung 7.2 dargestellten Ergebnissen, nach denen der Einfluss des elektrischen Speichers auf die Reduktion der Netzbelastung und damit einhergehend der Erhöhung des Autarkiegrades deutlich größer ausfällt als der des thermischen Speichers. Aufgrund des höchsten saisonalen Ausgleichsbedarfs zwischen der Photovoltaikeinspeisung in den Sommermonaten und dem höchsten Heizenergiebedarf in den Wintermonaten werden hohe Autarkiegrade erst bei sehr großen Speicherkapazitäten erreicht.

Im Vergleich zu den zuvor betrachteten Szenarien 1 und 6 wird deutlich, dass bei ausschließlicher Energieversorgung mittels Photovoltaik bereits eine Steigerung des Autarkiegrades auf $AG = 80\%$ eine elektrische Speicherkapazität von $E_{Sp,el} = 1155\text{kWh}$ erfordert, was für ein Einfamilienhaus nicht realisierbar ist. Wie auch in den anderen Szenarien ist die vollständige Autarkie nur durch den kombinierten Einsatz von sehr großen thermischen und elektrischen Speichern erreichbar.

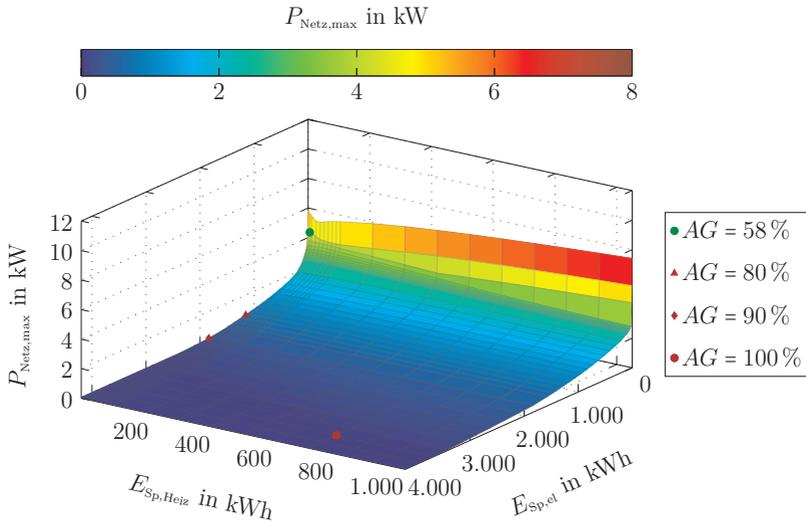


Abbildung 7.5: Autarkiegrade im Szenario 11 in der Referenzvariante.

Dargestellt ist die maximale Netzbelastung $P_{\text{Netz,max}}$ über den eingesetzten Kapazitäten des elektrischen Speichers $E_{\text{Sp,el}}$ und des Heizungsspeichers $E_{\text{Sp,Heiz}}$ in der Referenzvariante 2015J (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2) im Szenario 11 (bilanzielle Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik). Angegeben sind die Punkte bei denen die Autarkiegrade 80...100% erreicht werden sowie der Punkt der Auslegung des Referenzgebäudes (vgl. Tabelle 3.3) mit einem erreichten Autarkiegrad von $AG = 58\%$.

7.3 Zusammenfassung

Aus den dargestellten Ergebnissen für elektrische und thermische Speicher gleicher Kapazität (vgl. Abbildung 7.1) wird deutlich, dass der Einfluss der Speicherkapazitäten auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung zwischen den betrachteten Szenarien deutlich unterschiedlich ist. Für die Auslegung des Referenzgebäudes mit einer bilanziellen Eigenversorgung mit 100% Photovoltaik haben die eingesetzten Speicherkapazitäten eine vergleichsweise geringe Auswirkung auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung. Beim kombinierten Einsatz von Windenergie- und Photovoltaik sorgt der Speichereinsatz für eine bis zu doppelt so große Reduktion der maximalen Netzbelastung. Gleichzeitig steigt die installierte EE-Leistung mit steigendem Photovoltaikanteil (vgl. Abbildung 4.1 auf Seite 50). Im Bereich der betrachteten Speicherdimensionierung ist die Rückspeisung in das umgebende elektrische Netz dominierend, sodass in den photovoltaikdominierten Szenarien bei

höchster Rückspeisung ($P_{\text{Netz,max},0} = 5,8\text{kW}$ im Szenario 11 bei bilanzieller Eigenversorgung mit 100 % Photovoltaik, $P_{\text{Netz,max},0} = 4,2\text{kW}$ im Szenario 6 bei bilanzieller Eigenversorgung mit 50 % Wind und 50 % Photovoltaik, $P_{\text{Netz,max},0} = 3,3\text{kW}$ im Szenario 1 bei bilanzieller Eigenversorgung mit 100 % Wind) die geringste Reduktion erzielt wird (vgl. Abbildungen 7.3, 7.4 und 7.5 im Abschnitt 7.2).

Die dargestellten Ergebnisse zeigen weiterhin, dass elektrische Speicher den höchsten Einfluss auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung im Bereich eines kombinierten, aber photovoltaiklastigem Erzeugungsmix haben (Photovoltaikanteile im Bereich 50...80 % an der bilanziellen Eigenversorgung). Thermische Speicher haben den größten Einfluss auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung hingegen bei eher windlastigem Erzeugungsmix (Photovoltaikanteile im Bereich 30...50 % der bilanziellen Eigenversorgung). Für den kombinierten Einsatz von thermischen und elektrischen Speichern ergibt sich resultierend die deutlichste Reduktion für Photovoltaikanteile im Bereich 30...70 % (vgl. Abbildung 7.1).

Thermische und elektrische Speicher gleicher Kapazität weisen sehr unterschiedliche Kosten auf. Werden Speicher ähnlicher Kosten betrachtet, für die die eingesetzte Kapazität des Heizungsspeichers den zehnfachen Wert der Kapazität des elektrischen Speichers annimmt, zeigen die dargestellten Ergebnisse (Abbildung 7.2), dass in den winddominierten Szenarien der Einsatz des Heizungsspeichers einen deutlich größeren Einfluss auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung hat, als es in den photovoltaikdominierten Szenarien der Fall ist. In den photovoltaikdominierten Szenarien beziehungsweise für das betrachtete Referenzgebäude, dass als Niedrigenergiegebäude mit einer Aufdachphotovoltaikanlage definiert ist, ist hingegen der Einsatz des elektrischen Speichers gegenüber dem des Heizungsspeichers vorzuziehen. Gleichwohl ist der kombinierte Einsatz von elektrischen und thermischen Speichern hinsichtlich der Reduktion der maximalen Netzbelastung nahezu gleichwertig zum alleinigen Einsatz des elektrischen Speichers.

Der Vergleich der Speicherdimensionierung des Referenzgebäudes (vgl. Abschnitt 2.1) und den erforderlichen Speicherkapazitäten zum Erreichen hoher Autarkiegrade ($AG = 80...100\%$) zeigt, dass in den Szenarien 1 und 6 beim bilanzieller Eigenversorgung mit 100 % Wind beziehungsweise 50 % Wind und 50 % Photovoltaik bereits mit relativ geringer Steigerung der eingesetzten Speicherkapazitäten, welche im Einfamilienwohngebäude durchaus realisierbar wären, Autarkiegrade von $A = 80\%$ erreicht werden können. Die weitere Steigerung der Autarkie ist aufgrund der großen benötigten Speicherkapazitäten bei bilanzieller Eigenversorgung nicht umsetzbar. Im Szenario 11 bei bilanzieller Eigenversorgung mit 100 % Photovoltaik ist aufgrund des hohen saisonalen Ausgleichsbedarfs bereits eine Steigerung des Autarkiegrades auf $A = 80\%$ nur mit unrealistisch hohen Speicherkapazitäten möglich.

Auf Basis der dargestellten Ergebnisse wird die eingangs definierte Forschungsfrage: **3. Welchen Beitrag zur Netzentlastung leisten wärmepumpenbeheizte Einfamilienhäuser mit derzeit üblicher Speicherdimensionierung in einem EE-dominierten Energiesystem?**

wie folgt beantwortet:

Der Einfluss im Bereich heute üblicher Speicherkonfigurationen (elektrische Speicher bis maximal 20 kWh, thermische Speicher bis maximal 50 kWh) auf den Autarkiegrad und die maximale Netzbelastung ist stark vom angesetzten Erzeugungsmix abhängig. Für einen winddominierten Erzeugungsmix (0...40% Wind) sind kostengünstige thermische Speicher gegenüber dem Einsatz elektrischer Speicher vorzuziehen, da sie einen höheren Beitrag zur Reduktion der maximalen Netzbelastung liefern.

Der höchste Autarkiegrad ($AG = 75\%$) bei gleichzeitig deutlicher Reduktion der maximalen Netzbelastung (59% der installierten EE-Leistung) wird bei Speicherauslegung des Referenzgebäudes ($E_{Sp,el} = 6,56\text{ kWh}$ und $E_{Sp,Heiz} = 6,56\text{ kWh}$ entsprechend 5701 Speichervolumen) bei bilanzieller Eigenversorgung mit 50% Wind und 50% Photovoltaik erreicht. Das Erreichen eines Autarkiegrades von $AG = 80\%$ ist für einen winddominierten Erzeugungsmix (bis 50% Wind) mit vertretbarem Speichereinsatz möglich ist. Eine weitere Steigerung des Autarkiegrades ist allerdings mit unrealistisch hohen Speicherkapazitäten verbunden. Bei ausschließlicher bilanzieller Eigenversorgung mittels Photovoltaik ist, aufgrund der geringen Gleichzeitigkeit zwischen EE-Einspeisung und Energiebedarf, bereits eine Steigerung des Autarkiegrades auf 80% mit unrealistisch hohen Speicherkapazitäten verbunden.

Ebenfalls sind die Ergebnisse hinsichtlich der Auslegung des Erzeugungsmixes aus gesamtenergiesystemischer Sicht, welche einen winddominierten Erzeugungsmix im Bereich 80...90% Wind ausweist, zu berücksichtigen. Durch Berücksichtigung der Kosten der einzelnen Komponenten ergibt sich dabei ein alleiniger Einsatz des thermischen Speichers mit einer Kapazität von 57 kWh entsprechend einem Speichervolumen von etwa 5000l. Zwar ist dieser Speicher um etwa den Faktor 9 größer als die Auslegung des Referenzgebäudes vorsieht, jedoch liegt das Speichervolumen durchaus im realisierbaren Bereich.

Somit zeigen die dargestellten Ergebnisse, dass der kombinierte Einsatz von elektrischen und thermischen Speichern in Verbindung mit dem kombinierten Einsatz von Windenergie und Photovoltaik im wärmepumpenbeheizten Einfamilienhaus, im Bereich heute üblicher Speicherdimensionierung einen wesentlich höheren Beitrag zur Netzentlastung im EE-dominierten Energiesystem leistet, als es bei einer photovoltaikdominierten Auslegung der Fall ist.

8 Zusammenfassung und Ausblick

Die vorliegende Arbeit untersucht den Einfluss des Einsatzes unterschiedlich dimensionierter thermischer und elektrischer Speicher und des Erzeugungsmixes in einem mit erneuerbaren Energien bilanziell eigenversorgten Einfamilienwohngebäude im Niedrigenergiehausstandard (vgl. Abschnitt 2.1 zur Definition des Referenzgebäudes). Unter der grundlegenden Annahme der bilanziellen Autarkie werden, anhand des in Form eines Optimierungsproblems erarbeiteten vereinfachten Modells des Energiesystems mit der primären Zielstellung der Minimierung der maximalen Netzbelastung (Kapitel 3), eine Vielzahl an Jahressimulationen für verschiedene Kombinationen der eingesetzten elektrischen und thermischen Speicherkapazitäten mit unterschiedlichen Eingangsdaten hinsichtlich der Wetterbedingungen durchgeführt (Kapitel 4). Aus den erhaltenen Ergebnissen der Simulationsstudien werden zunächst die Unterschiede zwischen den betrachteten Szenarien hinsichtlich des Erzeugungsmixes und ebenfalls bezüglich der betrachteten Varianten der Eingangsdaten hinsichtlich der verwendeten Wetterjahre und des Gebäudestandards (vgl. Tabellen 4.1 und 4.2 im Abschnitt 4.1) analysiert. Aufbauend auf den Ergebnissen des auf den Komponentenmodellen basierenden thermisch-elektrischen Optimierungsmodells (Abschnitte 4.2 und 4.3) erfolgt die Ableitung des Metamodells (Kapitel 5) zur Beschreibung der Abhängigkeit der maximalen Netzbelastung von den eingesetzten Speicherkapazitäten und dem Erzeugungsmix mittels der im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelten Methode. Das Metamodell wird anschließend zur Auslegung des Erzeugungsmixes, der maximalen Netzbelastung und der Speicherkapazitäten unter Berücksichtigung der jeweiligen Kosten aus gesamtenergiesystemischer Sicht (Kapitel 6) eingesetzt. Weiterhin wird das Metamodell verwendet, um den Einfluss der eingesetzten Speicherkapazitäten auf die maximale Netzbelastung und den Autarkiegrad im Bereich der heute wirtschaftlichen Auslegung des Referenzgebäudes zu untersuchen (Kapitel 7).

