

# Optimierung des Energiemanagements durch Aggregatoren

Vom Promotionsausschuss der  
Technischen Universität Hamburg  
zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor-Ingenieur (Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation (Monografie)

von  
Kai Hoth

aus  
Bad Honnef

2025

Gutachter:

1. Gutachterin: Prof. Dr. rer. pol. Kathrin Fischer
2. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Christian Becker

Vorsitzender des Prüfungsausschusses: Prof. Dr.-Ing. Arne Speerforck

Datum der mündlichen Prüfung: 28.08.2025

ORCID iD: <https://orcid.org/0009-0006-6523-2015>

DOI: <https://doi.org/10.15480/882.16018>

CC BY 4.0





## **Abstract**

In der vorliegenden Arbeit wird ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell zur Abbildung des Entscheidungsproblems von Energieaggregatoren (EAs) entwickelt, das die Einsatzplanung verschiedenartiger flexibler Energieressourcen, sowie das Handeln von Energie an verschiedenen Märkten für eine dem EA zugeordnete Menge von Haushalten beinhaltet. Der zentrale Forschungsbeitrag im Vergleich zu früheren Arbeiten in der Entwicklung des EA-Modells (EAM) liegt darin, dass es zum Einen einen ganzheitlichen Ansatz darstellt, da verschiedene Arten von Energieressourcen und Energiemärkten in das aggregierte Energiemanagement einer Gemeinschaft von Haushalten integriert werden, und zum Anderen in der Modellierung der technischen Restriktionen der Energieressourcen, insbesondere von Power-to-Heat-Systemen mit Wärmepumpen, einen hohen Detailgrad aufweist. Im Rahmen einer Fallstudie mit zwei saisonalen Szenarien, bestehend aus jeweils 62 Tagen, wird das EAM für die Day-Ahead-Planung von bis zu 111 Haushalten verifiziert und validiert. Die Ergebnisse zeigen, dass die beteiligten Haushalte durch den EA klare wirtschaftliche Mehrwerte erreichen können und dass diese Mehrwerte auf komplexen Synergien zwischen den Systemkomponenten beruhen, die nur durch die ganzheitliche und differenzierte Modellierung erfasst werden können. In weiteren Analysen wird eine zusätzliche Verbesserung der Effizienz des Energiemanagements von EAs durch eine vorausschauende Nutzung von Energiespeichern betrachtet. Dabei werden standardisierte Strategien identifiziert, die jeweils für verschiedene Konstellationen von Tagen zu einer Erhöhung der Handelsüberschüsse der Haushalte beitragen. Zudem wird eine Fairnessanalyse durchgeführt, die zeigt, dass der im EAM abgebildete interne Handel zwischen Haushalten hinsichtlich des Aspekts der Fairness problematisch ist, da der Gemeinschaft zur Verfügung gestellte Flexibilität nicht ausreichend belohnt wird. Als Ansatz zur Behebung dieses Zustands wird eine ex post-Umverteilung der realisierten gemeinschaftlichen Überschüsse vorgeschlagen.

Im Weiteren wird das EAM im Kontext lokaler Energiemärkte betrachtet. Dazu wird ein Modell eines lokalen Marktes entwickelt, das in einen übergeordneten Day-Ahead-Prozess zusammen mit dem EAM integriert wird und damit iterativ einen lokalen Energiehandel zwischen EAs abbildet. Die Anwendung in einer Fallstudie zeigt, dass die Art der Zusammensetzung der Haushalte von EAs starken Einfluss auf die entstehenden Handelsbeziehungen hat. So ist eine Spezialisierung von EAs auf jeweils bestimmte Typen von Haushalten, sodass die EAs zueinander heterogen sind, hinsichtlich der Wirksamkeit des lokalen Marktes von Vorteil gegenüber einer Menge unspezialisierter

und somit gleichartiger EAs, die hingegen mehr internen Energieaustausch zwischen den Haushalten der jeweiligen EAs bewirkt. Für den Fall einer heterogenen Zusammensetzung von EAs wird in einer weiteren Untersuchung die Möglichkeit gezielter Markteingriffe zur Reduktion von Leitungsüberlastungen analysiert. Ein Vergleich vier verschiedener Maßnahmenansätze in jeweils neun Varianten führt zu dem Ergebnis, dass ein solcher marktbasierter Ansatz positiv zur Reduktion von Leitungsüberlastungen beitragen kann, dass das Potential jedoch begrenzt ist und die vorgestellten Ansätze somit unterstützend zu anderen Tools des Engpassmanagements zu betrachten sind.

Im Fazit zeigt sich, dass EAs eine wichtige Funktion in zukünftigen Energiesystemen einnehmen können, indem sie für Haushalte wirtschaftlich effizientes Energiemanagement betreiben. Das in dieser Arbeit entwickelte EAM stellt ein Basismodell dar, um die Entscheidungsprobleme eines solchen Energiemanagements abzubilden. Dabei bestehen viele Konfigurationsmöglichkeiten und Einflussfaktoren, die für eine erfolgreiche Anwendung des Konzepts und zur Realisierung des Potentials von EAs zu berücksichtigen sind.

## Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>v</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>xi</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>xii</b>
<b>Symbolverzeichnis</b>	<b>xiv</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2 Energieaggregatoren als Akteure in zukünftigen Energiesystemen</b>	<b>3</b>
2.1 Aktuelle Entwicklungen von Energiesystemen . . . . .	3
2.1.1 Relevante Trends . . . . .	3
2.1.2 Das energiepolitische Zieldreieck . . . . .	7
2.1.3 Aufgaben und Funktionen von Energieaggregatoren . . . . .	9
2.1.4 Energiemärkte . . . . .	11
2.2 Optimierung des Energiemanagements . . . . .	15
<b>3 Das Energieaggregator-Modell</b>	<b>21</b>
3.1 Planungssituation . . . . .	21
3.1.1 Entscheidungen über den Betriebseinsatz von Energieressourcen	22
3.1.2 Entscheidungen über den Energiehandel . . . . .	27
3.1.3 Maximierung des Energiehandelsüberschusses . . . . .	29
3.2 Modellbeschreibung . . . . .	29
3.2.1 Zielfunktion: Maximierung des aggregierten Energiehandelsüber-	
schusses . . . . .	30
3.2.2 Restriktionen: Haushalts-Batteriespeicher . . . . .	32
3.2.3 Restriktionen: Batterieelektrische Fahrzeuge . . . . .	34
3.2.4 Restriktionen: Zeitlich flexible Haushaltsgroßgeräte . . . . .	36
3.2.5 Restriktionen: Thermische Systeme . . . . .	38
3.2.6 Weitere Restriktionen . . . . .	54

<b>4</b>	<b>Modellierung des lokalen Day-Ahead-Prozesses</b>	<b>57</b>
4.1	Integrierter Day-Ahead Prozess . . . . .	57
4.2	Modellierung des Lokalen Marktes . . . . .	60
4.2.1	Bestimmung lokaler Energiepreise . . . . .	60
4.2.2	Matching lokaler Handelsgebote . . . . .	66
<b>5</b>	<b>Fallstudie</b>	<b>69</b>
5.1	Haushaltsnetze . . . . .	69
5.2	Energieressourcen . . . . .	71
5.3	Szenarien und Konfigurationen . . . . .	76
<b>6</b>	<b>Energieaggregator-Modell: Ergebnisse, Analyse und Diskussion</b>	<b>79</b>
6.1	Verifizierung und Validierung des EAM . . . . .	79
6.1.1	Sommerszenario . . . . .	79
6.1.2	Winterszenario . . . . .	91
6.2	Vorausschauende Speichernutzung . . . . .	100
6.2.1	Analysekonzept zur vorausschauenden Planung . . . . .	101
6.2.2	Ein-Tages-Vorausschau . . . . .	106
6.2.3	Zwei-Tages-Vorausschau . . . . .	112
6.3	Fairnessanalyse . . . . .	121
6.3.1	Verteilung der Handelsüberschüsse . . . . .	122
6.3.2	Verteilung der Beiträge von PV-Anlagen und der Grundlast . . . . .	128
6.3.3	Verteilung der Beiträge von BS-Systemen . . . . .	131
6.3.4	Verteilung der Beiträge von EV-Speichern . . . . .	133
6.3.5	Ex post-Umverteilung zwischen Haushalten . . . . .	137
<b>7</b>	<b>Aggregatorenbasierte Lokale Energiemärkte</b>	<b>141</b>
7.1	Wirksamkeit des lokalen Energiemarktes . . . . .	141
7.1.1	Anwendung der Fallstudie . . . . .	141
7.1.2	Homogene Aggregatoren . . . . .	143
7.1.3	Heterogene Aggregatoren . . . . .	157
7.1.4	Vergleich und Fazit . . . . .	169
7.2	Gezielte lokale Markteingriffe . . . . .	173
7.2.1	Engpassmanagement bei Leitungsüberlastungen . . . . .	173
7.2.2	Ansätze möglicher Eingriffsmaßnahmen . . . . .	178
7.2.3	Analyse der Wirksamkeit von Markteingriffen . . . . .	184
7.2.4	Schlussfolgerung . . . . .	197

<b>8 Fazit</b>	<b>201</b>
8.1 Zusammenfassung der Ergebnisse . . . . .	201
8.2 Limitationen und Ausblick . . . . .	204
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>207</b>



## Abbildungsverzeichnis

2.1	Das energiepolitische Zieldreieck (eigene Darstellung) . . . . .	8
2.2	Aufgaben innerhalb des Energiemanagements (eigene Darstellung) . . .	12
3.1	Energiemanagement auf Ebene eines einzelnen Haushaltes, Erklärungen der Abkürzungen im Abkürzungsverzeichnis (eigene Darstellung, Piktogramme von [42]) . . . . .	22
3.2	Thermisches System auf Haushaltsebene, Erklärungen der Abkürzungen im Abkürzungsverzeichnis (eigene Darstellung, Piktogramme von [42]) . .	25
3.3	Voraussetzung für internen Energiehandel (eigene Darstellung) . . . . .	28
4.1	Der lokale Day-Ahead-Prozess (eigene Darstellung) . . . . .	58
5.1	Übersicht der Konfigurationen C1 - C4 (eigene Darstellung) . . . . .	77
6.1	Durchschnittlicher Handelsüberschuss pro Tag und Haushalt im Sommerszenario . . . . .	81
6.2	Relatives Handelsvolumen pro Tag im Sommerszenario (C1) . . . . .	83
6.3	Nutzung von EV-Speichern pro Tag im Sommerszenario . . . . .	85
6.4	Nutzung von BS-Speichern pro Tag im Sommerszenario . . . . .	87
6.5	Betrieb von Wärmepumpen und Heizstäben pro Tag im Sommerszenario in Konfiguration C1 . . . . .	90
6.6	Durchschnittlicher Handelsüberschuss pro Tag und Haushalt im Winterszenario (Blasengröße repräsentiert solare Strahlungsenergie pro Tag) . .	92
6.7	Relatives Handelsvolumen pro Tag im Winterszenario (C1) . . . . .	94
6.8	Betrieb von Wärmepumpen und Heizstäben pro Tag im Winterszenario in Konfiguration C1 . . . . .	96
6.9	Nutzung von EV-Speichern pro Tag im Winterszenario (Blasengröße repräsentiert solare Strahlungsenergie pro Tag) . . . . .	98
6.10	Nutzung von BS-Speichern pro Tag im Winterszenario (Blasengröße repräsentiert solare Strahlungsenergie pro Tag) . . . . .	99
6.11	Übersicht aller Konstellationen zur vorausschauenden Speichernutzung .	103