Modellierung und Modellvalidierung Eingang werden die Komponenten des Energiesystems bestehend aus den erneuerbaren Erzeugungsanlagen (Wind und Photovoltaik), eines Luft-Wärmepumpen-Heizsystems mit TWW- und Heizungspufferspeicher sowie eines elektrischen Speichers, anhand vereinfachter Kennlinienmodelle aus der Literatur, beschrieben (Kapitel 2). Der elektrische Haushaltsstrombedarf sowie der thermische Bedarf für Heizung und Trinkwarmwasser wird anhand von parametrierbaren Standardlastprofilen an die meteorologischen Eingangsdaten angepasst. Basierend auf diesen Modellen werden die Zulässigkeitsbedingungen eines

gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblems (MILP) abgeleitet und ein Energiemanagement mit der primären Zielstellung der Minimierung der maximalen Netzaustauschleistung und den nachgelagerten Zielen der Maximierung des Vorortverbrauchs und der Minimierung des elektrischen Energiebezugs des Wärmepumpenbetriebs implementiert (Abschnitt 3.1). Das Modell wird nach Parametrierung für die in Abschnitt 2.1 definierte Auslegung des Referenzgebäudes mit bilanzieller Eigenversorgung mittels Photovoltaik und dem Einsatz eines thermischen und elektrischen Speichers anhand von Literaturwerten für die erreichten Autarkiegrade, die Speichernutzungsgrade und die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe validiert (Abschnitt 3.2).

Nachfolgend werden die zentralen Ergebnisse der vorliegenden Arbeit anhand der in Abschnitt 1.3 definierten Forschungsfragen zusammengefasst.

1. Welchen Einfluss hat der Erzeugungsmix beim Einsatz elektrischer und thermischer Speicherkapazitäten auf die maximale Belastung des elektrischen Netzes bei wärmepumpenbeheizten Einfamilienhäusern?

Das thermisch-elektrische Optimierungsmodell (Abschnitt 3.1) wird für umfangreiche Simulationsstudien hinsichtlich der eingesetzten Speicherkapazitäten ($0 \leq e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}} \leq 1$ pu entsprechend $0 \leq E_{\text{Sp,el}}, E_{\text{Sp,Heiz}} \leq 5,2$ MWh), der meteorologischen Umgebungsbedingungen (Wetterjahre) und des Gebäudestandards (spezifischer Heizwärmebedarf) bei bilanzieller Eigenversorgung mit veränderlichen Anteilen der installierten Wind- und Photovoltaikleistung herangezogen (Kapitel 4). Dabei wird hinsichtlich der eingesetzten Speicherkapazitäten der Bereich bis zur Speicherkapazität in Höhe des elektrischen Haushaltsbedarfs untersucht, um auszuloten, wie die eingesetzten Speicherkapazitäten im Bereich hoher Autarkiegrade beziehungsweise vollständiger Autarkie des Einfamilienhauses zu dimensionieren sind. Hinsichtlich des Erzeugungsmixes wird das Verhältnis von bilanzieller Eigenversorgung mit 100% Windenergie jeweils in Schritten von 10% bis hin zu 100% Photovoltaik gesteigert (Abbildung 4.1).

Die zum Erreichen der vollständigen Autarkie benötigten Speicherkapazitäten sind stark vom eingesetzten Erzeugungsmix abhängig (Abschnitt 4.2.1). Bei bilanzieller Eigenversorgung mit 100% Wind sind zum Erreichen der vollständigen Autarkie ($P_{\text{Netz,max}} = 0$) Speicherkapazitäten von $E_{\text{Sp,el}} = 735$ kWh und $E_{\text{Sp,Heiz}} = 840$ kWh entsprechend einem Speichervolumen von 72000l notwendig. Mit steigendem Photovoltaikanteil nehmen die benötigten Speicherkapazitäten weiter deutlich zu. Unabhängig vom Erzeugungsmix ist somit das Erreichen der vollständigen Autarkie nur durch Speicherkapazitäten im nicht realisierbaren Bereich möglich.

Beim Einsatz der, für das in Abschnitt 2.1 definierte Referenzgebäude des betrachteten Einfamilienhauses im Niedrigenergiehausstandard, dimensionierten Speicherkapazitäten von $E_{\text{Sp,el}} = 6,56$ kWh und $E_{\text{Sp,Heiz}} = 6,56$ kWh wird bei bilanzieller Eigenversorgung mit 100% Wind die maximale Netzbelastung auf 68% der installierten EE-Leistung (entsprechend 2,6kW) reduziert. Bei bilanzieller Eigenversorgung

mit 50 % Wind und 50 % Photovoltaik ergibt sich hingegen eine Reduktion auf 59 % der installierten EE-Leistung (entsprechend 3 kW). Wird bei gleichbleibender Speicherdimensionierung die bilanzielle Eigenversorgung vollständig mittels Photovoltaik angestrebt, ergibt sich eine Reduktion der maximalen Netzbelastung auf 68 % der installierten EE-Leistung (entsprechend 4,4 kW). Wenngleich der Einfluss der eingesetzten Speicherkapazitäten beim kombinierten Einsatz von Wind und Photovoltaik am deutlichsten ist, ist der Betrag der maximalen Netzbelastung für den ausschließlichen Einsatz von Windenergie am geringsten. Im Bereich kleiner Speicherkapazitäten wird die maximale Netzbelastung durch die Rückspeisung dominiert, die beim ausschließlichen Einsatz von Windenergie aufgrund der kleinsten installierten Leistung am geringsten ist.

Anhand der erhaltenen Optimierungsergebnisse wird weiterhin der Einfluss geänderter meteorologischer Eingangsdaten bei festgelegter Systemauslegung, zusammengefasst in Tabelle 4.2 in Abschnitt 4.1.5, für das Referenzwetterjahr 2015J und in den Varianten 2015W und 2015S untersucht und die Abweichungen in den Zielfunktionsgrößen analysiert. Dabei ergeben sich abhängig vom eingesetzten Erzeugungsmix hinsichtlich der maximalen Netzbelastung deutliche Abweichungen gegenüber der Referenzvariante, der das durchschnittliche Wetterjahr 2015J zugrunde liegt. Aufgrund der geänderten Eingangsdaten hinsichtlich der Umgebungstemperatur, der globalen Einstrahlung und der Windgeschwindigkeit ergeben sich Abweichungen in der bilanziellen Autarkie des Systems in Höhe von bis zu 15 %. Dabei kommt es insbesondere bei winddominiertem Erzeugungsmix in den Extremwetterjahren 2015W und 2015S zu einer bilanziellen Unterdeckung des Energiebedarfs (Abbildung 4.6). Hinsichtlich der Abweichungen der maximalen Belastung des elektrischen Netzes treten die größten Abweichungen von bis zu 1,5 kW, was einer relativen Abweichung um bis zu 60 % bezogen auf die jeweilige Netzbelastung der Referenzvariante entspricht (Abbildung 4.12 in Abschnitt 4.2.2).

Weiterhin wird der Einfluss des prognostizierten Klimawandels in der Variante 2045J untersucht, wobei sich in den Zielfunktionsgrößen lediglich geringe Abweichungen gegenüber der Referenzvariante ergeben. Anhand der Variante SFH60 wird der Einfluss des erhöhten thermischen Bedarfs auf die Zielfunktionsgrößen betrachtet. Besonders für einen photovoltaikdominierten Erzeugungsmix verschiebt sich das Erreichen der vollständigen Autarkie gegenüber der Referenzvariante hin zu deutlich höheren Speicherkapazitäten (Abschnitt 4.2.3). Für eine bilanzielle Eigenversorgung mittels 50 % Wind und 50 % Photovoltaik ist gegenüber der Referenzvariante 2015J in der Variante SFH60 eine Steigerung der elektrischen Speicherkapazität auf etwa 150 % des in der Referenzvariante eingesetzten Wertes nötig. Hinsichtlich der eingesetzten thermischen Speicherkapazität ergeben sich jedoch keine Änderungen.

Bereits aus den Simulationsstudien für das thermisch-elektrische Optimierungsmodell ergibt sich, dass für das Erreichen des übergeordneten Optimierungsziels der Minimierung der maximalen Belastung des elektrischen Netzes durch das wärme-pumpenbeheizte Einfamilienhaus, ein winddominierter Erzeugungsmix vorteilhaft

ist. Aufgrund der höheren Gleichzeitigkeit von EE-Einspeisung und Energiebedarf müssen zum Erreichen geringer Netzaustauschleistungen im Vergleich zum photovoltaikdominierten Erzeugungsmix geringere Speicherkapazitäten eingesetzt werden. Weiterhin lässt sich ableiten, dass aufgrund der mit steigender Kapazität zunehmenden Bereitschaftsverluste des Heizungsspeichers und der einhergehend notwendigen Steigerung der installierten EE-Leistung (Abbildung 4.1) zur Erfüllung der Prämisse der bilanziellen Autarkie, die maximale Netzbelastung abhängig von der gleichzeitig eingesetzten elektrischen Speicherkapazität ebenfalls ansteigt.

2. Wie beeinflussen sich die Minimierung der Netzbelastung und die Minimierung der Speicherkapazitäten in wärmepumpenbeheizten Einfamilienhäusern im Hinblick auf den optimalen Erzeugungsmix?

Aufbauend auf den Simulationsergebnissen für die aktuellen Klimabedingungen (Varianten 2015J, 2015W und 2015S) wird eine Methode zur Ableitung eines Metamodells zur Beschreibung der Abhängigkeit der maximalen Netzbelastung von den Parametern $e_{\text{Sp,el}}$, $e_{\text{Sp,Heiz}}$ (nutzbare elektrische und thermische Speicherkapazitäten) und q_{PV} (Anteil der installierten Photovoltaikleistung an der installierten EE-Leistung) entwickelt (Kapitel 5). In dem vorgestellten dreischrittigen Verfahren werden verschiedene nichtlineare Regressionsfunktionen festgelegt, welche mittels Parameteroptimierung anhand der Methode der kleinsten Fehlerquadrate parametrisiert werden. Durch sukzessives Einsetzen der entsprechend parametrisierten Funktionen ineinander ergibt sich eine Funktion zur Beschreibung der funktionalen Abhängigkeit der maximalen Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$ von den oben genannten Einflussgrößen.

Aufgrund begrenzter Genauigkeit des entwickelten Modells $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$, besonders im Bereich kleiner Speicherkapazitäten (Abschnitt 5.4.1), wird zusätzlich ein detaillierteres Metamodell mit einer deutlich höheren Parameterzahl entwickelt (Abschnitt 5.4.2), welches den Zusammenhang $p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ für jeweils ein festgelegtes Verhältnis zwischen installierter Wind- und Photovoltaikleistung q_{PV}^* beschreibt. Mittels des Modells $p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ ist somit die Beschreibung der Abhängigkeit der maximalen Netzbelastung $p_{\text{Netz,max}}$ vom Erzeugungsmix q_{PV} nicht möglich. Allerdings ermöglicht das detaillierte Modell die Beschreibung der Abhängigkeit der maximalen Netzbelastung von den eingesetzten Speicherkapazitäten für festgelegten Erzeugungsmix mit hoher Genauigkeit im Vergleich zu den zugrundeliegenden Ergebnissen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells (Abbildung C.1 bis C.3 im Anhang C).

Die entwickelten Metamodelle $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$ und $p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ werden anschließend zur Auslegung des Energiesystems aus Gesamtsystemicht herangezogen (Kapitel 6). Dazu werden die Metamodelle als Zulässigkeitsbedingungen eines nichtlinearen Optimierungsproblems eingesetzt, wobei als Zielgröße die Minimierung der Systemkosten (Speicherkosten, EE-Anlagenkosten, Netzkosten) angesetzt wird.