6.12	Erwarteter Handelsüberschuss pro Haushalt für alle Standardtage . . . .	104
6.13	Speicherstrategien im Sommerszenario . . . . .	107
6.14	Zusammengefasste Speicherstrategien im Sommerszenario . . . . .	109
6.15	Speicherstrategien im Winterszenario . . . . .	110
6.16	Zusammengefasste Speicherstrategien im Winterszenario . . . . .	111
6.17	Speicherstrategien im Sommerszenario - Zwei-Tages-Vorausschau . . . .	113
6.18	Speicherstrategien im Winterszenario - Zwei-Tages-Vorausschau . . . .	117
6.19	Verteilungen der Haushalts-Handelsüberschüsse je Tag - Sommer-szenario	123
6.20	Verteilungen der Tages-Handelsüberschüsse je Haushalt - Sommer-szenario . . . . .	125
6.21	Verteilungen der Haushalts-Handelsüberschüsse je Tag für Konfigurationen C1 und C2 - Sommerszenario . . . . .	126
6.22	Verteilungen der Tages-Handelsüberschüsse je Haushalt für Konfigurationen C1 und C2 - Sommerszenario . . . . .	127
6.23	Zusammenhang zwischen PV-Peakleistung und Haushaltsprofitabilität in C1 - Sommerszenario . . . . .	128
6.24	Mittlerer täglicher Mehrwert durch internen Handel in Abhängigkeit der PV-Peakleistung - Sommerszenario . . . . .	129
6.25	Zusammenhang zwischen BS-Kapazität, PV-Peakleistung und Haushaltsprofitabilität in C1 - Sommerszenario . . . . .	131
6.26	Mittlerer täglicher Mehrwert in C1 gegenüber C2 durch internen Handel in Abhängigkeit der BS-Kapazität - Sommerszenario (Blasengröße repräsentiert PV-Peakleistung - leere Blase: Haushalt ohne PV-Anlage) .	132
6.27	Zusammenhang zwischen der frei verfügbaren EV-Energie und Haushaltsprofitabilität in C1 - Sommerszenario (Blasengröße repräsentiert PV-Peakleistung - leere Blase: Haushalt ohne PV-Anlage) . . . . .	134
6.28	Mittlerer täglicher Mehrwert in C1 gegenüber C2 durch internen Handel in Abhängigkeit der frei verfügbaren EV-Energie - Sommerszenario (Blasengröße repräsentiert PV-Peakleistung - leere Blase: Haushalt ohne PV-Anlage) . . . . .	135
6.29	Mittlerer täglicher Mehrwert in C1 gegenüber C2 durch internen Handel in Abhängigkeit der EV-Kapazität - Sommerszenario (Blasengröße repräsentiert PV-Peakleistung - leere Blase: Haushalt ohne PV-Anlage) .	136
7.1	Entwicklung des Energiehandels (Homogene EAs, 01.07.2019) . . . . .	144
7.2	Lokale Gebote aller EAs in Iteration 1 (Homogene EAs, 01.07.2019) . . .	145

7.3	Lokale Gebote aller EAs in Iteration 2 (Homogene EAs, 01.07.2019)	146
7.4	Börsengebote aller EAs in Iteration 2 (Homogene EAs, 01.07.2019)	146
7.5	Durchschnittlich geplanter Haushalts-Handelsüberschuss je Iteration (Homogene EAs, 01.07.2019)	147
7.6	Entwicklung des Energiehandels (Homogene EAs, 11.07.2019)	148
7.7	Lokale Gebote aller EAs in Iteration 1 (Homogene EAs, 11.07.2019)	149
7.8	Durchschnittlich geplanter Haushalts-Handelsüberschuss je Iteration (Homogene EAs, 11.07.2019)	150
7.9	Lokale Gebote aller EAs in Iteration 1 (Homogene EAs, 24.01.2019)	151
7.10	Entwicklung des Energiehandels (Homogene EAs, 24.01.2019)	151
7.11	Durchschnittlich geplanter Haushalts-Handelsüberschuss je Iteration (Homogene EAs, 24.01.2019)	152
7.12	Entwicklung des Energiehandels (Homogene EAs, 18.02.2019)	154
7.13	Lokale Gebote aller EAs in Iteration 1 (Homogene EAs, 18.02.2019)	155
7.14	Lokale Gebote aller EAs in Iteration 4 (Homogene EAs, 18.02.2019)	155
7.15	Fixierte lokale Gebote aller EAs in Iteration 11 (Homogene EAs, 18.02.2019)	156
7.16	Durchschnittlich geplanter Haushalts-Handelsüberschuss je Iteration (Homogene EAs, 18.02.2019)	157
7.17	Entwicklung des Energiehandels (Heterogene EAs, 01.07.2019)	158
7.18	Lokale Gebote aller EAs in Iteration 1 (Heterogene EAs, 01.07.2019)	159
7.19	Fixierte lokale Gebote aller EAs nach Iteration 1 (Heterogene EAs, 01.07.2019)	159
7.20	Durchschnittlich geplanter Haushalts-Handelsüberschuss je Iteration (Heterogene EAs, 01.07.2019)	160
7.21	Lokale Gebote aller EAs in Iteration 3 (Heterogene EAs, 01.07.2019)	161
7.22	Entwicklung des Energiehandels (Heterogene EAs, 11.07.2019)	162
7.23	Durchschnittlich geplanter Haushalts-Handelsüberschuss je Iteration (Heterogene EAs, 11.07.2019)	163
7.24	Lokale Gebote aller EAs und Energiepreise in Iteration 5 (Heterogene EAs, 11.07.2019)	163
7.25	Interner Handel aller EAs nach Iteration 11 (Heterogene EAs, 11.07.2019)	164
7.26	Entwicklung des Energiehandels (Heterogene EAs, 24.01.2019)	165
7.27	Durchschnittlich geplanter Haushalts-Handelsüberschuss je Iteration (Heterogene EAs, 24.01.2019)	166
7.28	Entwicklung des Energiehandels (Heterogene EAs, 18.02.2019)	167
7.29	Fixierte lokale Gebote aller EAs in Iteration 11 (Heterogene EAs, 18.02.2019)	167
7.30	Interner Handel aller EAs in Iteration 11 (Heterogene EAs, 18.02.2019)	168

7.31	Durchschnittlich geplanter Haushalts-Handelsüberschuss je Iteration (Heterogene EAs, 18.02.2019) . . . . .	168
7.32	Vergleich der relativen Handelsanteile . . . . .	170
7.33	Vergleich der absoluten Handelsvolumina . . . . .	171
7.34	Vergleich der Mittelwerte der Haushalts-Handelsüberschüsse . . . . .	171
7.35	Leitungs-Leistungsflüsse und -Überlastungen ohne Markteingriffe (01.07.)	176
7.36	Leitungs-Leistungsflüsse und -Überlastungen ohne Markteingriffe (11.07.)	177
7.37	Leitungs-Leistungsflüsse und -Überlastungen ohne Markteingriffe (18.02.)	178
7.38	Beispielhafte Darstellung des Funktionsprinzips von Ansatz M1 (oben: Leitungsüberlastung infolge positiver Leistungsflüsse, unten: Leitungsüberlastung infolge negativer Leistungsflüsse) . . . . .	181
7.39	Beispielhafte Darstellung des Funktionsprinzips von Ansatz M2 (oben: Leitungsüberlastung infolge positiver Leistungsflüsse, unten: Leitungsüberlastung infolge negativer Leistungsflüsse) . . . . .	181
7.40	Überlappung von Umgebungsintervallen im Ansatz M2 für zwei Leitungsüberlastungen infolge positiver Leistungsflüsse . . . . .	182
7.41	Beispielhafte Darstellung des Funktionsprinzips von Ansatz M3 (oben: Leitungsüberlastung infolge positiver Leistungsflüsse, unten: Leitungsüberlastung infolge negativer Leistungsflüsse) . . . . .	184
7.42	Beispielhafte Darstellung des Funktionsprinzips von Ansatz M4 für zwei aufeinanderfolgende Iterationen mit jeweils auftretenden Leitungsüberlastungen infolge positiver Leistungsflüsse . . . . .	185
7.43	Wirksamkeit verschiedener Varianten von M1 . . . . .	186
7.44	Vergleich der Gesamtüberlastung der M1-Varianten (repräsentiert durch Blasengröße) . . . . .	187
7.45	Zusammenhang zwischen der Menge subventionierten Handels und Leitungsüberlastungen im Ansatz M1 . . . . .	189
7.46	Wirksamkeit verschiedener Varianten von M2 . . . . .	189
7.47	Vergleich der Gesamtüberlastung der M2-Varianten (repräsentiert durch Blasengröße) . . . . .	190
7.48	Zusammenhang zwischen der Menge subventionierten Handels und Leitungsüberlastungen im Ansatz M2 . . . . .	191
7.49	Wirksamkeit verschiedener Varianten von M3 . . . . .	192
7.50	Vergleich der Gesamtüberlastung der M3-Varianten (repräsentiert durch Blasengröße) . . . . .	193

7.51	Zusammenhang zwischen der Menge subventionierten Handels und Leitungsüberlastungen im Ansatz M3 . . . . .	194
7.52	Wirksamkeit verschiedener Varianten von M4 . . . . .	195
7.53	Vergleich der Gesamtüberlastung der M4-Varianten (repräsentiert durch Blasengröße) . . . . .	196
7.54	Zusammenhang zwischen der Menge subventionierten Handels und Leitungsüberlastungen im Ansatz M4 . . . . .	197
7.55	Wirksamkeit von Variante M4-3-3 an 55 Anwendungstagen . . . . .	198
1	Darstellung des Stromnetzes mit 111 Haushalten . . . . .	234



## Tabellenverzeichnis

2.1	Stand der Forschung zu bisherigen Modellierungsansätzen . . . . .	18
5.1	Verfügbare Energieressourcen der 111 Haushalte . . . . .	75
5.2	Verfügbare Energieressourcen der 10 Haushalte im Winterszenario . . . . .	76
1	Übersicht der verwendeten Lastprofil-Typen [143] . . . . .	226
2	Zusammensetzung der Haushalte aller EAs - Homogen . . . . .	230
3	Zusammensetzung der Haushalte aller EAs - Heterogen . . . . .	233



## Abkürzungsverzeichnis

<b>BS</b>	Haushalts-Batteriespeicher (Battery Storage)
<b>COP</b>	Coefficient of Performance
<b>EA</b>	Energieaggregator
<b>EAM</b>	Energieaggregator-Modell
<b>EER</b>	Energy Efficiency Ratio
<b>EV</b>	Batterieelektrisches Fahrzeug (Electric Vehicle)
<b>GL</b>	Grundlast
<b>HP</b>	Wärmepumpe (Heat Pump)
<b>HR</b>	Heizstab (Heater Rod)
<b>HS</b>	Puffer-Wärmespeicher (Heat Storage)
<b>IH</b>	Interner Energiehandel
<b>LM</b>	Lokaler Energiemarkt
<b>LMM</b>	Modell des Lokalen Energiemarktes
<b>P2H</b>	Power-to-Heat
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>SFH</b>	Single Family Household
<b>SOC</b>	Ladestand (State of Charge)
<b>ST</b>	Solarthermie
<b>WS</b>	Strombörse (Wholesale Market)
<b>WW</b>	Warmwasser
<b>ZFL</b>	Zeitlich Flexible Last



## Symbolverzeichnis

### Mengen

$A$	Menge der Energieaggregatoren innerhalb eines lokalen Energiemarktes
$B$	Menge der Haushalts-Batteriespeicher
$B_h$	Menge der Haushalts-Batteriespeicher eines Haushaltes $h$
$D$	Menge der zeitlichen flexiblen Haushaltsgroßgeräte
$D_h$	Menge der zeitlich flexiblen Haushaltsgroßgeräte eines Haushaltes $h$
$G$	Menge aller Gebote einer Iteration im lokalen Markt
$G^M$	Menge aller Gebote erfolgreich gematchten Gebote im lokalen Markt
$G_g^M$	Menge aller zu einem lokalen Handelsgebot $g$ gematchten Gebote
$H$	Menge der aggregierten Haushalte
$H_a$	Menge der aggregierten Haushalte eines Energieaggregators $a$
$H^{th}$	Menge der Haushalte mit einem steuerbaren thermischen System
$N$	Menge der batterieelektrischen Fahrzeuge
$T$	Menge der Zeitschritte des Optimierungszeitraumes
$T_n^{EV}$	Menge der Zeitschritte, in denen batterieelektrisches Fahrzeug $n$ zur Verfügung steht
$T_h^K$	Menge der Zeitschritte des Komfort-Zeitfensters eines Haushaltes $h$
$T^{th}$	Menge der Zeitschritte für den Betrieb thermischer Systeme
$T_d^{ZFL}$	Menge der Zeitschritte, in denen ein zeitlich flexibles Haushaltsgroßgerät $d$ zur Verfügung steht

$T_d^T$	Menge der Betriebsphasen eines zeitlich flexiblen Haushaltsgroßgerätes $d$
$T_d^{T_0}$	Menge der Zeitschritte, in denen der Beginn des Betriebseinsatzes eines zeitlich flexiblen Haushaltsgroßgerätes $d$ möglich ist
$T_t'$	Menge der $\Pi^{th} - 1$ Zeitschritte der Zeitschrittweite $\Delta t$ , die auf einen Zeitschritt $t \in T^{th}$ folgen
$\Omega_a$	Menge der Klassifizierungsstufen $a$ der Speicheranfangsbestände
$\Omega_e$	Menge der Klassifizierungsstufen $e$ der Speichermindestbestände
$\Omega_h$	Menge der Betriebszustände der Wärmepumpe eines Haushaltes $h$
$\Omega_h^{WW}$	Menge der Betriebszustände der Wärmepumpe eines Haushaltes $h$ , die einer für Warmwasser ausreichenden Vorlauftemperatur entsprechen
$\Omega_u$	Menge der Klassifizierungsstufen $u$ des Umgebungsfaktors

## Parameter

$a_g^G$	Energieaggregator, der Gebot $g$ im lokalen Markt abgibt
$C_b^{BS}$	Kapazität von Haushalts-Batteriespeicher $b$
$\overline{C}_n^{EV}$	Zulässige Obergrenze für den Speicherstand des batterieelektrischen Fahrzeuges $n$
$\underline{C}_n^{EV}$	Zulässige Untergrenze für den Speicherstand des batterieelektrischen Fahrzeuges $n$
$C_h^H$	Wärmekapazität eines Haushaltes $h$
$C_h^{HS}$	Wärmekapazität des Puffer-Wärmespeichers eines Haushaltes $h$
$COPE_h^n$	Nominaler Coefficient of Performance der Wärmepumpe eines Haushaltes $h$
$e_{u,a,p}^{+1}$	Beste Strategie für den Standardtag mit Umgebungsfaktor $u$ , Speicheranfangsbeständen $a$ und Prognose $p$ des Umgebungsfaktors am Folgetag

$e_{u,a,p1,p2}^{+2}$	Beste Strategie für den Standardtag mit Umgebungsfaktor $u$ , Speicheranfangsbeständen $a$ und Prognoses $p1$ und $p2$ des Umgebungsfaktors an beiden Folgetagen
$E_{h,t}^E$	Prognose des Betreibers des lokalen Energiemarktes über die Energieerzeugung eines Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$
$E_g^G$	Gebotene Energiemenge eines Gebotes $g$ im lokalen Markt
$E_{h,t}^L$	Prognose des Betreibers des lokalen Energiemarktes über die Last eines Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$
$F_{t,y}^K$	Positiver oder negativer Beitrag zur Bestimmung des Kaufpreises im lokalen Markt in Zeitschritt $t$ in Iteration $y$
$F_{t,y}^V$	Positiver oder negativer Beitrag zur Bestimmung des Verkaufspreises im lokalen Markt in Zeitschritt $t$ in Iteration $y$
$f^{IH}$	Energiehandelsgebühren im internen Handel
$f^{LM}$	Energiehandelsgebühren im lokalen Markt
$f^{WS}$	Energiehandelsgebühren an der Strombörse
$h_g^G$	Haushalt, für den Gebot $g$ im lokalen Markt gilt
$k_{h,t}^{vent}$	Ventilationsverlustkoeffizient des Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$
$kA_h$	Wärmeübergangskoeffizient zwischen Haushalt $h$ und dem zugehörigen Puffer-Wärmespeicher
$kA_h^K$	Kühlungs-Wärmeübergangskoeffizient des Haushaltes $h$
$\bar{P}_b^{BS}$	Maximale elektrische (Ent-)Ladeleistung von Haushalts-Batteriespeicher $b$
$P_{h,i}^{fix}$	Vorgeschriebene Stufe der elektrischen Betriebsleistung der Wärmepumpe eines Haushaltes $h$ im Betriebszustand $i$ im Heizmodus
$P_{h,i,j}^{fix}$	Vorgeschriebene Stufe der elektrischen Betriebsleistung der Wärmepumpe eines Haushaltes $h$ im Betriebszustand $i, j$ im Kühlmodus
$P_{h,t}^{GL}$	Elektrische Grundlast eines Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$
$\bar{P}_h^{HR}$	Maximale elektrische Betriebsleistung des Heizstabes eines Haushaltes $h$
$\bar{P}_n^{EV}$	Maximale elektrische (Ent-)Ladeleistung des batterieelektrischen Fahrzeuges $n$
$\bar{P}_{h,t}^K$	Obergrenze für den Energiekauf eines Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$ in elektrischer Leistung

$P_{h,t}^{PV}$	Von der PV-Anlage eines Haushaltes $h$ erzeugte elektrische Leistung im Zeitschritt $t$
$\bar{P}_{h,t}^V$	Obergrenze für den Energieverkauf eines Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$ in elektrischer Leistung
$\bar{Q}_{h,i}$	Obergrenze des Wärmestromintervalls $i$ der Wärmepumpe eines Haushaltes $h$
$\underline{Q}_{h,i}$	Untergrenze des Wärmestromintervalls $i$ der Wärmepumpe eines Haushaltes $h$
$\dot{Q}_{h,i,j}^{fix}$	Vorgeschriebener Wärmestrom, den die Wärmepumpe eines Haushaltes $h$ im Betriebszustand $i, j$ erzeugt
$\dot{Q}_{h,t}^{sol}$	Durch Sonneneinstrahlung zugeführter Wärmestrom zum Haushalt $h$ im Zeitschritt $t$
$\dot{Q}_{h,t}^{ST}$	Erzeugter Wärmestrom der Solarthermie-Anlage eines Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$
$Q_{h,t}^{WW}$	Benötigte Energie zur Deckung des Warmwasserbedarfes von Haushalt $h$ im Zeitschritt $t$
$SOC_b^{BS,0}$	Gespeicherte Energie im Haushalts-Batteriespeicher $b$ zu Beginn des ersten Zeitschrittes $t_0$
$\underline{SOC}_b^{BS,Ende}$	Mindestmenge gespeicherter Energie im Haushalts-Batteriespeicher $b$ im letzten Zeitschritt $t_{max}$
$SOC_n^{EV,0}$	Gespeicherte Energie im batterieelektrischen Fahrzeug $n$ zu Beginn des ersten Zeitschrittes $t_0$
$\underline{SOC}_n^{EV,Ende}$	Mindestmenge gespeicherter Energie im batterieelektrischen Fahrzeug $n$ im letzten Zeitschritt $t_{max}$
$t_g^G$	Zeitschritt, für den Gebot $g$ im lokalen Markt gilt
$UA_h^H$	Wärmedurchgangskoeffizient zwischen Haushalt $h$ und der Umgebung
$UA_h^{HS}$	Wärmedurchgangskoeffizient zwischen dem Puffer-Wärmespeicher und Haushalt $h$
$V_{n,t}^{EV}$	Energieverbrauch infolge des Fahrbedarfs des batterieelektrischen Fahrzeuges $n$ im Zeitschritt $t$
$Y$	Anzahl der Iterationen des Lokalen Energiemarktes im Day-Ahead-Prozess
$\alpha$	Skalierungsfaktor für die iterative Neubestimmung der lokalen Energiepreise