Die Ergebnisse der Systemauslegung aus gesamtenergiesystemischer Sicht bestätigen einerseits, die bereits anhand der Ergebnisse des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells getroffenen Schlussfolgerungen, dass sowohl winddominierte Szenarien als auch vergleichsweise kleine Kapazitäten des Heizungsspeichers vorteilhaft sind. Die Ergebnisse der Auslegung hinsichtlich der einzusetzenden Speicherkapazitäten, des Erzeugungsmixes und der maximal zulässigen Netzbelastung zeigen, dass sich das Energiemengenverhältnis von 15 % Photovoltaik und 85 % Wind als optimal erweist, wobei aufgrund des Kostenvorteils gegenüber einem elektrischen Speicher ausschließlich ein thermischer Speicher mit einer Kapazität von 57 kWh zum Einsatz kommt.

Die Betrachtung der Auslegungsergebnisse im Vergleich zu den zugrundeliegenden Eingangsdaten (Abbildung 6.6) macht noch einmal deutlich, dass das entwickelte allgemeine Metamodell $p_{\text{Netz,max}}(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$ im Bereich der hinsichtlich minimaler Kosten eingesetzten geringen Speicherkapazitäten deutliche Abweichungen gegenüber den Ergebnissen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells aufweist. Deshalb wird für die ermittelten Auslegungspunkte eine erneute Optimierung mittels des detaillierteren Modells $p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ vorgenommen. Bei zugelassener maximaler Netzbelastung in Höhe der dreifachen durchschnittlichen Haushaltslast $P_{\text{Netz,max}} = 1,8 \text{ kW}$ wird bei einem Erzeugungsmix von 10 % Photovoltaik und 90 % Wind der elektrische Speicher mit einer Kapazität von etwa 5,7 kWh ausgelegt, während ein thermischer Speicher mit einer Kapazität von etwa 78 kWh (entsprechend einem Speichervolumen von 6700 l) zum Einsatz kommt.

3. Welchen Beitrag zur Netzentlastung leisten wärmepumpenbeheizte Einfamilienhäuser mit derzeit üblicher Speicherdimensionierung in einem EE-dominierten Energiesystem?

Abschließend wird anhand der Ergebnisse des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells (Kapitel 4) sowie des Metamodells $p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ (Kapitel 5) der Einfluss der Speicherkapazitäten im Bereich der heute üblichen Auslegung untersucht (Kapitel 7). Die separate Betrachtung des Einflusses der elektrischen und thermischen Speicherdimensionierung macht deutlich, dass elektrische Speicher den deutlichsten Einfluss auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung für photovoltaikdominierten Erzeugungsmix haben (Photovoltaikanteile im Bereich 30...50 % an der bilanziellen Eigenversorgung). Thermische Speicher wirken im Gegensatz dazu bei winddominiertem Erzeugungsmix (Photovoltaikanteile im Bereich 30...50 % der bilanziellen Eigenversorgung) am deutlichsten auf die Reduktion der maximalen Netzbelastung. Für einen winddominierten Erzeugungsmix ergibt sich insbesondere unter Berücksichtigung der deutlich geringeren Kosten, welche im Vergleich zum elektrischen Speicher gleicher Kapazität nur etwa 10 % betragen, ein deutlicher Vorteil für den Einsatz des thermischen Speichers.

Hinsichtlich des erreichten Autarkiegrades bei gleichzeitig deutlicher Reduktion der maximalen Netzbelastung für die Speicherdimensionierung des Referenzgebäudes ist

die kombinierte bilanzielle Eigenversorgung mit 50 % Wind und 50 % Photovoltaik vorteilhaft. Das Erreichen höherer Autarkiegrade bis $AG = 80\%$ ist für winddominierten Erzeugungsmix (bis 50 % Photovoltaik) für das betrachtete Einfamilienhaus mit vertretbarem Speichereinsatz möglich.

Ausblick Die vorliegende Arbeit stellt mit dem entwickelten Metamodell ein Werkzeug zur Verfügung, welches die Dimensionierung von thermischen und elektrischen Speicherkapazitäten im Einfamilienhaus mit 100 % regenerativer Eigenversorgung aus gesamtenergiesystemischer Sicht ermöglicht. Hinsichtlich der Übertragbarkeit des entwickelten Metamodells auf andere Systeme ist zu berücksichtigen, dass bei der Erstellung die Eingangszeitreihen eines durchschnittlichen und zwei extremer Wetterjahre, resultierend in unterschiedlichen Volllaststunden der EE-Anlagen, einbezogen werden. Andere Standorte bei geändertem EE-Dargebot (Verhältnis Wind- zu Photovoltaikenergie) können somit mittels des Modells ebenfalls bedingt untersucht werden. Aufgrund der Verwendung normierter Eingangsgrößen ist eine Skalierung des Energiebedarfs bei gleichbleibenden Annahmen zum Gebäudestandard (Verhältnis zwischen Heizwärme- und elektrischem Energiebedarf) problemlos möglich. Aufgrund der gezeigten geringen Abweichungen bei Verwendung der Eingangsdaten für den prognostizierten Klimawandel ist das Modell ebenfalls bei gegebenenfalls größeren Abweichungen für die Untersuchung zukünftiger Systeme einsetzbar. Für die Untersuchung von Gebäuden mit geändertem Verhältnis zwischen elektrischem und thermischem Bedarf ist auf Basis weiterer Simulationsstudien mit dem thermisch-elektrischen Optimierungsmodell ein angepasstes Metamodell nach der vorgestellten Methode abzuleiten.

Die Erstellung der Eingangsdaten der Metmodellierung auf Basis des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells erfordert aufgrund der großen Anzahl der benötigten Simulationsdurchläufe (1444 Speicherkonfigurationen für je 11 unterschiedliche Kombinationen von Wind- und Photovoltaikenergie in jeweils drei Wetterjahren resultierend in knapp 50 000 Einzelergebnissen (Seite 57 in Abschnitt 4.1.5)) einerseits große Rechenkapazitäten und bringt gleichzeitig einen hohen zeitlichen Aufwand mit sich (Dauer je Simulationsdurchlauf bis etwa 200 s). Die Ableitung des Metamodells erfordert im Vergleich dazu geringen Rechenaufwand jedoch in erhöhtem Maß manuelle Einstellungen und fachliche Expertise insbesondere bei der Wahl der anzusetzenden Regressionsfunktionen. Unter Berücksichtigung dieser Bedingungen ist die vorgestellte Methode der Metmodellierung jedoch für ähnliche Systeme anwendbar.

Die dargestellten Ergebnisse sind vor dem Hintergrund der getroffenen Annahmen und Vereinfachungen zu interpretieren. Die angegebenen Maximalwerte der Netzbelastung basieren auf der Annahme perfekter Prognose von Energiebedarf und EE-Verfügbarkeit, sodass die ermittelten Werte als untere Grenze dieser zu betrachten sind. Der Einfluss von Prognoseunsicherheiten auf die Ergebnisse kann

in nachfolgenden Arbeiten zum Beispiel in Form von rollierender Fahrplanerstellung für die Systemkomponenten untersucht werden.

A Modellierung der PV-Einspeisung

Die Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes enthalten Werte für die direkte und die diffuse Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche. Zur Bestimmung der einfallenden Solarstrahlung auf eine beliebig geneigte Fläche wird der Sonnenstand sowie die Ausrichtung – Neigung und Orientierung – dieser Fläche benötigt.

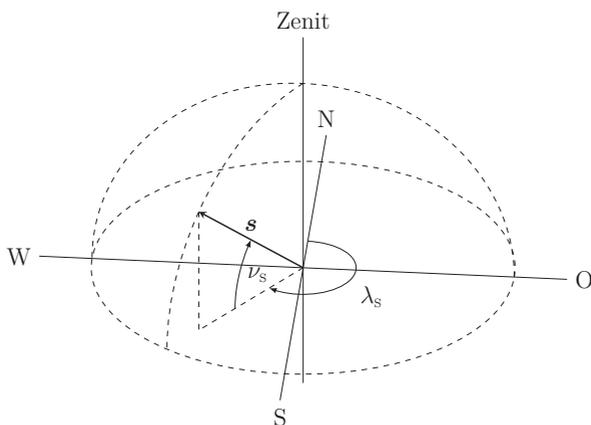


Abbildung A.1: Sonnenstandsdiagramm.

Dargestellt sind der Sonnenazimut λ_s ausgehend von Norden in Richtung Osten positiv gezählt sowie die Sonnenhöhe ν_s wird ausgehend vom Standort auf der Erdoberfläche in Richtung Zenit positiv gezählt zur Bestimmung des Sonnenstandes \mathbf{s} in Anlehnung an [39].

Der Sonnenstand wird in kartesischen Koordinaten als auf die Sonne gerichteter Vektor \mathbf{s} angegeben, wobei der Sonnenazimut λ_s ausgehend von Norden in Richtung Osten positiv gezählt (vgl. Abbildung A.1) wird. Die Sonnenhöhe ν_s wird ausgehend vom Standort auf der Erdoberfläche in Richtung Zenit positiv gezählt. Damit ergibt sich für die Umrechnung der Kugelkoordinaten in kartesischen Koordinaten (vgl. Abbildung A.2) Gleichung A.1.

$$\mathbf{s} = \begin{pmatrix} \cos \lambda_s \cdot \cos \nu_s \\ -\sin \lambda_s \cdot \cos \nu_s \\ \sin \nu_s \end{pmatrix} \quad (\text{A.1})$$

Die Ausrichtung der Fläche wird über den zugehörigen Flächennormalenvektor \mathbf{n} bestimmt, wobei der Azimut λ_E der Fläche ausgehend von Norden in Richtung Westen positiv gezählt wird. Der Höhenwinkel ν_E gibt die Neigung der Fläche gegenüber der Horizontalen an (vgl. Abbildung A.3).

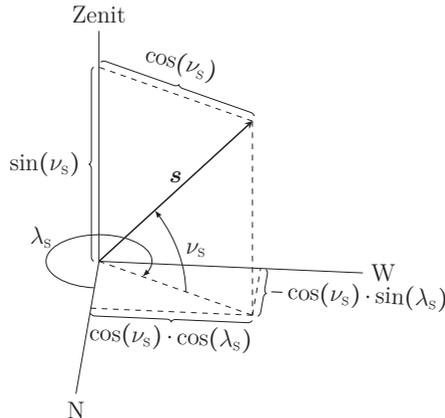


Abbildung A.2: Umrechnung des Sonnenstandsvektors in kartesische Koordinaten.

Dargestellt sind die Winkel zur Umrechnung des Sonnenstandsvektors in kartesische Koordinaten mittels der Sonnenhöhe ν_s und des Sonnenazimuts λ_s bezüglich Norden und Westen.

Gleichung A.2 gibt die Umrechnung des Flächennormalenvektors in kartesische Koordinaten an.

$$\mathbf{n} = \begin{pmatrix} -\cos \lambda_E \cdot \sin \nu_E \\ -\sin \lambda_E \cdot \sin \nu_E \\ \cos \nu_E \end{pmatrix} \quad (\text{A.2})$$

Zur Bestimmung des Einfallswinkels der Globalstrahlung θ_{gen} auf die geneigte Fläche wird das Skalarprodukt der Vektoren \mathbf{s} und \mathbf{n} nach Gleichung A.3 bestimmt.

$$\theta_{\text{gen}} = \arccos(\mathbf{s} \cdot \mathbf{n}) = \arccos(-\cos(\nu_s) \cdot \sin(\nu_E) \cdot (\lambda_s - \lambda_E) + \sin(\nu_s) \cdot \cos(\nu_E)) \quad (\text{A.3})$$

Direkte Bestrahlungsstärke In Abbildung A.4 ist die direkte Einstrahlung auf eine senkrecht zur Einstrahlung ausgerichtete Fläche A_{\perp} dargestellt. Die Strahlungsleistung $\Phi_{\text{direkt,hor}} = G_{\text{direkt,hor}} \cdot A_{\text{hor}}$ auf die horizontal ausgerichtete Fläche ist identisch zur Strahlungsleistung auf die senkrecht zur Einstrahlung ausgerichtete Fläche $\Phi_{\text{direkt,\perp}} = G_{\text{direkt,\perp}} \cdot A_{\perp}$, wodurch sich aus der Geometrie der Zusammenhang nach Gleichung A.4 ergibt.

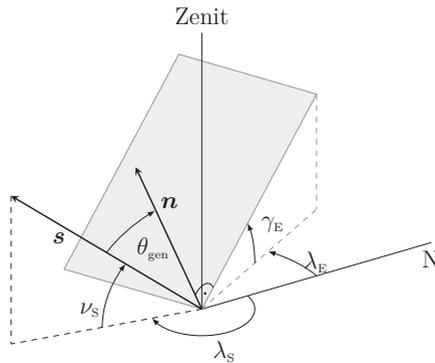


Abbildung A.3: Bestimmung des Einfallswinkels auf eine geneigte Fläche.
 Dargestellt sind die Winkel zur Bestimmung des Einfallswinkels der direkten Globalstrahlung auf eine geneigte Fläche, deren Flächennormalenvektor \mathbf{n} gegenüber dem Sonnenstandsvektor \mathbf{s} um den Winkel θ_{gen} geneigt ist, in Anlehnung an [39].

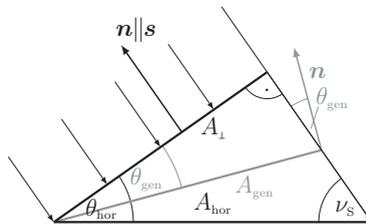


Abbildung A.4: Umrechnung der direkten Bestrahlungsstärke auf eine geneigte Fläche.
 Dargestellt sind die Winkel zur Umrechnung der direkten Bestrahlungsstärke auf eine senkrecht zur Einstrahlung geneigte Fläche (A_{hor}) und eine beliebig zur Einstrahlung geneigte Fläche (A_{gen}) in Anlehnung an [39].

$$G_{\text{direkt},l} = \frac{G_{\text{direkt,hor}}}{\sin \nu_s} \quad (\text{A.4})$$

Für eine beliebig um den Winkel θ_{gen} geneigte Fläche A_{gen} (siehe Abbildung A.4) ergibt sich mit dem geometrischen Zusammenhang $A_l = A_{\text{gen}} \cdot \cos \theta_{\text{gen}}$ für die Einstrahlung auf eine geneigte Fläche Gleichung A.5.

$$G_{\text{direkt,gen}} = G_{\text{direkt},l} \cdot \cos \theta_{\text{gen}} = G_{\text{direkt,hor}} \cdot \frac{\cos \theta_{\text{gen}}}{\sin \nu_s} \quad (\text{A.5})$$

Die Sonnenhöhe λ_s und der Sonnenazimut ν_s werden für jede Stunde des Jahres standortabhängig nach dem in [40] veröffentlichten und in der PV_LIB Toolbox für Matlab implementierten Algorithmus [47] berechnet. Daraus ergibt sich der Neigungswinkel θ_{gen} gegenüber der senkrecht einfallenden Strahlung nach Gleichung A.3 unter Berücksichtigung der Orientierung λ_E und des Neigungswinkels ν_E der Photovoltaikanlage. Somit steht eine Vorschrift zur Umrechnung der direkten Bestrahlungsstärke auf eine horizontale Fläche für beliebig orientierte und geneigte Flächen zur Verfügung.

Diffuse Bestrahlungsstärke Für die Bestimmung des diffusen Strahlungsanteils, der auf eine beliebig orientierte und gegenüber der senkrecht einfallenden direkten Strahlung geneigten Fläche, wird das Modell nach Klucher [30] (Gleichung A.6) verwendet.

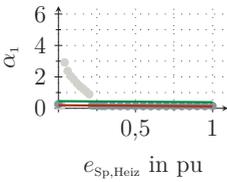
$$G_{\text{diffus,gen}} = G_{\text{diffus,hor}} \cdot \frac{1 + \cos \nu_E}{2} \cdot \left(1 + F \cdot \sin^3 \frac{\nu_E}{2} \right) \cdot (1 + F \cdot \cos^2 \theta_{\text{gen}} \cdot \cos^3 \nu_s) \quad (\text{A.6})$$

$$F = 1 - \left(\frac{G_{\text{diffus,hor}}}{G_{\text{G,hor}}} \right)$$

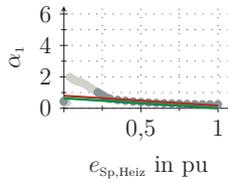
B Metamodell – Schritt 2a

In den nachfolgenden Abbildungen B.1 bis B.4 sind die Parameter α_1 bis α_4 sowie die Verläufe der gewählten Regressionsfunktionen des Schrittes 2a der Metamodellherstellung für alle Szenarien dargestellt.

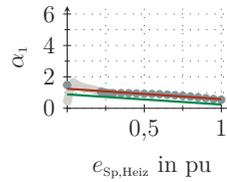
•ausgelassene Punkte •verwendete Punkte — $\alpha_1(e_{Sp,Heiz}, q_{PV}^*)$ — $\alpha_1(e_{Sp,Heiz}, q_{PV})$



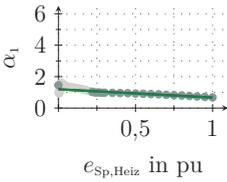
(a) Szenario 1



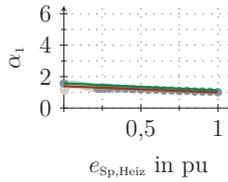
(b) Szenario 2



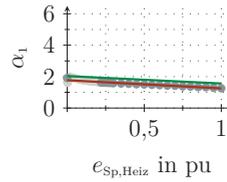
(c) Szenario 3



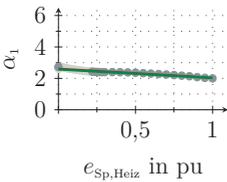
(d) Szenario 4



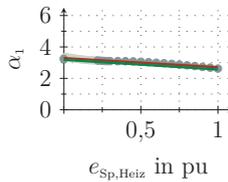
(e) Szenario 5



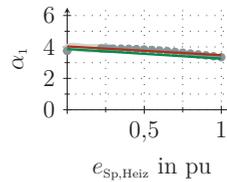
(f) Szenario 6



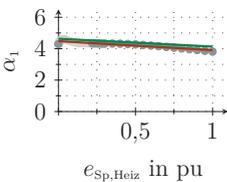
(g) Szenario 7



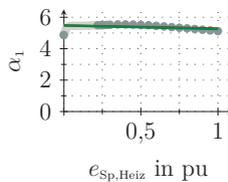
(h) Szenario 8



(i) Szenario 9



(j) Szenario 10

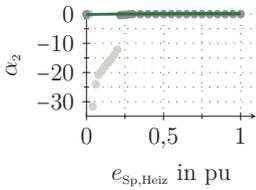


(k) Szenario 11

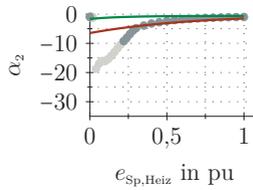
Abbildung B.1: Parameter α_1 aus Modellierungsschritt 1 für die Szenarien 1 bis 11.

Die rot dargestellten Kurvenverläufe zeigen die Regressionsfunktionen aus Schritt 2a, die grünen die der Regressionsfunktionen aus Schritt 3.

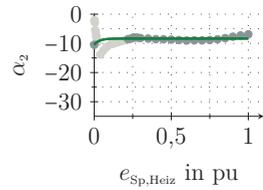
• ausgelassene Punkte • verwendete Punkte — $\alpha_2(e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ — $\alpha_2(e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$



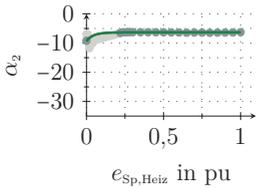
(a) Szenario 1



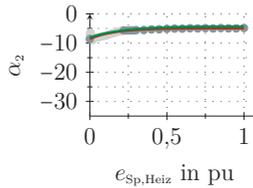
(b) Szenario 2



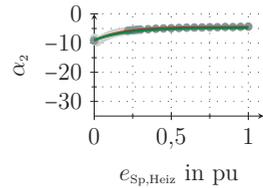
(c) Szenario 3



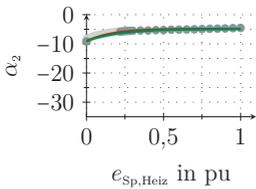
(d) Szenario 4



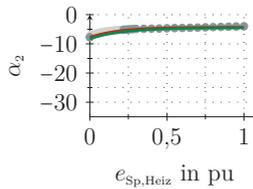
(e) Szenario 5



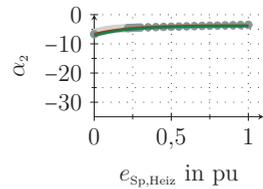
(f) Szenario 6



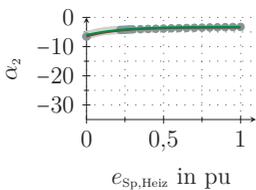
(g) Szenario 7



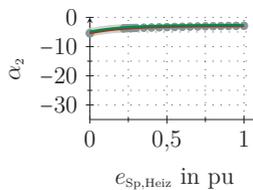
(h) Szenario 8



(i) Szenario 9



(j) Szenario 10

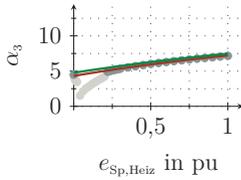


(k) Szenario 11

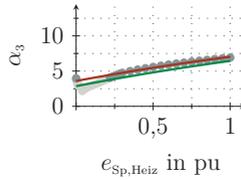
Abbildung B.2: Parameter α_2 aus Modellierungsschritt 1 für die Szenarien 1 bis 11.

Die rot dargestellten Kurvenverläufe zeigen die Regressionsfunktionen aus Schritt 2a, die grünen die der Regressionsfunktionen aus Schritt 3.

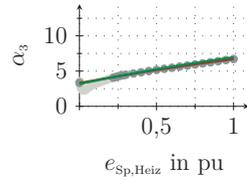
• ausgelassene Punkte • verwendete Punkte — $\alpha_3(e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ — $\alpha_3(e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}})$



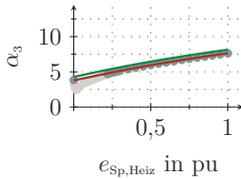
(a) Szenario 1



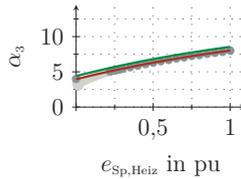
(b) Szenario 2



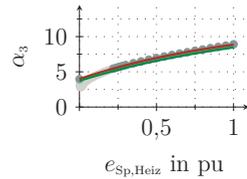
(c) Szenario 3



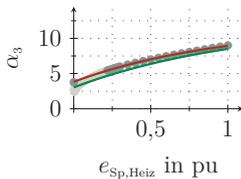
(d) Szenario 4



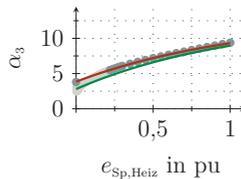
(e) Szenario 5



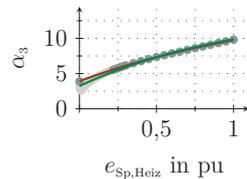
(f) Szenario 6



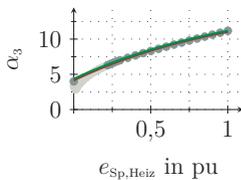
(g) Szenario 7



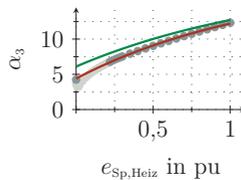
(h) Szenario 8



(i) Szenario 9



(j) Szenario 10



(k) Szenario 11

Abbildung B.3: Parameter α_3 aus Modellierungsschritt 1 für die Szenarien 1 bis 11.

Die rot dargestellten Kurvenverläufe zeigen die Regressionsfunktionen aus Schritt 2a, die grünen die der Regressionsfunktionen aus Schritt 3.