$\alpha_0$	Skalierungsfaktor für die initiale Bestimmung der lokalen Energiepreise
$\beta_b^{BS}$	Anteil der (Ent-)Ladeleistung eines Haushalt-Batteriespeichers $b$ , der in Form von Wärme im Haushalt verbleibt
$\beta_h^{WW}$	Anteil der Wärmeenergie zur Deckung Warmwasserbedarfes, der im Haushalt $h$ erhalten bleibt
$\beta_d^{ZFL}$	Anteil der elektrischen Betriebsleistung eines zeitlich flexiblen Haushaltsgroßgerätes $d$ , der in Form von Wärme im Haushalt verbleibt
$\Gamma_{h,t}^{HP}$	Binärer Parameter zur (De-)Aktivierung der Möglichkeit des Betriebs der Wärmepumpe eines Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$
$\Gamma_t^{IH}$	Binärer Parameter zur (De-)Aktivierung der Möglichkeit des internen Handels im Zeitschritt $t$
$\Gamma_t^{LM}$	Binärer Parameter zur (De-)Aktivierung der Möglichkeit des Handels im lokalen Markt im Zeitschritt $t$
$\gamma_g^G$	Binärer Parameter, der angibt ob ein Gebot $g$ im lokalen Markt ein Kauf- oder Verkaufsgebot ist
$\Delta E_{t,y}$	Energiebedarf oder -überschuss eines lokalen Stromnetzes im Zeitschritt $t$ in Iteration $y$
$\Delta E_{t,y}^{Rest}$	Energiebedarf oder -überschuss eines lokalen Stromnetzes im Zeitschritt $t$ in Iteration $y$ , der nicht durch lokale Handelsgebote abgedeckt wird
$\Delta f$	Differenz der Energiehandelsgebühren zwischen der Strombörse und dem lokalen Energiemarkt
$\Delta t$	Zeitschrittweite
$\Delta t^{th}$	Zeitschrittweite für den Betrieb thermischer Systeme
$\overline{\Delta \vartheta}_{h,j}$	Obergrenze des Intervalles $j$ für die Differenz der Vorlauftemperatur der Wärmepumpe eines Haushaltes $h$ und der Umgebungstemperatur
$\Delta \vartheta_{h,j}^m$	Mittelwert des Temperaturdifferenzintervalles $j$ der Wärmepumpe eines Haushaltes $h$
$\eta_b^{BS}$	Wirkungsgrad von Haushalts-Batteriespeicher $b$
$\eta_h^{HR}$	Wirkungsgrad des Heizstabes eines Haushaltes $h$
$\eta_n^{EV}$	Wirkungsgrad des batterieelektrischen Fahrzeuges $n$
$\Theta$	Hinreichend hohe Temperatur

$\bar{\theta}_h$	Vorlaufstemperaturmaximum von Haushalt $h$ im Heizmodus
$\underline{\theta}_h$	Vorlaufstemperaturminimum von Haushalt $h$ im Kühlmodus
$\vartheta_{h,t}$	Umgebungstemperatur bei Haushalt $h$ im Zeitschritt $t$
$\bar{\vartheta}_{h,t}^H$	Obergrenze für die Haushaltstemperatur eines Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$
$\underline{\vartheta}_{h,t}^H$	Untergrenze für die Haushaltstemperatur eines Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$
$\underline{\vartheta}_h^{H,Ende}$	Temperaturuntergrenze eines Haushaltes $h$ am Ende des letzten Zeitschrittes
$\vartheta_h^{H,0}$	Anfangstemperatur des Haushaltes $h$
$\bar{\vartheta}_h^{HS}$	Maximaltemperatur des Puffer-Wärmespeichers eines Haushaltes $h$
$\underline{\vartheta}_h^{HS}$	Minimaltemperatur des Puffer-Wärmespeichers eines Haushaltes $h$
$\vartheta_h^{HS,0}$	Anfangstemperatur des Puffer-Wärmespeichers eines Haushaltes $h$
$\underline{\vartheta}_h^{HS,Ende}$	Temperaturuntergrenze des Puffer-Wärmespeichers eines Haushaltes $h$ am Ende des letzten Zeitschrittes
$\bar{\vartheta}_h^K$	Temperaturobergrenze des Komfort-Zeitfensters eines Haushaltes $h$
$\underline{\vartheta}_h^K$	Temperaturuntergrenze des Komfort-Zeitfensters eines Haushaltes $h$
$\lambda_g^G$	Gebotener Energiepreis eines Gebotes $g$ im lokalen Markt
$\lambda_{t,y}^{LM,K}$	Energiekaufpreis im lokalen Markt im Zeitschritt $t$ in Iteration $y$
$\lambda_{t,y}^{LM,V}$	Energieverkaufspreis im lokalen Markt im Zeitschritt $t$ in Iteration $y$
$\lambda_{t,y}^{LM,max}$	Obergrenze des Energiepreis im lokalen Markt im Zeitschritt $t$ in Iteration $y$
$\lambda_{t,y}^{LM,min}$	Untergrenze des Energiepreis im lokalen Markt im Zeitschritt $t$ in Iteration $y$
$\lambda_t^{WS}$	Energiepreis an der Strombörse im Zeitschritt $t$
$\Pi^{th}$	Anzahl der Zeitschritte pro Zeitschritt für den Betrieb thermischer Systeme
$\rho_{d,\tau}^{ZFL}$	Erforderliche elektrische Leistung eines zeitlich flexiblen Haushaltsgroßgerätes $d$ in Betriebsphase $\tau$

$\psi_{u,a,e}$	Erwarteter Haushaltshandelsüberschuss des Standardtages mit Umgebungsfaktor $u$ , Speicheranfangsbeständen $a$ und Mindestendbeständen $e$
$\Psi_{u,a,e,p}^{+1}$	Erwarteter Haushaltshandelsüberschuss des Standardtages mit Umgebungsfaktor $u$ , Speicheranfangsbeständen $a$ , Mindestendbeständen $e$ und Prognose $p$ des Umgebungsfaktors am Folgetag
$\Psi_{u,a,e,p1,p2}^{+2}$	Erwarteter Haushaltshandelsüberschuss des Standardtages mit Umgebungsfaktor $u$ , Speicheranfangsbeständen $a$ , Mindestendbeständen $e$ und Prognosen $p1$ und $p2$ des Umgebungsfaktors an beiden Folgetagen

## Variablen

$P_{b,t}^{BS+}$	Elektrische Leistung, mit der Haushalts-Batteriespeicher $b$ im Zeitschritt $t$ geladen wird
$P_{b,t}^{BS-}$	Elektrische Leistung, mit der Haushalts-Batteriespeicher $b$ im Zeitschritt $t$ entladen wird
$P_{n,t}^{EV+}$	Elektrische Leistung, mit der Batterieelektrisches Fahrzeug $n$ im Zeitschritt $t$ geladen wird
$P_{n,t}^{EV-}$	Elektrische Leistung, mit der Batterieelektrisches Fahrzeug $n$ im Zeitschritt $t$ entladen wird
$P_{h,t}^{HP}$	Elektrische Betriebsleistung der Wärmepumpe des Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$
$P_{h,t}^{HR}$	Elektrische Betriebsleistung des Heizstabes eines Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$
$P_{h,t}^{IH,K}$	Intern gekaufte elektrische Leistung des Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$
$P_{h,t}^{IH,V}$	Intern verkaufte elektrische Leistung des Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$
$P_{h,t}^{LM,K}$	Im lokalen Markt gekaufte elektrische Leistung des Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$
$P_{h,t}^{LM,V}$	Im lokalen Markt verkaufte elektrische Leistung des Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$
$P_{h,t}^{PV-}$	Abgeregelte Leistung der PV-Anlage eines Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$

$P_{h,t}^{WS,K}$	An der Strombörse gekaufte elektrische Leistung des Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$
$P_{h,t}^{WS,V}$	An der Strombörse verkaufte elektrische Leistung des Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$
$P_{d,t}^{ZFL}$	Elektrische Leistung eines zeitlichen flexiblen Haushaltsgroßgerätes $d$ im Zeitschritt $t$
$\dot{Q}_{h,t}^H$	Wärmestrom des Puffer-Wärmespeichers des Haushaltes $h$ zum Haushalt im Zeitschritt $t$
$\dot{Q}_{h,t}^{HP}$	Erzeugter Wärmestrom der Wärmepumpe des Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$
$SOC_{b,t}^{BS}$	Gespeicherte Energie im Haushalts-Batteriespeicher $b$ am Ende des Zeitschrittes $t$
$SOC_{n,t}^{EV}$	Gespeicherte Energie im Batterieelektrischen Fahrzeug $n$ am Ende des Zeitschrittes $t$
$\varepsilon_{v,k}$	Lokale Handelsmenge bei erfolgreichem Matching eines Verkaufsgebotes $v$ und eines Kaufgebotes $k$
$\gamma_{b,t}^{BS+}$	Binärvariable zur (De-)Aktivierung der Möglichkeit des Ladens von Haushalts-Batteriespeicher $b$ im Zeitschritt $t$
$\gamma_{b,t}^{BS-}$	Binärvariable zur (De-)Aktivierung der Möglichkeit des Entadens von Haushalts-Batteriespeicher $b$ im Zeitschritt $t$
$\gamma_{n,t}^{EV+}$	Binärvariable zur (De-)Aktivierung der Möglichkeit des Ladens des Batterieelektrischen Fahrzeuges $n$ im Zeitschritt $t$
$\gamma_{n,t}^{EV-}$	Binärvariable zur (De-)Aktivierung der Möglichkeit des Entadens des Batterieelektrischen Fahrzeuges $n$ im Zeitschritt $t$
$\gamma_{h,t,i,j}^{HP}$	Binärvariable zur (De-)Aktivierung von Betriebszustand $i, j$ der Wärmepumpe eines Haushaltes $h$ im Zeitschritt $t$
$\gamma_{h,t}^{K/V}$	Binärvariable, die festlegt, ob ein Haushalt $h$ im Zeitschritt $t$ als Käufer (Wert 1) oder als Verkäufer (Wert 0) am Energiemarkt aktiv ist
$\gamma_{d,t,\tau}^{ZFL}$	Binärvariable zur Zuordnung von Betriebsphase $\tau$ zu Zeitschritt $t$ für ein zeitlich flexibles Haushaltsgroßgerät $d$
$\vartheta_{h,t}^H$	Haushaltstemperatur von Haushalt $h$ am Ende des Zeitschrittes $t$
$\vartheta_{h,t}^{HS}$	Temperatur des Puffer-Wärmespeichers des Haushaltes $h$ am Ende von Zeitschritt $t$

$\vartheta_{h,t}^{Puffer}$

Temperaturpuffer für den Fall einer Haushaltstemperatur unterhalb der Minimalvorlauftemperatur der Wärmepumpe eines Haushaltes  $h$  im Zeitschritt  $t$

$\vartheta_{h,t}^V$

Vorlauftemperatur der Wärmepumpe eines Haushaltes  $h$  im Zeitschritt  $t$  im Kühlbetrieb

$\lambda_g^M$

Realisierter Handelspreis eines Gebotes  $g$  im lokalen Markt



# 1 Einleitung

Energiesysteme unterliegen einem langfristigen Wandel, der von vier grundlegenden Trends geprägt wird: der Zunahme regenerativer Energiequellen, der Dezentralisierung, der Digitalisierung, sowie der Sektorenkopplung [58]. Im Rahmen dieser Entwicklungen wird das Konzept von Energieaggregatoren (EAs) in der Forschung als Möglichkeit zur Bewältigung der entstehenden Herausforderungen und zur Nutzung der sich bietenden Chancen diskutiert [69]. Ein EA betreibt zentralisiertes Energiemanagement für eine Menge von Haushalten mit dezentralen Energieressourcen und handelt stellvertretend für diese an Energiemärkten, um auf diese Weise Synergien zu heben. Basierend auf Modellierungen aus der Literatur wird in dieser Arbeit ein neues gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell entwickelt, welches das Energiemanagement von EAs abbildet. Das Energieaggregator-Modell (EAM) zeichnet sich zum Einen dadurch aus, dass es einen ganzheitlichen Ansatz darstellt und verschiedenartige Energieressourcen sowie den Handel an drei verschiedenen Arten von Energiemärkten integriert. Zum Anderen werden die jeweiligen spezifischen Einsatzrestriktionen der Energieressourcen in einem hohen Detailgrad berücksichtigt. Die Entwicklung eines solchen ganzheitlichen und zugleich differenzierten Modells stellt eine Forschungslücke dar, die in dieser Arbeit adressiert wird.

Der zweite Schwerpunkt dieser Arbeit liegt im Bereich lokaler Energiemärkte. Vor dem Hintergrund der Dezentralisierung der Energiesysteme, sowie der Schwierigkeiten im Umgang mit der Intermittenz regenerativer Energiequellen, gewinnt lokaler Energiehandel zunehmend an Relevanz [27], [116]. So erfolgt in dieser Arbeit die Entwicklung eines konzeptuellen Prozesses, der beschreibt, wie ein lokaler Day-Ahead-Markt funktioniert, in dem EAs untereinander Energie handeln können, und wie die entsprechenden Marktmechanismen zu gestalten sind. Die Gestaltung dieses Prozesses zielt darauf ab, möglichst viel lokalen Handel zu realisieren, und bietet zudem die Möglichkeit von systemdienlichen Markteingriffen.

In der vorliegenden Arbeit erfolgt in Kapitel 2 zunächst eine Einführung in die Rolle von EAs im Kontext zukünftiger Energiesysteme. Dazu werden die vorherrschenden

Trends erläutert, welche die Rahmenbedingungen für das Konzept von EAs darstellen. Zudem werden die Funktionen von EAs im Allgemeinen erklärt, bevor auf den Stand der Forschung bezüglich bestehender Ansätze zur Modellierung und Optimierung von EAs eingegangen wird und eine Abgrenzung von diesen Arbeiten erfolgt. In Kapitel 3 wird das EAM zunächst in allgemeiner Form eingeführt und im Weiteren im Detail erklärt. Kapitel 4 beinhaltet die Entwicklung des lokalen Day-Ahead-Prozesses und des Modells eines lokalen Marktes (LMM), welches für die Anwendung des Prozesses benötigt wird. Darauf folgt in Kapitel 5 die Einführung einer Fallstudie, die als Anwendungsbeispiel für das EAM dient. Im Weiteren werden in Kapitel 6 Ergebnisse aus der Anwendung der Fallstudie präsentiert. Im ersten Teil liegt der Fokus auf der Verifizierung und Validierung des EAM. Es folgen weitere Analysen in zwei Unterkapiteln, die jeweils spezifische Aspekte in der Anwendung des EAM in den Fokus setzen, nämlich die vorausschauende Nutzung von Energiespeichern, sowie den Aspekt der Fairness zwischen Haushalten. Kapitel 7 beinhaltet weitere Analyseergebnisse, jedoch aus der Anwendung des in Kapitel 4 vorgestellten lokalen Day-Ahead-Prozesses auf die Fallstudie. Zunächst wird die allgemeine Wirksamkeit des lokalen Marktes diskutiert, bevor die Möglichkeit gezielter Eingriffe in einen solchen Markt vertieft wird. Abschließend folgt in Kapitel 8 ein Fazit, das die wichtigsten Erkenntnisse aus dieser Arbeit zusammenfasst und auf Limitationen sowie Ausblicke auf mögliche auf dieser Arbeit aufbauende Forschungsfragen gibt.

## **2 Energieaggregatoren als Akteure in zukünftigen Energiesystemen**

In diesem Kapitel wird das der Arbeit zugrundeliegende Konzept von EAs unter Bezugnahme auf bestehende wissenschaftliche Literatur vorgestellt und die Relevanz des Themas im Kontext der aktuellen und zukünftig zu erwartenden Entwicklungen von Energiesystemen erläutert. Dazu wird zunächst eine Übersicht dieser Entwicklungen und der dazugehörigen Systemziele ausgearbeitet und im Zuge dessen die Rolle von EAs dargestellt und ein Überblick zu Energiemärkten gegeben. Im Weiteren erfolgt eine Einordnung in den Stand der Forschung zu Konzepten und Methoden zur Betriebsoptimierung in Energiesystemen.

### **2.1 Aktuelle Entwicklungen von Energiesystemen**

In diesem Abschnitt werden zunächst allgemein vier maßgebende Trends in Energiesystemen diskutiert, bevor vor diesem Hintergrund das energiepolitische Zieldreieck eingeführt wird. Darauf folgt die Vorstellung des Konzeptes von EAs als Bestandteil von Energiesystemen mit den zuvor genannten Rahmenbedingungen und Zielstellungen. Das Unterkapitel wird abgeschlossen mit einer Übersicht zu verschiedenen Formen von Energiemärkten und einer Einordnung deren Relevanz im Kontext von EAs.

#### **2.1.1 Relevante Trends**

Angetrieben von den globalen Entwicklungen des Klimawandels befinden sich auch die bestehenden Energiesysteme, d.h. die Gesamtheit aus Energienetzen, sowie industriellen und privaten Energieerzeugern und -verbrauchern, in einem Wandlungsprozess [58], [107]. Dieser Wandel lässt sich in vier elementare Trends klassifizieren: die Zunahme des Anteils regenerativer Energien, die Dezentralisierung der Systeme, die Digitalisierung und die Sektorenkopplung [31]. Alle vier Trends zeichnen sich auf der einen Seite durch Chancen und neue Lösungen aus und bringen auf der anderen Seite Risiken und Herausforderungen mit sich. Im Folgenden werden die genannten Trends jeweils

erläutert und diskutiert. Dabei wird zudem darauf eingegangen, dass es sich nicht um voneinander unabhängige Entwicklungen handelt, sondern um komplexe Phänomene mit verschiedenartigen Interdependenzen.

### **Zunahme des Anteils regenerativ erzeugter Energie**

Bedingt durch vielfältige umweltschädliche Auswirkungen der bisher vorwiegend genutzten fossilen Energiequellen rücken regenerative Energien zunehmend in den Fokus der Politik [28], [58], [60]. Initiativen wie das Pariser Klimaabkommen von 2015, mit dem sich 195 Staaten zur Verfolgung des 1,5-Grad-Zieles und der Erreichung von Klimaneutralität verpflichteten [132], verstärken diesen Trend. Im Gegensatz zu fossilen Rohstoffen, deren Verbrennung unter anderem durch den  $CO_2$ -Ausstoß schädliche Auswirkungen auf die Umwelt ausübt, stellt die Nutzung regenerativer Energien keinen Verbrauch limitierter Ressourcen dar und geht nicht mit schädlichen Emissionen einher [58]. Somit ist der Wandel hin zu regenerativen Energiequellen eng mit der Bewältigung der Probleme des Klimawandels verbunden. Die wichtigsten regenerativen Quellen sind die Sonneneinstrahlung, die mithilfe von PV-Anlagen (Photovoltaik-Anlagen) zu nutzbarer Energie transformiert werden kann, sowie die Windenergie [57]. Zudem stellen Solarthermie (Nutzung der Wärmeenergie der Sonneneinstrahlung), Hydroenergie (Wasserkraft), Bioenergie (Verbrennung von Biomasse) und Geothermie (Nutzung der Erdwärme) weitere Arten regenerativer Energie dar, deren zukünftige Relevanz jedoch im Vergleich zur Solar- und Windenergie aufgrund kleiner Anteile an der Gesamtenergieerzeugung als gering prognostiziert wird [40], [57]. Die Nutzung solcher, aus menschlicher Sicht, unerschöpflicher Energiequellen hat jedoch auch Nachteile. Die Erzeugung liegt nicht in menschlicher Hand, sondern ist abhängig von unbeeinflussbaren Umweltphänomenen wie Sonneneinstrahlung und Wind. Die daraus resultierende Intermittenz, d.h. die unsichere, schwankende Verfügbarkeit von regenerativen Energien, stellt eine große Herausforderung dar, da eine resiliente Bereitstellung von Energie in fast allen Bereichen von hoher gesellschaftlicher und wirtschaftlicher Bedeutung ist [47], [56], [107]. Da ein in Zeiten schwacher Sonneneinstrahlung oder schwachen Windes eintretender Mangel an nutzbarer Energie nicht tragbar wäre, erfordert ein vollständig regeneratives Energiesystem große Speicherkapazitäten, um zeitweilig überschüssige Energie flexibel auch zu Zeiten eines Erzeugungsmangels nutzen zu können [31], [128]. Eine weitere Herausforderung liegt zudem in möglichen Leitungsüberlastungen in Zeiten hoher regenerativer Energieerzeugung, die die Stabilität und Resilienz von Stromnetzen beeinträchtigen können [125].