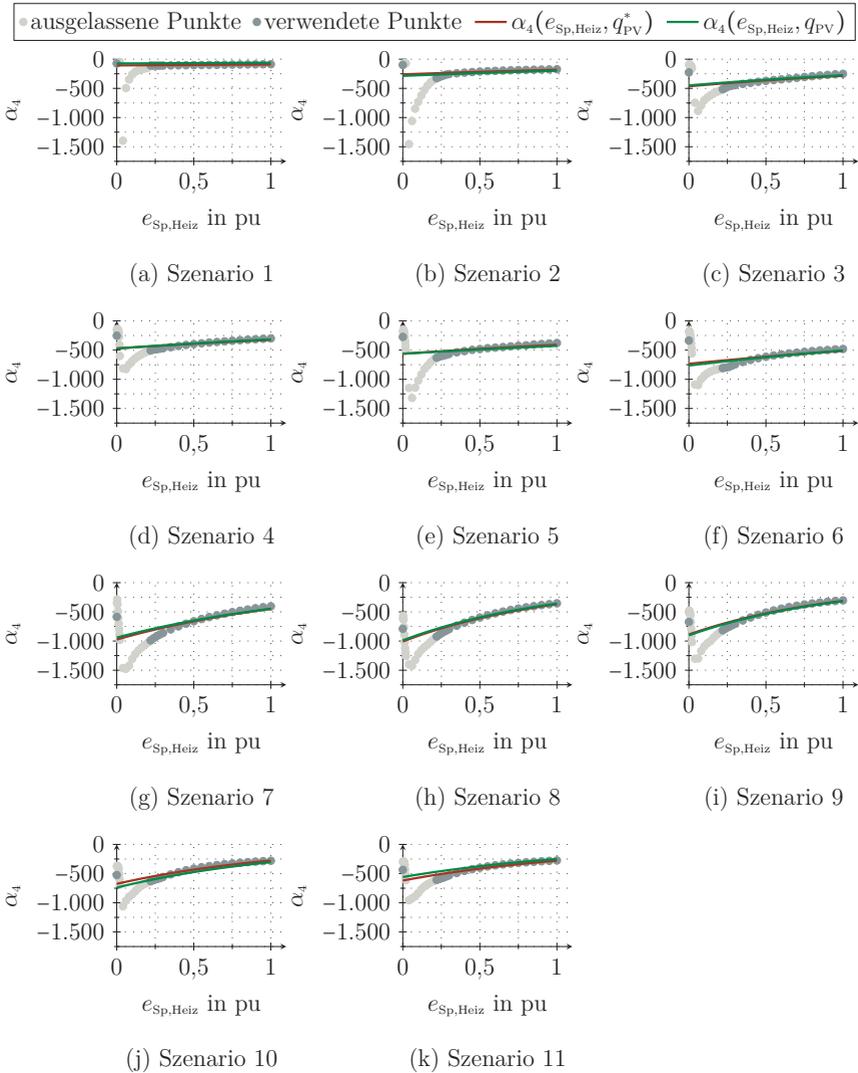


Abbildung B.4: Parameter α_4 aus Modellierungsschritt 1 für die Szenarien 1 bis 11.

Die rot dargestellten Kurvenverläufe zeigen die Regressionsfunktionen aus Schritt 2a, die grünen die der Regressionsfunktionen aus Schritt 3.

C Einfluss der Speicherkapazität auf die Netzbelastung

In den nachfolgenden Abbildungen C.1 bis C.3 sind die mittels des Metamodells erhaltenen Ergebnisse den Ergebnissen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells gegenübergestellt.

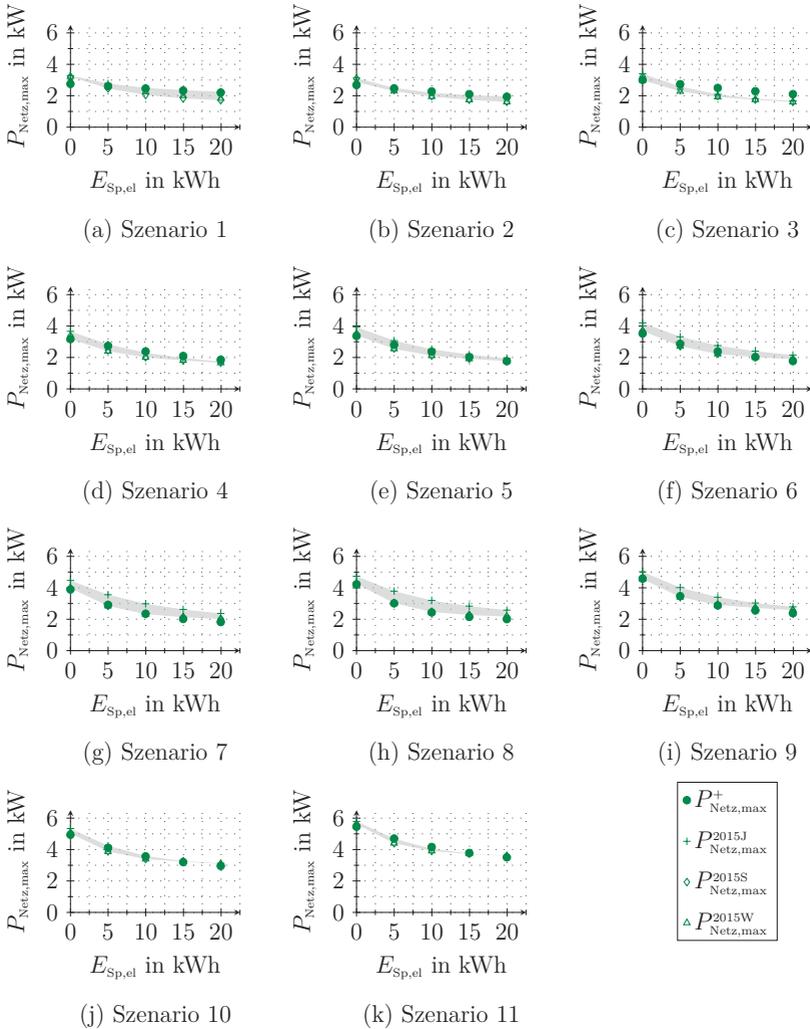


Abbildung C.1: Metamodellergebnisse im Vergleich zu den Eingangsdaten.

Dargestellt sind die Ergebnisse des Metamodells $p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, \eta_{\text{PV}}^*)$ im Vergleich zu den Ergebnissen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells (Metamodell-eingangsdaten) in den Szenarien 1 bis 11.

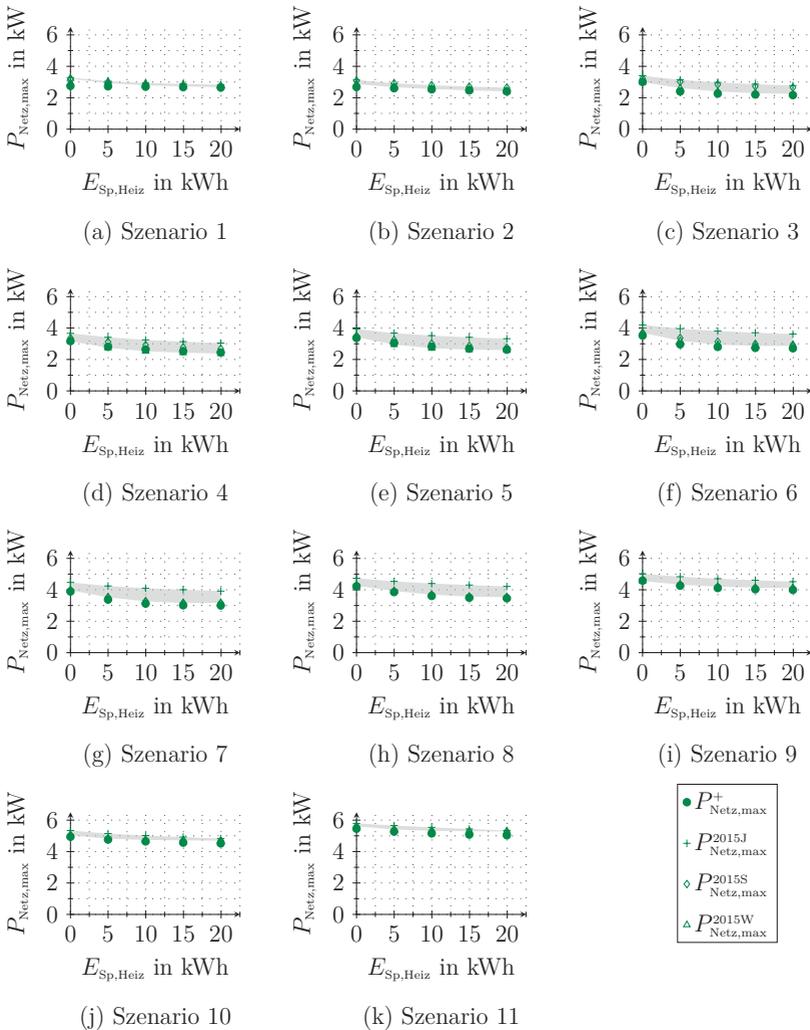


Abbildung C.2: Metamodellergebnisse im Vergleich zu den Eingangsdaten.

Dargestellt sind die Ergebnisse des Metamodells $P_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, g_{\text{PV}}^*)$ im Vergleich zu den Ergebnissen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells (Metamodell-eingangsdaten) in den Szenarien 1 bis 11.

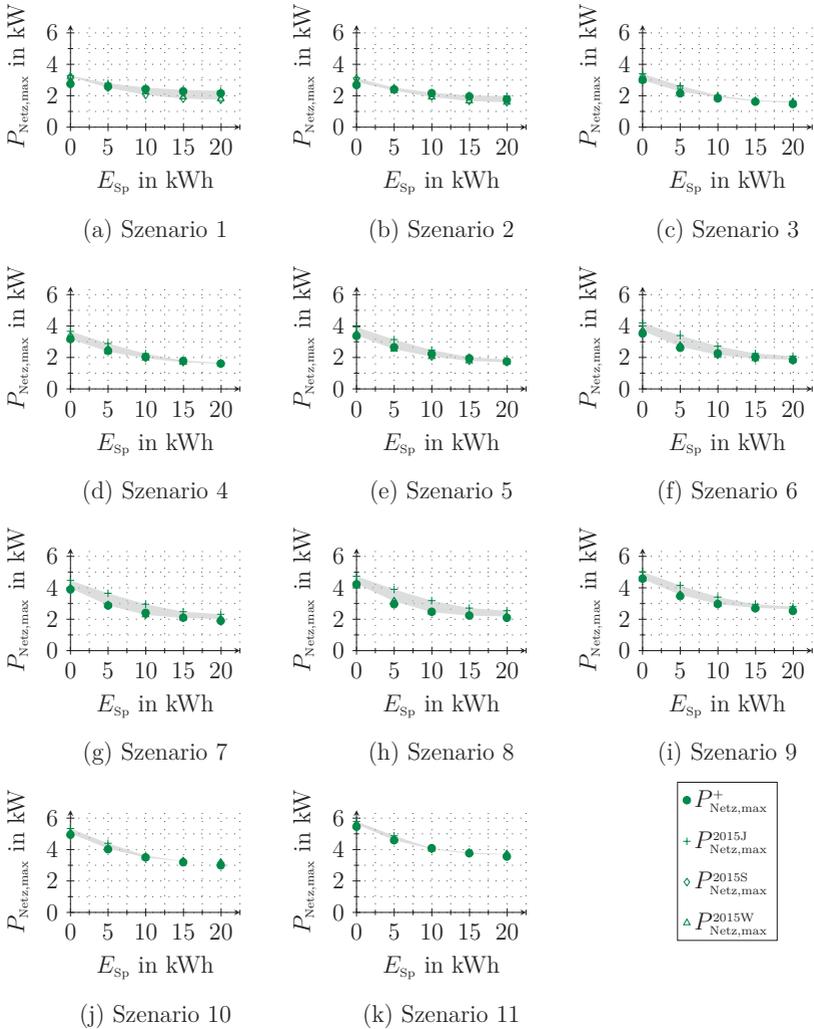


Abbildung C.3: Metamodellergebnisse im Vergleich zu den Eingangsdaten.

Dargestellt sind die Ergebnisse des Metamodells $p_{\text{Netz,max}}^b(e_{\text{Sp,el}}, e_{\text{Sp,Heiz}}, q_{\text{PV}}^*)$ im Vergleich zu den Ergebnissen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells (Metamodell-eingangsdaten) in den Szenarien 1 bis 11.