## Dezentralisierung

Ein weiterer Trend, der die Struktur und den Betrieb zukünftiger Energiesysteme stark beeinflussen wird, ist die Dezentralisierung [31], [51]. Dies bedeutet, dass es aufseiten der großen Zahl von Haushalten einen Wandel von passiven Verbrauchern mit inflexiblen Lasten hin zu aktiven Teilnehmern des Energiesystems gibt [59]. Solche sogenannten Prosumer, die gleichzeitig Produzenten (producers) mit eigenen Erzeugungsanlagen und Konsumenten (consumers) sind, werden zu wichtigen Akteuren, die in Summe durch eine Vielzahl dezentraler Erzeugungsanlagen einen maßgeblichen Anteil der systemischen Energieerzeugung beisteuern [37]. Insbesondere spielen dabei PV- und Solarthermie-Anlagen eine Rolle, die technologisch gut bei privaten Haushalten zu installieren sind und auch in einer solchen Größenordnung wirtschaftlich sinnvoll sein können [41]. Zudem werden im Rahmen des Demand-Side Managements mögliche Flexibilitäten im Verbrauch der Prosumer-Haushalte zum Betrachtungsgegenstand, um einen wirtschaftlichen Nutzen für die Haushalte zu erbringen, indem der Verbrauch an zeitliche Veränderungen von Energiepreisen angepasst wird; darüber hinaus können dezentrale Flexibilitäten durch die Beeinflussung entsprechender Anreizsysteme genutzt werden, um zu einem resilienteren Netzbetrieb beizutragen [49]. Einerseits zeichnet sich ein solch dezentrales Energiesystem durch eine hohe Flexibilität aus, die ein effizientes Energiemanagement ermöglicht, andererseits resultiert dies in einer deutlich erhöhten Systemkomplexität, die angemessene Konzepte und Methoden erfordert, um die Möglichkeiten eines effizienten Energiemanagements tatsächlich zu realisieren [94], [114]. Eine weitere Herausforderung in der effizienten Nutzung dezentralisierter Energieressourcen stellt dabei dar, dass eine große Zahl kleiner Systemakteure, die jeweils aus Systemsicht vernachlässigbar kleine Energiemengen produzieren und konsumieren, die Anbindung der Ressourcen an Energiemärkte erschwert [48]. Dementsprechend bedarf es geeigneter Konzepte, die diesem Umstand Rechnung tragen.

Der Trend zu dezentralen Prosumern ist eng mit den drei anderen genannten Trends verwoben. Wie oben bereits thematisiert, ist dezentrale Kleinerzeugung nur auf Grundlage regenerativer Energien möglich [41]. Die technologischen Möglichkeiten der Digitalisierung liefern die Grundlage, um Energiemanagement mit dem Komplexitätsgrad eines dezentralisierten Energiesystems betreiben und in kurzer Zeit eine Vielzahl von Entscheidungen mithilfe intelligenter Datenverarbeitung treffen zu können [78], [84]. Zudem findet auf Basis der P2H-Technologien (Power-to-Heat-Technologien) eine dezentralisierte Sektorenkopplung statt. Dies bedeutet, dass innerhalb einzelner Haushalte das dortige elektrische und thermische System aneinander gekoppelt werden, indem elektrische

Energie zum Betrieb des Wärmesystems verwendet wird. Solche Wärmesysteme weisen in ihrem Betrieb eine hohe Flexibilität auf, die an andere flexible elektrische Ressourcen gekoppelt wird [103]. Ein weiterer Aspekt der dezentralisierten Sektorenkopplung besteht in der zunehmenden Verbreitung von batterieelektrischen Fahrzeugen (EVs für Electric Vehicles), die den Haushaltsbedarf nach elektrischer Energie stark erhöhen und deren Batteriespeicher zusätzliche dezentrale Flexibilität bereitstellen [129].

### **Digitalisierung**

Der Trend der zunehmenden Digitalisierung geht weit über Energiesysteme hinaus, aber er hat auch in diesem Bereich einen starken Einfluss [31]. Moderne Informations- und Kommunikationstechnologien spielen eine zentrale Rolle, um effizientes Energiemanagement zu betreiben. Insbesondere vor dem Hintergrund der Dezentralisierung sind entsprechende Technologien notwendig, um große Datenmengen effizient und intelligent verarbeiten zu können und um eine große Zahl von Akteuren miteinander informationstechnisch zu vernetzen [78], [84]. Solche digital vernetzten Energiesysteme werden als Smart Grids bezeichnet [6]. Das Konzept von Smart Grids ist insbesondere von Bedeutung, da der Betrieb einer Vielzahl verteilter Energieressourcen aufeinander abgestimmt werden muss und übergeordnete Akteure wie Netz- und Marktbetreiber für einen stabilen Netzbetrieb ebenfalls einbezogen werden müssen [53]. Die Herausforderung des Umgangs mit der Intermittenz regenerativer Energieerzeugung und der daraus folgenden Notwendigkeit großer Speicherkapazitäten trägt zu einer weiteren Erhöhung der Komplexität bei. Im Zuge der Verarbeitung großer Informationsmengen ergeben sich somit zusätzliche technologische Herausforderungen über die zugrundeliegenden Entscheidungsprobleme hinaus, deren Lösung angemessene Konzepte und Methoden erfordert [6], [69]. Ein elementarer technologischer Baustein für die Bewältigung dieser Probleme sind dabei Smart Meter, d.h. intelligente Messsysteme, die den Stromverbrauch eines Haushaltes erfassen und mit dessen Energieressourcen vernetzt werden können und damit die Grundlage für Smart Homes darstellen [67]. So ermöglicht die Anbindung eines Smart Meters dem jeweiligen Haushalt, alle energetisch relevanten Informationen digitalisiert zu bündeln, alle Energieressourcen zu zentralisieren und, angepasst an zeitlich variable Strompreise, anzusteuern, oder diese Steuerung sogar zu automatisieren bzw. einem ausgelagerten Akteur zu überlassen und mit anderen Haushalten vernetzt zu werden [119], [121].

## **Sektorenkopplung**

Im Rahmen der Sektorenkopplung lassen sich zwei grundlegende Entwicklungen beschreiben: die Kopplung der Sektoren Strom und Wärme auf der Grundlage von P2H-Systemen, sowie die Kopplung des Stromnetzes und des Mobilitätssektors durch eine Zunahme der Zahl von EVs [31], [103], [107], [129]. Beiden Entwicklungen liegt somit eine zunehmende Elektrifizierung des Energiesystems zugrunde. Dieser Trend hängt eng mit dem Trend zu regenerativen Energien zusammen, da die Sektoren Wärme und Mobilität durch elektrifizierte Energieressourcen wie Wärmepumpen und elektrische Antriebe auf der Grundlage regenerativ erzeugten Stromes ebenfalls einen Wandel weg von fossilen Energiequellen erfahren [7], [82]. Dies erhöht auf der einen Seite die Komplexität des Systems, da zusätzliche Interdependenzen zwischen Systemkomponenten entstehen, auf der anderen Seite bieten diese Interdependenzen jedoch auch Chancen, da die daraus entstehenden Flexibilitäten im Umgang mit intermittierender Energieerzeugung Potential für effizientes und resilientes Energiemanagement besitzen [96], [141]. Durch entsprechende Kopplungstechnologien, wie beispielsweise Wärmepumpen oder EVs, bieten sich zudem neue Möglichkeiten für Effizienzsteigerungen im Vergleich zu entkoppelten Energiesystemen [107]. Insbesondere die Kopplung von Strom und Wärme stellt dabei jedoch eine signifikante Komplexitätserhöhung dar, da nicht nur zusätzliche Arten von Energieressourcen in Energiemanagement-Entscheidungen einbezogen, sondern zusätzlich deren komplexe thermische Zusammenhänge in einem gemeinsamen System berücksichtigt werden müssen [71]. In diesem Kontext nimmt der Trend der zunehmenden Digitalisierung eine wichtige Funktion ein, da dadurch notwendige Voraussetzungen für den Betrieb eines solchen gekoppelten Energiesystems geschaffen werden können. So können durch Smart Home Technologien alle relevanten Komponenten einzelner Teilsysteme, wie beispielsweise Prosumer-Haushalte und deren Energieressourcen, miteinander vernetzt und in einen gemeinsamen, interdependenten Entscheidungsprozess einbezogen werden [84].

### **2.1.2 Das energiepolitische Zieldreieck**

Komplexe Energiesysteme befinden sich in einem Spannungsfeld verschiedener Zielstellungen. Ein verbreitetes Konzept zur Veranschaulichung dieses Spannungsfeldes ist das sogenannte energiepolitische Zieldreieck [115]. Dieses beschreibt drei grundlegende Ziele, die in der Gestaltung und im Betrieb eines Energiesystems zu berücksichtigen sind: Wirtschaftlichkeit, ökologische Nachhaltigkeit und Resilienz (vgl. Abbildung 2.1).

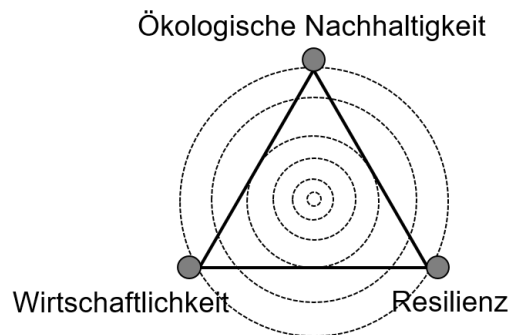


Abbildung 2.1: Das energiepolitische Zieldreieck (eigene Darstellung)

Das Ziel der ökologischen Nachhaltigkeit bzw. der Umweltverträglichkeit ist insbesondere vor dem Hintergrund des Klimawandels und der Ressourcenknappheit von hoher Bedeutung, da Energiesysteme global zu den größten diesbezüglichen Einflussfaktoren zählen [26], [68]. Das Ziel der ökologischen Nachhaltigkeit wird durch den Trend zu regenerativen Energiequellen in den Vordergrund gestellt, da diese im Gegensatz zu fossilen Energiequellen geringere ökologische Auswirkungen haben und klimaneutrale Energiesysteme ermöglichen [28], [58], [60]. Wichtige messbare Zielgrößen sind diesbezüglich beispielsweise die Menge der Treibhausgasemissionen, der Primärenergieverbrauch, der Anteil regenerativer Energien, sowie die Energie- und Netzeffizienz [51], [115].