D Kosten der Systemkomponenten

D.1 Elektrische Speicher

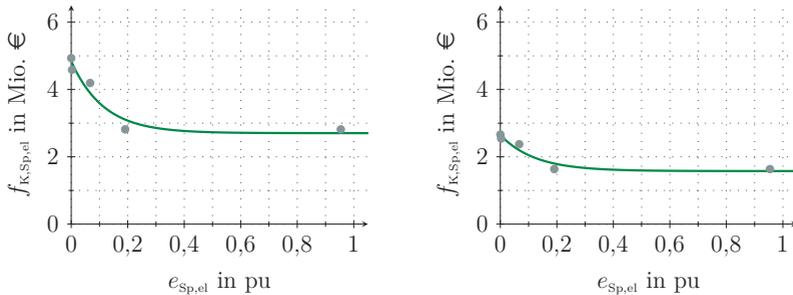
Mittels Gleichung D.1 wird der funktionale Zusammenhang $f_{K,Sp,el}(e_{Sp,el})$ zwischen den Speicherkosten von der (nutzbaren) Speicherkapazität $e_{Sp,el}$ beschrieben, wobei als Stützstellen für die Funktionsanpassung die Daten aus [36] dienen. Diese sind in €/kWh angegeben und werden mittels des gewählten Normierungsfaktors k_e für die Verwendung zur Systemauslegung umgerechnet, sodass sich als Einheit für die spezifischen Kosten € ergibt.

$$f_{K,Sp,el}(e_{Sp,el}) = \kappa_{el,1} \cdot e^{\kappa_{el,2} \cdot e_{Sp,el}} + \kappa_{el,3} \cdot e^{\kappa_{el,4} \cdot e_{Sp,el}} \quad (D.1)$$

$$f_{K,Sp,el,niedrig}(e_{Sp,el}) = 1,0729 \cdot 10^6 \text{ €} \cdot e^{-8,1908 \cdot e_{Sp,el}} + 1,576 \cdot 10^6 \text{ €} \cdot e^{-1,3735 \cdot 10^{-9} \cdot e_{Sp,el}}$$

$$f_{K,Sp,el,hoch}(e_{Sp,el}) = 2,1395 \cdot 10^6 \text{ €} \cdot e^{-8,7455 \cdot e_{Sp,el}} + 2,7026 \cdot 10^6 \text{ €} \cdot e^{-9,1913 \cdot 10^{-9} \cdot e_{Sp,el}} \quad (D.2)$$

Abbildung D.1 stellt die Stützstellen und den angepassten Funktionsverlauf dar.



(a) hohe spezifische Speicherkosten

(b) niedrige spezifische Speicherkosten

Abbildung D.1: Spezifische Kostenfunktionen der elektrischen Speicher. Dargestellt ist die Regressionsfunktion Gleichung D.1 – Parameteroptimierung für die Daten aus [36] (hohe spezifische Kosten (a) und niedrige spezifische Kosten (b)) für die normierten Kapazitäten des elektrischen Speichers $e_{Sp,el}$ in pu.

D.2 Thermische Speicher

Die Kosten der thermischen Speicher werden mittels Gleichung D.4 an die in [43] für Speichergrößen bis 10 m^3 und für größere Speicher in [41] angegebenen Kosten angepasst. Somit werden die kapazitätsabhängigen Speicherkosten beschrieben. Da die Speicherkapazitäten jeweils bezogen auf 1 m^3 Wasser angegeben sind, wird nach [43] vereinfachend von einer Temperaturspreizung von $\Delta T = 40 \text{ K}$ ausgegangen und damit die Speicherkapazität nach Gleichung D.3 umgerechnet.

$$Q = \rho_{\text{Wasser}} \cdot c_W \cdot \Delta\vartheta = 992 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \cdot 4,187 \frac{\text{kJ}}{\text{kg K}} \cdot 10 \text{ K} = 11,5 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^3} \quad (\text{D.3})$$

In Gleichung D.4 ist der funktionale Zusammenhang $f_{K,\text{Sp,Heiz}}(e_{\text{Sp,Heiz}})$ der Speicherkosten von der nutzbaren thermischen Speicherkapazität $e_{\text{Sp,Heiz}}$ angegeben. Die kapazitätsabhängigen Speicherkosten ergeben sich in €, da die Speicherkapazität mittels des gewählten Normierungsfaktors k_e für die Verwendung zur Systemauslegung umgerechnet wurde.

$$f_{K,\text{Sp,Heiz}}(e_{\text{Sp,Heiz}}) = \kappa_{\text{therm},1} \cdot e^{\kappa_{\text{therm},2} \cdot e_{\text{Sp,Heiz}}} + \kappa_{\text{therm},3} \cdot e^{\kappa_{\text{therm},4} \cdot e_{\text{Sp,Heiz}}} \quad (\text{D.4})$$

$$= 1,9532 \cdot 10^5 \text{ €} \cdot e^{-1,39 \cdot e_{\text{Sp,Heiz}}} + 8,4061 \cdot 10^4 \text{ €} \cdot e^{-0,0595 \cdot e_{\text{Sp,Heiz}}}$$

Abbildung D.2 stellt die Stützstellen und den angepassten Funktionsverlauf dar.

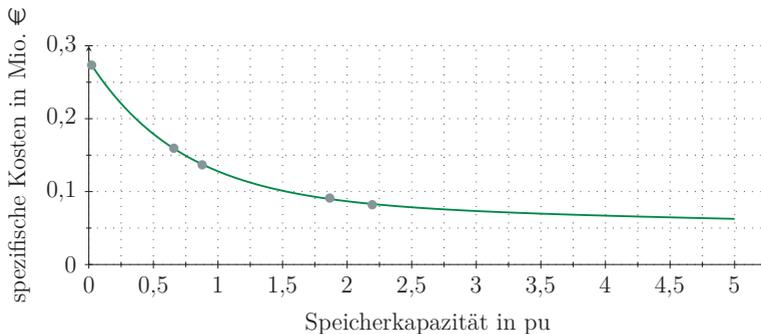


Abbildung D.2: Spezifische Kosten der thermischen Speicher

Dargestellt ist die Regressionsfunktion Gleichung D.1 – Parameteroptimierung für die Daten aus [43] und [41] bezogen auf die Kapazität des Heizungsspeichers $e_{\text{Sp,Heiz}}$ in pu.

Abbildungsverzeichnis

2.1	Vergleich der meteorologischen Eingangsdaten der 15 Klimaregionen	11
2.2	Relativer Wirkungsgrad für c-Si-Photovoltaikmodule	13
2.3	Leistungskennlinie der Windenergieanlage	13
2.4	Thermisches Ersatzschaltbild des 2R2C-Gebäudemodells	15
2.5	Interne Gewinne für einen Dreipersonenhaushalt	17
2.6	Ersatzschaltbild des 2R2C-Gebäudemodells (Zustandsraummodell)	18
2.7	Kennlinienmodell einer leistungsgeregelten Wärmepumpe	22
3.1	Zusammenwirken der Komponenten im thermisch-elektrischen Gesamtsystem	25
3.2	Simulationsergebnisse für das Referenzgebäude im Wetterjahr 2015J	40
3.3	Simulationsergebnisse für das Referenzgebäude in den Wetterjahren 2015J, 2015W und 2015S	43
3.4	Maximale Netzbelastung mit und ohne TWW-Bedarfs	46
4.1	Vergleich der normierten installierten EE-Leistungen (Variante 2015J)	50
4.2	Vergleich der Eingangsdaten 2015J, 2015W und 2015S	51
4.3	Vergleich der Volllaststunden für Windenergie- und Photovoltaik	51
4.4	Abweichungen der Jahresenergieerzeugung bei festgelegter installierter Leistung	52
4.5	Vergleich der normierten installierten EE-Leistungen (Variante SFH60)	54
4.6	Energiebilanz im Auslegungspunkt für alle betrachteten Varianten	56
4.7	Maximale Netzbelastung in der Referenzvariante (Szenario 1)	58
4.8	Maximale Netzbelastung in der Referenzvariante (Szenario 6)	60
4.9	Maximale Netzbelastung in der Referenzvariante (Szenario 11)	61
4.10	Maximale Netzbelastung in den Varianten 2015W und 2015S (Szenario 1)	64
4.11	Maximale Netzbelastung in den Varianten 2015W und 2015S (Szenario 6)	66
4.12	Maximale Netzbelastung in den Varianten 2015W und 2015S (Szenario 11)	68
4.13	Maximale Netzbelastung für die Varianten 2045J und SFH60 (Szenario 1)	70
4.14	Maximale Netzbelastung für die Varianten 2045J und SFH60 (Szenario 6)	72
4.15	Maximale Netzbelastung für die Varianten 2045J und SFH60 (Szenario 11)	74

4.16	Maximale Netzbelastung in Bezug auf installierte EE-Leistung . . .	76
4.17	Maximale Netzbelastung für das Referenzgebäude	78
4.18	Autarkiegrad in der Referenzvariante (Szenario 1)	81
4.19	Wärmepumpenenergie und Speicherverluste in der Referenzvariante (Szenario 1)	82
4.20	Autarkiegrade in den Varianten 2015J, 2015W und 2015S (Szenario 1)	84
4.21	Wärmepumpenenergie in den Varianten 2045J und SFH60 (Szenario 1)	85
4.22	Autarkiegrade in den Varianten 2015J, 2045J und SFH60 (Szenario 1)	86
4.23	Autarkiegrad in der Referenzvariante (Szenario 6)	87
4.24	Wärmepumpenenergie und Speicherverluste in der Referenzvariante (Szenario 6)	88
4.25	Wärmepumpenenergie in den Varianten 2015J, 2015W und 2015S (Szenario 6)	89
4.26	Autarkiegrade in den Varianten 2015J, 2015W und 2015S (Szenario 6)	90
4.27	Wärmepumpenenergie in den Varianten 2045J und SFH60 (Szenario 6)	91
4.28	Autarkiegrade in den Varianten 2015J, 2045J und SFH60 (Szenario 6)	92
4.29	Autarkiegrad in der Referenzvariante (Szenario 11)	93
4.30	Wärmepumpenenergie und Speicherverluste in der Referenzvariante (Szenario 11)	94
4.31	Wärmepumpenenergie in den Varianten 2015J, 2015W und 2015S (Szenario 11)	96
4.32	Autarkiegrade in den Varianten 2015J, 2015W und 2015S (Szenario 11)	97
4.33	Wärmepumpenenergie in den Varianten 2045J und SFH60 (Szenario 11)	98
4.34	Autarkiegrade in den Varianten 2015J, 2045J und SFH60 (Szenario 11)	99
5.1	Schema der Metamodellerstellung	106
5.2	Ablauf des Verfahrens zur Erstellung des Metamodells	108
5.3	Mittleres Bestimmtheitsmaß R^2 über alle $e_{\text{Sp,Heiz}}^*$	111
5.4	Anpassungsgüte der Regressionsfunktionen (Schritt 1)	113
5.5	Absolute Abweichungen gegenüber der Referenzvariante	114
5.6	Parameter der Regressionsfunktion im Szenario 1 (Schritt 1)	116
5.7	Parameter der Regressionsfunktion im Szenario 6 (Schritt 1)	117
5.8	Parameter der Regressionsfunktion im Szenario 11 (Schritt 1)	118
5.9	Grenzwerte der elektrischen Speicherkapazität	119
5.10	Parameter α_1 für die Szenarien 1, 6 und 11	122
5.11	Parameter α_2 für die Szenarien 1, 6 und 11	123
5.12	Parameter α_3 für die Szenarien 1, 6 und 11	124
5.13	Parameter α_4 für die Szenarien 1, 6 und 11	125
5.14	Abweichung der Metamodell- zu den Optimierungsergebnissen (Sze- nario 1)	126
5.15	Abweichung der Metamodell- zu den Optimierungsergebnissen (Sze- nario 6)	128

5.16	Abweichung der Metamodell- zu den Optimierungsergebnissen (Szenario 11)	129
5.17	Parameter α_1 bis α_4 für die Szenarien 1, 6 und 11	133
5.18	Abweichung der Metamodell- zu den Optimierungsergebnissen (Schritt 2b)	134
5.19	Parameter β_1 bis β_{11} (Schritt 2a)	137
5.20	Abweichung der Metamodell- gegenüber den Optimierungsergebnissen (Schritt 3)	138
6.1	Kosten der elektrischen Speicherkapazität	142
6.2	Kosten des Heizungsspeichers	143
6.3	Auslegung der maximalen Netzbelastung und des Erzeugungsmixes	147
6.4	Auslegungsergebnisse in Bezug zu den Metamodelleingangsdaten	148
6.5	Auslegung der Speicherkapazitäten und Erzeugungsmixes	149
6.6	Auslegungsergebnisse in Bezug zu den Metamodelleingangsdaten	150
6.7	Auslegung der Speicherkapazitäten (Szenarien 2 und 3)	151
6.8	Auslegungsergebnisse in Bezug zu den Metamodelleingangsdaten	152
6.9	Ergebnisse der Speicherauslegung mit hohen Kosten der el. Speicher	154
6.10	Auslegungsergebnisse in Bezug zu den Metamodelleingangsdaten	155
6.11	Änderung der Auslegungsergebnisse in Abhängigkeit der Speicherkosten	157
7.1	Einfluss kleiner Speicher ähnlicher Kapazität auf die Netzbelastung	163
7.2	Einfluss kleiner Speicher ähnlicher Kosten auf die Netzbelastung	165
7.3	Autarkiegrade in der Referenzvariante (Szenario 1)	167
7.4	Autarkiegrade in der Referenzvariante (Szenario 6)	168
7.5	Autarkiegrade in der Referenzvariante (Szenario 11)	170
A.1	Sonnenstandsdiagramm	181
A.2	Umrechnung des Sonnenstandsvektors in kartesische Koordinaten	182
A.3	Bestimmung des Einfallswinkels auf eine geneigte Fläche	183
A.4	Umrechnung der direkten Bestrahlungsstärke auf eine geneigte Fläche	183
B.1	Parameter α_1 aus Modellierungsschritt 1 für die Szenarien 1 bis 11	186
B.2	Parameter α_2 aus Modellierungsschritt 1 für die Szenarien 1 bis 11	187
B.3	Parameter α_3 aus Modellierungsschritt 1 für die Szenarien 1 bis 11	188
B.4	Parameter α_4 aus Modellierungsschritt 1 für die Szenarien 1 bis 11	189
C.1	Metamodellergebnisse im Vergleich zu den Eingangsdaten	192
C.2	Metamodellergebnisse im Vergleich zu den Eingangsdaten	193
C.3	Metamodellergebnisse im Vergleich zu den Eingangsdaten	194
D.1	Spezifische Kostenfunktionen der elektrischen Speicher	195
D.2	Spezifische Kosten der thermischen Speicher	196

Tabellenverzeichnis

2.1	Zusammenfassung der zentralen Annahmen zum verwendeten Referenzgebäude	8
2.2	Referenzstationen der 15 deutschen Klimaregionen	9
2.3	Fensterflächen und Energiedurchlassfaktor g_F der Fenster	16
2.4	Heizleistungen für die betrachteten Gebäudetypen	17
2.5	Parameter des Gebäudemodells	19
2.6	Annahmen zum Heizsystem der betrachteten Gebäudetypen	20
3.1	Variablen des thermisch-elektrischen Optimierungsmodells	30
3.2	Zusammenfassung der Annahmen zu Energiebedarf und Leistung im Referenzgebäude	38
3.3	Annahmen zur betrachteten Speicherauslegung im Referenzgebäude	38
4.1	Zusammenfassung der betrachteten Varianten	48
4.2	Zusammenfassung der Eingangsdaten der untersuchten Varianten.	55
4.3	Reduktion der maximalen Netzbelastung im Referenzgebäude	79
4.4	Kosten der eingesetzten Speicherkapazitäten	80
5.1	Verwendete Regressionsfunktionen für Schritt 2b	131
6.1	Angenommene Investitionskosten der EE-Anlagen	143

Abkürzungs- und Symbolverzeichnisse

Abkürzungen

Die Abkürzungen werden teilweise ebenfalls als Indizes eingesetzt, um die Eingangs- oder Bewertungsgrößen beispielsweise den verwendeten Gebäudestandards zuzuordnen.

Abkürzung	Bedeutung
EE	erneuerbare Energie
PV	Photovoltaik
SFH30	Einfamilienhaus (engl. single family house (SFH)) mit jährlichem Heizenergiebedarf von etwa 30 kWh/m ² a (Niedrigenergiestandard)
SFH60	Einfamilienhaus (engl. single family house (SFH)) mit jährlichem Heizenergiebedarf von etwa 60 kWh/m ² a (renovierter Bestand)
TWW	Trinkwarmwasser

Parameter und Variablen

Symbol	Einheit	Beschreibung
<i>A</i>	m ²	Fläche
<i>AG</i>	%	Autarkiegrad
<i>C</i>	Wh/K	Wärmekapazität
<i>COP</i>	-	Leistungsziffer (Coefficient of Performance)
<i>DOY</i>	-	Day of Year
<i>E</i>	Wh	Energie, Energieinhalt Speicher
<i>G</i>	W/m ²	Globalstrahlung
<i>P</i>	W	Leistung

Symbol	Einheit	Beschreibung
K	€/pu	spezifische Kosten
N	-	Anzahl
Q	Wh	Wärmemenge
\dot{Q}	W	Wärmestrom
R	W/K	Wärmewiderstand
R^2	-	Bestimmtheitsmaß
$SCOP$	-	Jahresarbeitszahl (Seasonal Coefficient of Performance)
UA	W/(K)	Wärmeverlustrate (nach DIN EN12977)
V	l	Volumen
W	Wh	(Heiz-)Wärmebedarf
c		Konstante (Einheit kontextabhängig)
e	-	normierte Energie, normierter Energieinhalt im Speicher
g	-	Energiedurchlassfaktor
h	-	normierter Wärmebedarf
k	W^{-1}, Wh^{-1}	Normierungsfaktor
\mathbf{n}	-	Flächennormalenvektor
p	-	normierte Leistung
q	-	Anteil
ua	-	normierte Wärmeverlustrate
\mathbf{s}	-	Sonnenstandsvektor
t	-	Zeitschritt des Optimierungsproblems
v	m/s	Geschwindigkeit
x, \mathbf{x}	-	kontinuierliche Variablen des Optimierungsproblems
y, \mathbf{y}	-	binäre Variablen des Optimierungsproblems
z	m	Höhe über Grund
Φ	W	Globalstrahlungsleistung

Symbol	Einheit	Beschreibung
α	-	Koeffizient des Metamodells (Schritt 1)
β	-	Koeffizient des Metamodells (Schritt 2)
γ	-	Koeffizient des Metamodells (Schritt 3)
δ	-	Koeffizient des Metamodells (Schritt 2b)
η	-	Wirkungsgrad
θ	-	Einfallswinkel der Globalstrahlung
κ		Koeffizient (Einheit kontextabhängig)
λ	-	Azimutwinkel
ρ	kg/m ³	Dichte
ϑ	°C	Temperatur
θ	-	normierte Temperatur
τ	-	normierte Zeitschrittweite
μ	-	Speichernutzungsgrad
ν	-	Höhenwinkel

tiefgestellte Indizes

Index	Bedeutung
A	Außenluft
Bezug	Bezug
E	bestrahlte Fläche
EE	erneuerbare Energie
F	Fenster
Heiz	Heizung, Heizzwecke
HH	Haushalt(slast)
H0	Standardlastprofil des Haushalts
K	Kosten
Netz	elektrisches Netz
Pers	Person
PV	Photovoltaik
R	Raum(-luft)
RL	Rohrleitung des Heizsystems
Rück	Rückspeisung
S	Sonne
SOC	Ladezustand (State of Charge)
STC	Standardtestbedingungen (Standard Test Conditions)
Sp	Speicher
T	Zeit
Tag	täglich
TWW	Trinkwarmwasser
U	Umgebung (des Speichers)
Verl	Verlust
Wand	Wand
Wind	Wind

Index	Bedeutung
WP	Wärmepumpe
WR	Wechselrichter
ab	abgeführt
e	Energie
el	elektrisch
gen	geneigt
hor	horizontal
inst	installiert
int	intern, innerhalb des Gebäudes
max	Maximum
mod	Modul
nenn	Auslegungspunkt, Nennpunkt
norm	nach DIN
p	Leistung
rel	relativ
sol	solar
th	thermisch
w	Wasser
zu	zugeführt
0	Ausgangszustand
ϑ	Temperatur
\perp	senkrecht

hochgestellte Indizes und Symbole

Index	Bedeutung
Grenz	Grenzwert für Steigerung der Speicherkapazität
b	Metamodell nach Schritt 2b

Index	Bedeutung
+	Teilvektor positiver Werte
-	Teilvektor negativer Werte
*	diskreter Wert

Bezeichnung der betrachteten Varianten

Die Bezeichnungen der betrachteten Varianten werden ebenfalls als Indizes eingesetzt, um die die Eingangs- oder Bewertungsgrößen den untersuchten Varianten zuzuordnen.

Bezeichnung Zusammenfassung

2015J	Verwendung des Gebäudestandards SFH30 (Niedrigenergiestandard) mit den meteorologischen Eingangsdaten des Referenzwetterjahres 2015J (durchschnittliches Wetterjahr). Diese Variante wird als Referenzvariante verwendet.
2015W	Verwendung des Gebäudestandards SFH30 (Niedrigenergiestandard) mit den meteorologischen Eingangsdaten des Wetterjahres 2015W (extremer Winter).
2015S	Verwendung des Gebäudestandards SFH30 (Niedrigenergiestandard) mit den meteorologischen Eingangsdaten des Wetterjahres 2015S (extremer Sommer).
2045J	Verwendung des Gebäudestandards SFH30 (Niedrigenergiestandard) mit den meteorologischen Eingangsdaten des Wetterjahres 2045J (durchschnittliches Wetterjahr mit prognostiziertem Einfluss des Klimawandels).
SFH60	Verwendung des Gebäudestandards SFH60 (renovierter Bestand) mit den meteorologischen Eingangsdaten des Referenzwetterjahres 2015J (durchschnittliches Wetterjahr).

Literaturverzeichnis

- [1] ANGENENDT, Georg ; ZURMÜHLEN, Sebastian ; RÜCKER, Fabian ; AXELSEN, Hendrik ; SAUER, Dirk U.: Optimization and operation of integrated homes with photovoltaic battery energy storage systems and power-to-heat coupling. In: *Energy Conversion and Management: X* 1 (2019), Nr. 9, S. 100005
- [2] BACKHAUS, Klaus ; ERICHSON, Bernd ; WEIBER, Rolf: *Fortgeschrittene Multivariate Analysemethoden: Eine anwendungsorientierte Einführung*. 3., überarbeitete und aktualisierte Auflage. Berlin and Heidelberg : Springer Gabler, 2015
- [3] BDEW (Hrsg.) ; STATISTISCHES LANDESAMT (Hrsg.): *Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2020*. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/37957/umfrage/beheizungs-systeme-in-neubauten-im-jahr-2008/>. Version: 01.06.2021
- [4] BDEW (Hrsg.): *Standardlastprofile Strom*. <https://www.bdew.de/media/documents/Profile.zip>. Version: 03.11.2021
- [5] BRUNNER, Marc: *Auswirkungen von Power-to-Heat in elektrischen Verteilnetzen*. Stuttgart, Universität Stuttgart, Dissertation, 2017
- [6] BUNDESAMT FÜR BAUWESEN UND RAUMORDNUNG (Hrsg.): *Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse*. https://www.bbsr-energieeinsparung.de/EnEVPortal/DE/Regelungen/Testreferenzjahre/Testreferenzjahre/TRY_Handbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=2. Version: 17.09.2018
- [7] BURGER, Bruno: *Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2021*. https://www.energy-charts.info/downloads/Stromerzeugung_2021.pdf. Version: 14.02.2022
- [8] CHRISTINA PROTOPAPADAKI: *A probabilistic framework towards metamodeling the impact of residential heat pumps and PV on low-voltage grids*. Leuven, KU Leuven, Dissertation, Dezember 2018
- [9] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR (Hrsg.): *dena-Netzflexstudie: Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung*. Berlin, 2017