Das Systemziel der Resilienz bezieht sich auf die permanente Versorgungssicherheit eines Energiesystems [66]. Dies schließt einerseits die grundsätzliche Leistungsfähigkeit und Verfügbarkeit eines Systems mit ein, und andererseits auch die Fähigkeit, schnell und effektiv Störfälle beheben zu können, ohne dass eine Beeinträchtigung der Energieversorgung eintritt [3], [66]. In diesem Rahmen gibt es verschiedene kritische Faktoren. So muss ein System zu jedem Zeitpunkt ausreichend Energie zur Verfügung haben, um den jeweiligen Bedarf zu decken [115]. Neben der Selbstversorgung auf Grundlage eigener Erzeugungs- und Speichereinrichtungen gibt es dabei die Möglichkeit des Fremdbezugs auf Energiemärkten. Darüber hinaus muss das Stromnetz in der Lage sein, die entsprechenden Stromflüsse zu leisten. So können beispielsweise zu hohe Stromflüsse zu Leitungsüberlastungen führen oder durch Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch Fluktuationen in der Netzfrequenz hervorrufen und somit einen Zusammenbruch eines (Teil-)Systems bewirken [106]. Im Kontext digitalisierter Energiesysteme wird zudem der Aspekt der Cybersicherheit zunehmend zu einem relevanten Faktor für die Resilienz [52]. Eine weitere Gefährdungsquelle sind Einflüsse durch extreme Wetterlagen, welche im Zuge des Klimawandels zunehmend an Relevanz gewinnen und

physischen Schaden an Systemkomponenten verursachen können mit dem Effekt, dass Leitungen oder Anlagen ausfallen [66]. Messbare Größen für das Ziel der Resilienz sind beispielsweise die Anzahl der Ausfallstunden für Verbraucher oder kritische Infrastruktur, oder Resilienz-Indizes zur Quantifizierung der Reaktionsfähigkeit eines Systems beim Auftritt von Störungen [51].

Zuletzt schreibt das Systemziel der Wirtschaftlichkeit vor, dass die Gestaltung und der Betrieb eines Energiesystems auch aus monetärer Perspektive betrachtet werden müssen [115]. Da die Schaffung der Systeminfrastruktur und auch der alltägliche Betrieb der Netze und Energieressourcen mit hohen Kosten verbunden sind, ist die Wirtschaftlichkeit sowohl bei strategischen als auch bei operativen Entscheidungen ein relevanter Faktor [85]. In diesem Zusammenhang wird auch ersichtlich, warum es sich beim energiepolitischen Zieldreieck um ein Spannungsfeld handelt, in dem alle drei Systemziele sich in einem Zielkonflikt befinden. Die Resilienz eines Energiesystems könnte beispielsweise durch eine gute Infrastruktur mit vielen Redundanzen, sowohl auf Netzseite, als auch hinsichtlich Erzeugungs- und Speicherkapazitäten, sichergestellt werden, jedoch ginge dies auf Kosten der Wirtschaftlichkeit [3]. Somit ist aus wirtschaftlicher Sicht eine effiziente Nutzung des Netzes und der verfügbaren Energieressourcen notwendig, um eine hohe Resilienz zu erreichen zu können, ohne in übermäßige Puffer und Redundanzen zu investieren. Ebenfalls besteht aufgrund der Intermittenz regenerativer Energien ein Zielkonflikt zwischen Resilienz und ökologischer Nachhaltigkeit [47], [56]. Kraftwerke auf Grundlage fossiler Energiequellen haben zusätzlich zu ihrer höheren Zuverlässigkeit zudem den Vorteil direkter Steuerbarkeit und somit höherer Flexibilität, jedoch steht die Nutzung fossiler Energiequellen im Konflikt zu dem ökologischen Ziel der Klimaneutralität. Außerdem steht die erhöhte Komplexität des Betriebs eines regenerativen Energiesystems und die Notwendigkeit großer Speicherkapazitäten im Widerspruch zur wirtschaftlichen Effizienz [8]. Aus diesem Spannungsfeld ergibt sich die Notwendigkeit, eine Positionierung innerhalb des energiepolitischen Zieldreiecks einzunehmen, die einen adäquaten Kompromiss zwischen allen drei Zielen darstellt.

### **2.1.3 Aufgaben und Funktionen von Energieaggregatoren**

Aus den im Unterkapitel 2.1.1 beschriebenen Trends ergeben sich aufgrund neuer und veränderter Chancen und Herausforderungen neue Problemstellungen, die im Betrieb zukünftiger Energiesysteme unter Berücksichtigung des energiepolitischen Zieldreiecks gemäß Unterkapitel 2.1.2 zu bewältigen sind. Dies wirkt sich auf die Rollen und Funktionen der verschiedenen Akteure eines Systems aus. Insbesondere aufseiten der privaten

Haushalte und im Zuge des Wandels von passiven Verbrauchern zu Prosumern findet in der bisherigen Forschung das Konzept von EAs viel Beachtung [17], [69], [86]. Dabei stellen EAs eine neue Art von Systemakteuren dar, die die komplexe Aufgabe des Energiemanagements von Haushalten übernehmen. Ein zentraler Aspekt des Konzeptes ist, dass dies nicht für die einzelnen Haushalte isoliert und unabhängig voneinander durchgeführt wird, sondern dass eine Vielzahl von Haushalten in aggregierter Form gemanagt und somit der dezentralen Systemstruktur mit zentralisierten Entscheidungsprozessen entgegengewirkt wird [69]. Auf diese Weise können eine Vielzahl kleiner Erzeugungsanlagen im Sinne eines virtuellen Kraftwerkes zusammengeschlossen werden [148]. Gleichzeitig können zudem die flexiblen und inflexiblen Verbrauchsbedarfe, sowie flexible Energieressourcen wie Speicher im Rahmen des Demand-Side Managements berücksichtigt werden [49]. Die Aggregation einer Vielzahl von Haushalten ist dabei jedoch nicht nur als zentralisiertes Management zu betrachten, sondern sie bewirkt gleichzeitig eine Vernetzung der einzelnen Akteure. So werden bei den Entscheidungen, die ein EA stellvertretend für die Haushalte trifft, diese nicht als isolierte Akteure, sondern als integraler Bestandteil eines Gesamtsystems betrachtet, wodurch aus der aggregierten Menge von Haushalten eine Energiegemeinschaft wird, wie sie von der Europäischen Kommission politisch angestrebt werden [21], [29], [30]. Somit ist ein EA aus Systemsicht als großer Prosumer zu betrachten, der eine aggregierte Grundlast, einen aggregierten Verbrauch, sowie eine aggregierte Flexibilität aufweist und mit diesen Eigenschaften als eigenständiger Akteur an Energiemärkten handeln kann [69]. Somit kann, stellvertretend durch einen EA, einer Vielzahl kleiner Prosumer der Zugang zu Energiemärkten ermöglicht werden, was für sie als eigenständige Akteure hohen regulatorischen und praktischen Hürden unterliegen würde [122].

Vor diesem Hintergrund lässt sich die Aufgabe des Energiemanagements für einen EA in mehrere Teilaufgaben differenzieren, die jedoch interdependent zu bewältigen sind. Zu beachten ist dabei, dass es sich beim Energiemanagement um eine kontinuierliche Aufgabe handelt, die sowohl vorausschauende Planung als auch Anpassungen in Echtzeit beinhaltet. Dies lässt sich durch die Unterscheidung in die Day-Ahead-Planung und den Intraday-Betrieb beschreiben [69]. In der Day-Ahead-Planung wird eine Vorausplanung eines vollständigen 24-Stunden-Tages an dessen Vortag auf der Grundlage von Prognosen durchgeführt. Im Intraday-Betrieb wird im Laufe eines Tages kontinuierlich auf Abweichungen zur vortägig abgeschlossenen Day-Ahead-Planung reagiert. Die verschiedenen Teilaufgaben des Energiemanagements, die dabei jeweils zu bewältigen sind, lassen sich wie folgt kategorisieren:

- Sicherstellung der Versorgung der Grundlast der aggregierten Haushalte [86]
- Entscheidung über den Betriebseinsatz sämtlicher dem EA zur Verfügung gestellten Energieressourcen [69]
- Entscheidung über Handel an Energiemärkten stellvertretend für die aggregierten Haushalte [69]
- Entscheidung über interne Handelsbeziehungen bzw. Energieaustausch zwischen aggregierten Haushalten [43], [86]

Eine zusammenfassende Übersicht der zentralen Aufgaben innerhalb des Energiemanagements ist in Abbildung 2.2 dargestellt. Im Rahmen dieses Entscheidungskomplexes, der technische Entscheidungen über den Einsatz von Energieressourcen an Marktentscheidungen koppelt, bietet sich für EAs und die zugehörigen Haushalte insbesondere ein wirtschaftliches Potential [14], [137]. Da es sich bei EAs sowie den Haushalten um einzelne Akteure handelt, kann deren Zielstellung nicht als kongruent mit den Systemzielen des energiepolitischen Zieldreiecks angenommen werden. So sind EAs als wirtschaftende Akteure zu betrachten, deren Dienstleistung für die Haushalte darin besteht, effizientes Energiemanagement zu betreiben, d.h. eine möglichst kostengünstige Stromversorgung bzw. einen möglichst profitablen Einsatz der vorhandenen Erzeugungs- und Speicheranlagen zu gewährleisten. Auf der anderen Seite hat das Energiemanagement der EAs jedoch auch das Potential dafür, Systemdienstleistungen wie das Engpassmanagement, die Vermeidung oder Behebung von Leitungsüberlastungen, Netzfrequenzregulierungen oder die flexible Bereitstellung von Reserveenergie zu erbringen [18], [87], [100], [126]. Um die Entscheidungen von EAs im Sinne solcher Systemdienstleistungen beeinflussen zu können, sind geeignete regulatorische Rahmenbedingungen und wirtschaftliche Anreizsysteme notwendig [1], [79]. Darauf wird im folgenden Unterkapitel zu Energiemärkten detaillierter eingegangen.

#### 2.1.4 Energiemärkte

Da Energiesysteme aus einer Vielzahl von Akteuren bestehen, die reine Energieproduzenten oder -konsumenten oder auch Prosumer sein können, ist ein vernetzter Energieaustausch mithilfe von Energiemärkten ein fundamentaler Systembestandteil [48]. Im heutigen deutschen Energiesystem lassen sich zwei grundsätzliche Handelsebenen unterscheiden. Auf der einen Seite gibt es den Börsenhandel, auf der anderen Seite den

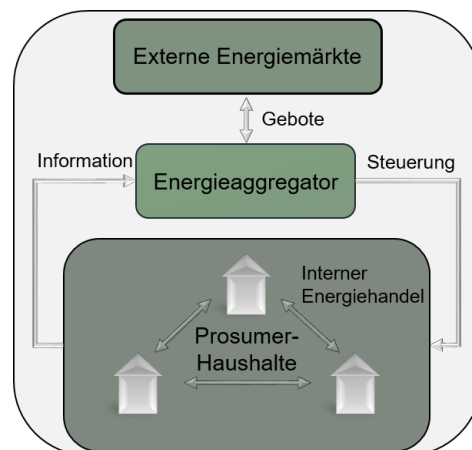


Abbildung 2.2: Aufgaben innerhalb des Energiemanagements (eigene Darstellung)

außerbörslichen Handel (auch Over-the-counter-Handel), bei dem eine unmittelbare Handelsbeziehung zwischen Erzeuger und Verbraucher hergestellt wird [2], [25]. Während an der Strombörse (WS für Wholesale Market) durch zentralisierte Marktmechanismen die Preise abhängig von Angebot und Nachfrage bestimmt werden, dienen diese Preise im Over-the-counter Handel lediglich als Orientierung bei freien Verhandlungsbeziehungen. So stellt es für den Großteil der privaten Haushalte im heutigen Energiesystem die Norm dar, außerbörsliche Verträge mit Stromlieferunternehmen zu schließen und dabei einen langfristig festen Energiepreis unabhängig von den Entwicklungen des Börsenpreises zu vereinbaren [11].