- [10] DEUTSCHER WETTERDIENST (Hrsg.): *Testreferenzjahre (TRY)*. <https://www.dwd.de/DE/leistungen/testreferenzjahre/testreferenzjahre.htm>. Version: 14.11.2018
- [11] DEUTSCHER WETTERDIENST (Hrsg.): *Erweiterte Testreferenzjahre (TRY) von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse auf aktualisierter Datenbasis 1988 bis 2007*. Offenbach, 2017
- [12] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG: *Wärme und feuchtetechnisches Verhalten von Gebäuden Berechnung und Darstellung von Klimadaten: Teil 4: Stündliche Daten zur Abschätzung des Jahresenergiebedarfs für Heiz und Kühlsysteme*. Berlin, Juli 2005
- [13] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG: *Thermische Solaranlagen und ihre Bauteile-Kundenspezifisch gefertigte Anlagen: Teil 1: Allgemeiner Anforderungen an Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung und solare Kombianlagen*. Juli 2018
- [14] DIN DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG: *Heizsysteme in Gebäuden – Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast – Nationaler Anhang NA*. Berlin, Juli 2008
- [15] FEICHT, Andreas: *Mittelverwendung für die Förderung der energetischen Gebäudesanierung*. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Parlamentarische-Anfragen/2020/11/19-24190.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Version: 23.11.2020
- [16] FISCHER, David ; WOLF, Tobias ; WAPLER, Jeannette ; HOLLINGER, Raphael ; MADANI, Hatéf: Model-based flexibility assessment of a residential heat pump pool. In: *Energy* 118 (2017), S. 853–864
- [17] FUCHS, Georg ; LUNZ, Benedikt ; LEUTHOLD, Matthias ; SAUER, Dirk U. ; RWTH AACHEN (Hrsg.): *Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität: Überblick zum Potenzial und zu Perspektiven des Einsatzes elektrischer Speichertechnologien*. 2012
- [18] FÜNFELD, Christian ; TIEDEMANN, Remo: *Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile: step-by-step*. https://www.bdew.de/media/documents/2000131_Anwendung-repraesentativen_Lastprofile-Step-by-step.pdf. Version: 03.11.2021
- [19] GASCH, Robert ; TWELE, Jochen ; BADE, P. ; CONRAD, W. ; HEILMANN, C. ; KAISER, K. ; KORTENKAMP, R. ; KÜHN, M. ; LANGREDER, W. ; LIERSCH, J. ; MAURER, J. ; REUTER, A. ; SCHUBERT, M. ; SUNDERMANN, B. ; STOFFEL, A.: *Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb*. 4., vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage 2005. Wiesbaden and s.l. : Vieweg+Teubner Verlag, 2005

- [20] GOBMAIER, Thomas: *Entwicklung und Anwendung einer Methodik zur Synthese zukünftiger Verbraucherlastgänge*. München, Technische Universität München, Dissertation, 2014
- [21] HEIMRATH, Richard ; HALLER, Michel: *The Reference Heating System, the Template Solar System of Task 32: A Report of IEA SHC - Task 32*. 2019
- [22] HEITHORST, Bernd ; BAUER, Gregor ; RAUSCHER, Benedikt ; IRRGANG, Ludwig ; SPINNLER, Markus ; SATTELMAYER, Thomas: Experimental Comparison of Scroll and Swash-Plate Compressors for PV Driven Compression Chillers and Heat Pumps. In: HÄBERLE, Andreas (Hrsg.): *EuroSun2018*. Freiburg : International Solar Energy Society, op. 2018. – ISBN 978–3–9820408–0–6, S. 1–12
- [23] HELLWIG, Mark: *Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile*. München, Technische Universität München, Dissertation, 2003
- [24] HEROLD, Gerhard: *Elektrische Energieversorgung*. Bd. / von Gerhard Herold ; 1: *Drehstromsysteme, Leistungen, Wirtschaftlichkeit*. 3., überarbeitete Auflage. Wilburgstetten : Schlembach, 2011
- [25] HULD, Thomas ; GOTTSCHALG, Ralph ; BEYER, Hans G. ; TOPIČ, Marko: Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging. In: *Solar Energy* 84 (2010), Nr. 2, S. 324–338
- [26] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY: *Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030*. Abu Dhabi, 2017
- [27] KALLRATH, Josef: *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis ; mit Fallstudien aus Chemie, Energiewirtschaft, Papierindustrie, Metallgewerbe, Produktion und Logistik*. 2., überarb. u. erw. Aufl. 2013. Wiesbaden : Springer, 2013
- [28] KIPPELT, Stefan: *Dezentrale Flexibilitätsoptionen und ihr Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung Erneuerbarer Energien*, TU Dortmund, Dissertation, 2017
- [29] KLEIJNEN, Jack P. C.: *Design and Analysis of Simulation Experiments*. Cham, SWITZERLAND : Springer, 2015
- [30] KLUCHER, T. M.: Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. In: *Solar Energy* 23 (1979), Nr. 2, S. 111–114
- [31] KOPP, Stefan: *Windenergie im Binnenland*. <http://www.windenergie-im-binnenland.de/docs/Leistungskurven-Binnenland-WEA.xlsx>. Version: 29.01.2018
- [32] KOST, Christoph ; SHAMMUGAM, Shivenes ; JÜLCH, Verena ; NGUYEN, Huyen-Tran ; SCHLEGL, Thomas ; FRAUNHOFER ISE (Hrsg.): *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*

- [33] KURZWEIL, Peter ; DIETLMEIER, Otto K.: *Elektrochemische Speicher: Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, rechtliche Grundlagen*. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2015
- [34] MIARA, Marek ; GÜNTHER, Danny ; LEITNER, Zaphod L. ; WAPLER, Jeannette: Simulation of an Air-to-Water Heat Pump System to Evaluate the Impact of Demand-Side-Management Measures on Efficiency and Load-Shifting Potential. In: *Energy Technology* 2 (2014), Nr. 1, S. 90–99
- [35] MOSHÖVEL, Janina ; KAIRIES, Kai-Philipp ; MAGNOR, Dirk ; LEUTHOLD, Matthias ; BOST, Mark ; GÄHRS, Swantje ; SZCZECHOWICZ, Eva ; CRAMER, Moritz ; SAUER, Dirk U.: Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption. In: *Applied Energy* 137 (2015), S. 567–575
- [36] MÜLLER, Marcus ; VIERNSTEIN, Lorenz ; TRUONG, Cong N. ; EITING, Andreas ; HESSE, Holger C. ; WITZMANN, Rolf ; JOSSEN, Andreas: Evaluation of grid-level adaptability for stationary battery energy storage system applications in Europe. In: *Journal of Energy Storage* 9 (2017), S. 1–11
- [37] OHRDES, Tobias ; SCHNEIDER, Elisabeth ; KASTNER, Paul ; KNOOP, Michael ; BAST, Oliver ; HAGEMEIER, Jochen ; DARNAUER, Norbert ; KLAAS, Ann-Katrin ; SPIELMANN, Verena ; WEHRMANN, Ernst-August ; BECK, Hans-Peter: *Wind-Solar-Wärmepumpen-Quartier: Erneuerbar betriebene Wärmepumpen zur Minimierung des Primärenergiebedarfs (WPuQ)*
- [38] ØSTERGÅRD, Torben ; JENSEN, Rasmus L. ; MAAGAARD, Steffen E.: A comparison of six metamodeling techniques applied to building performance simulations. In: *Applied Energy* 211 (2018), S. 89–103
- [39] QUASCHNING, Volker: *Regenerative Energiesysteme: Technologie, Berechnung, Simulation*. 9., aktualisierte und erw. Aufl. München : Hanser, 2015
- [40] REDA, Ibrahim ; ANDREAS, Afshin: Solar Position Algorithm for Solar Radiation Applications. In: *Solar Energy* 76 (2004), Nr. 5, S. 577–589
- [41] REEEM PROJECT: *REEEM-D2.1a_Innovation and Technology Roadmap - Energy Storage Application*. 2017
- [42] RÖHRENBECK, Stephan Eduard A.: *Wärmepumpen und Speichersysteme als Flexibilität im Kontext des Zellularen Ansatzes*, Technische Universität Kaiserslautern, Dissertation, 2019
- [43] SAMWEBER, Florian ; SCHIFFLECHNER, Christopher ; FORSCHUNGSSTELLE FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT E.V. (Hrsg.): *Kostenanalyse Wärmespeicher bis 10.000 l Speichergröße*. <https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/659-kostenanalyse-waermespeicher-bis-10-000-l-speichergroesse>. Version: 19.06.2020

- [44] SAMWEBER, Florian T.: *Systematischer Vergleich Netzoptimierender Maßnahmen zur Integration elektrischer Wärmeerzeuger und Fahrzeuge in Niederspannungsnetze*. München, Technische Universität München, Dissertation, 2018
- [45] SCHMIDT, Manfred: *Auf dem Weg zum Nullemissionsgebäude: Grundlagen, Lösungsansätze, Beispiele*. Wiesbaden : Springer Vieweg, 2013
- [46] STATISTISCHES BUNDESAMT (Hrsg.): *Bestand an Wohnungen und Wohngebäuden - Bauabgang von Wohnungen und Wohngebäuden - Lange Reihen ab 1969 - 2020*. https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Publikationen/Downloads-Wohnen/fortschreibung-wohnungsbestand-pdf-5312301.pdf;jsessionid=4826AC0A6E02CAAE19AD58A5CFF5EECD.live721?_blob=publicationFile. Version: 15.07.2022
- [47] STEIN, Joshua S. ; HOLMGREN, William F. ; FORBESS, Jessica ; HANSEN, Clifford W.: PVLIB: Open source photovoltaic performance modeling functions for Matlab and Python. In: *2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. Piscataway, NJ : IEEE, 2016, S. 3425-3430
- [48] TENBOHLEN, Stefan ; BRUNNER, Marc ; SCHMIDT, Michael ; HENZLER, Tobias: *Be- und Entlastung elektrischer Verteilnetze durch Wärmepumpen bei der Wärmeerzeugung*. 2015
- [49] TERLOUW, Tom ; ALSKAIF, Tarek ; BAUER, Christian ; VAN SARK, Wilfried: Optimal energy management in all-electric residential energy systems with heat and electricity storage. In: *Applied Energy* 254 (2019), Nr. 2, S. 113580
- [50] THE MATHWORKS, INC.: *Matlab: Interactive Curve and Surface Fitting*. <https://de.mathworks.com/help/curvefit/interactive-curve-and-surface-fitting.html>
- [51] THE MATHWORKS, INC.: *Matlab: Global Optimization Toolbox*. 2022
- [52] THE MATHWORKS, INC.: *Matlab: lsqcurvefit*. 2022
- [53] THE MATHWORKS, INC.: *Matlab: MultiStart*. 2022
- [54] TJADEN, Tjarko ; SCHNORR, Felix ; WENIGER, Johannes ; BERGNER, Joseph ; QUASCHNING, Volker: Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zu Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten. In: OSTBAYERISCHES TECHNOLOGIE-TRANSFER-INSTITUT (Hrsg.): *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Regensburg : OTTI, Ostbayerisches Technologie-Transfer-Inst, 2015 (OTTI - Training, Seminare, Tagungen)
- [55] VAN GELDER, Liesje ; DAS, Payel ; JANSSEN, Hans ; ROELS, Staf: Comparative study of metamodeling techniques in building energy simulation: Guidelines

- for practitioners. In: *Simulation Modelling Practice and Theory* 49 (2014), S. 245–257
- [56] VDE (Hrsg.) ; ETG (Hrsg.): *VDE-Studie: Der zellulare Ansatz: Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende*. 2015
- [57] VDE (Hrsg.) ; ETG (Hrsg.): *VDE-Studie: Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050: Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien*. 2015
- [58] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE: *Thermische Nutzung des Untergrundes: Unterirdische Thermische Energiespeicher*. 2001
- [59] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE: *Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen*. 2008
- [60] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE: *Heizungsanlagen mit Wärmepumpen in Ein- und Mehrfamilienhäusern Planung, Errichtung, Betrieb*. 2018
- [61] WENIGER, Johannes ; MAIER, Selina ; ORTH, Nico ; QUASCHNING, Volker ; HOCHSCHULE FÜR TECHNIK UND WIRTSCHAFT BERLIN (Hrsg.): *Stromspeicher-Inspektion 2020*. 2020
- [62] WENIGER, Johannes ; MAIER, Selina ; ORTH, Nico ; QUASCHNING, Volker: *Vergleich von Batteriespeichern für Wohngebäude*. Hannover, 2020 (12. EffizienzTagung Bauen + Modernisieren)
- [63] ZOTTL, Andreas ; FLECKL, Thomas ; ESTERL, Tara ; SCHWALBE, Roman ; PICHLER, Martin F. ; MOISI, Heinz ; RIEBERER, René: *IEA HPT Annex 42: Wärmepumpen in intelligenten Energienetzen nachhaltiger Städte*. Wien und Graz, 2017
- [64] ZURMÜHLEN, Sebastian ; WOLISZ, Henryk ; ANGENENDT, Georg ; MAGNOR, Dirk ; STREBLOW, Rita ; MÜLLER, Dirk ; SAUER, Dirk U.: Potential and Optimal Sizing of Combined Heat and Electrical Storage in Private Households. In: *Energy Procedia* 99 (2016), S. 174–181