An der Strombörse lässt sich zwischen dem Spotmarkt und dem Terminmarkt unterscheiden. Im Terminmarkt werden langfristige Verträge von Zeiträumen bis zu sechs Jahren geschlossen, wohingegen im Spotmarkt kurzfristiger Handel maximal bis zu einem Tag im Voraus betrieben wird [2]. Im Spotmarkt kann wiederum differenziert werden zwischen dem Day-Ahead-Markt und dem Intraday-Markt. Im Day-Ahead-Markt wird Energie für den kompletten Zeitraum eines Tages bereits am Vortag gehandelt. Dazu gibt es eine festgelegte Deadline, bis zu der Day-Ahead-Handel betrieben werden kann. So ist es im deutschen Spotmarkt täglich bis 12 Uhr mittags möglich, Kauf- und Verkaufsgebote einzureichen [11]. Im Anschluss an diese Frist findet zentral die Preisbildung statt und die bestehenden Gebote werden dementsprechend angenommen oder abgelehnt. Im Intraday-Markt wird hingegen im Laufe eines Tages bis zu einer Frist von fünf Minuten vor Bereitstellung Energie für den Resttag gehandelt [11].

Parallel zum Börsen- und Over-the-counter-Handel gibt es zudem den Regelenergie-

markt. Regelenergie wird benötigt, um die Netzstabilität zu gewährleisten, wenn es Ungleichgewichte zwischen Erzeugung und Verbrauch eines Systems gibt [13]. Es wird zwischen positiver und negativer Regelenergie unterschieden. Zur Erbringung von positiver Regelenergie verpflichten sich Erzeuger, eine entsprechende Flexibilität ihrer Erzeugungsanlagen vorzuhalten, um im Bedarfsfall eines Verbrauchsüberschusses zusätzliche Energie ins Netz einzuspeisen. Im umgekehrten Fall der negativen Regelenergie verpflichten sich Verbraucher dazu, flexibel Energie aufzunehmen, um sie entweder zu verbrauchen oder einzuspeichern [13]. In beiden Fällen stellt das Vorhalten von Flexibilität für den jeweiligen Akteur eine Einschränkung von dessen Möglichkeiten dar, regulär Energie zu handeln. Dementsprechend wird Regelenergie im Allgemeinen mit Prämien vergütet, um Anreize zu schaffen [11]. Aufseiten von Bilanzkreisbetreibern, deren Aufgabe es ist, für ein stabiles, ausgeglichenes Netz innerhalb eines definierten Bilanzkreises zu sorgen, ist es dementsprechend aus wirtschaftlicher Perspektive erstrebenswert, den Bedarf nach Regelenergie zu minimieren. Die in Abschnitt 2.1.1 genannten Herausforderungen im Zuge zunehmend regenerativer, dezentralisierter Energiesysteme erschweren die Aufgabe von Bilanzkreisbetreibern, wodurch ein zunehmender Bedarf nach Flexibilität und Regelenergie entsteht, um Netzstabilität gewährleisten zu können [95]. In diesem Zuge ist anstelle von Regelenergiemärkten häufig von Flexibilitätsmärkten die Rede, welche ebenfalls dem Grundsatz folgen, die Flexibilität einzelner Akteure auf der Grundlage von monetären Anreizen einzusetzen [22], [93]. Im Gegensatz zu Regelenergiemärkten ist der Fokus von Flexibilitätsmärkten jedoch weiter gefasst, sodass die Flexibilität nicht nur zu netzdienlichen Zwecken abgerufen, sondern zwischen den Marktakteuren frei gehandelt werden kann, um auf diese Weise einen wirtschaftlich effizienteren Systembetrieb zu realisieren [105].

Aufgrund der in 2.1.1 beschriebenen Trends rückt zudem eine weitere Form von Energiemärkten in den Fokus von Wissenschaft und Praxis: sogenannte lokale Energiemärkte [27], [75], [116]. Solche Märkte entsprechen in ihrer grundsätzlichen Funktionsweise dem börslichen Energiehandel, aber sie unterliegen dabei einer stärkeren räumlichen Eingrenzung und weisen dementsprechend kleinere Handelsvolumina auf [77]. Dies bringt zwei vorteilhafte Aspekte mit sich. Zum Einen vereinfacht eine solche Marktstruktur die Einbindung kleinerer Marktakteure, die keine für den Großhandel ausreichenden Energiemengen handeln können [75]. Zum Anderen bieten lokale Märkte, die auf ein lokales, physisches Verteilnetz beschränkt sind, das Potential, dass die Vielzahl der in dem Netz vorhandenen dezentralen Energieressourcen mithilfe von Marktmechanismen zum resilienten Netzbetrieb genutzt werden können, indem gezielte Preisanreize gesetzt

werden, die lokalen Netzengpässen entgegenwirken [77]. Das Auftreten lokaler, äußerer Einflüsse, insbesondere die Wetterlage, kann starken Einfluss auf den Zustand eines Verteilnetzes haben. So kann es abhängig von Sonneneinstrahlung, Windstärke und Temperatur signifikante lokale Energieüberschüsse oder -defizite geben. In solchen Fällen ist ein flexibles Gegensteuern, beispielsweise die Einspeicherung überschüssig erzeugter Energie oder das Abrufen flexibler Lasten, von hoher Relevanz für die Netzstabilität [110]. Durch die Möglichkeit des Handels mit lokalen Preisen, die auf Grundlage des lokalen Angebots-/Nachfrageverhältnisses gebildet werden, entstehen monetäre Anreize, vorhandene Flexibilitäten entsprechend einzusetzen, da Energieüberschüsse im Allgemeinen zu hohen und Energiedefizite zu niedrigen lokalen Preisen führen [93]. Dies kann sogar noch einen Schritt weiter geführt werden, indem übergeordneten Instanzen wie Netzbetreibern oder Bilanzkreisbetreibern die Möglichkeit eingeräumt wird, gezielte monetäre Anreize anhand von Preissignalen zu setzen, um beispielsweise prognostizierten Engpässen oder Leitungsüberlastungen entgegenzuwirken [53]. Auf diese Weise kann der lokale Energiehandel dahingehend beeinflusst werden, dass Marktakteure im lokalen Markt Kauf- oder Verkaufsgebote einreichen, die dem Netz bei Zustandekommen des Handels dienlich sind [16].

Zusätzlich zu den Energiepreisen gibt es beim Energiehandel weitere Gebühren. Diese werden an die Endverbraucher weitergegeben und sind somit auf Käuferseite zu tragen [102]. Die Gebühren bestehen auf der einen Seite aus Netzentgelten und auf der anderen Seite aus staatlichen Steuern, Umlagen und Abgaben [25]. Im Rahmen dessen bieten sich Möglichkeiten, um in lokalen Märkten monetäre Anreize in Form reduzierter Energiehandelsgebühren zu setzen. Durch eine solche Subventionierung lokalen Energiehandels kann mit Blick auf das Gesamtsystem eine Positionierung innerhalb des energiepolitischen Zieldreiecks zugunsten einer höheren ökologischen Nachhaltigkeit und Resilienz vorgenommen werden, weil somit resilientes bzw. ökologisch nachhaltiges Verhalten der Marktakteure mit vorteilhaften Energiepreisen einhergeht. Da das Verhalten der Marktakteure das Ziel der Wirtschaftlichkeit stark priorisiert, wird auf diese Weise dafür gesorgt, dass das Streben nach profitabilem Energiehandel gleichzeitig zu einem systemdienlichen Verhalten führt. Aufseiten der Netzbetreiber und des Staates sinken durch geringere Energiehandelsgebühren die Einnahmen, jedoch kann bei geeigneter Gestaltung des Anreizsystems ein hoher Anteil an lokaler Nutzung regenerativer Energie und somit zudem eine geringere Beanspruchung des Stromnetzes realisiert werden. Voraussetzung für ein Anreizsystem auf der Grundlage reduzierter Gebühren ist eine Regulierungsverordnung für Netzbetreiber, die diesen eine entsprechende Zielausrich-

tung vorschreibt, innerhalb derer wirtschaftliche Effizienz anderen Zielen untergeordnet werden darf [10].

Eine weitere Art des Over-the-counter-Handels besteht in Form des internen Handels, den ein EA zwischen Haushalten initiiert, die von ihm gemanagt werden [86]. Dies stellt eine Möglichkeit des Energieaustausches innerhalb der Haushaltsgemeinschaft dar [43]. Dieser Handel läuft somit nicht über eine externe Marktplattform, sondern über den gemeinsamen EA, der entweder als Vermittler zwischen Haushalten fungieren kann oder autorisiert ist, im Rahmen seines Energiemanagements selbstständig Entscheidungen über internen Handel zwischen den aggregierten Haushalten zu treffen. Solche Handelsbeziehungen können insbesondere im Umgang mit einer Vielzahl dezentraler Energieressourcen von Relevanz sein, da ein EA den Energieaustausch mit der vorhandenen Flexibilität bei den Haushalten koppeln kann, indem er beispielsweise einen Erzeugungsüberschuss eines Haushaltes in den Energiespeicher eines anderen Haushaltes einspeist oder die bei einem Haushalt gespeicherte Energie nutzt, um eine (flexible) Last eines anderen Haushaltes zu bedienen.

## 2.2 Optimierung des Energiemanagements

In diesem Unterkapitel wird ein Überblick über den Stand der Forschung zu Optimierungsansätzen für das Energiemanagement von EAs im Kontext von Energiesystemen im Sinne der Ausführungen aus Unterkapitel 2.1 ausgearbeitet. Im Rahmen des Studiums der entsprechenden wissenschaftlichen Literatur auf der Grundlage früherer Literaturübersichten [3], [16], [17], [27], [49], [69], [110], [114], [116], [128] wurden drei grundlegende Charakteristika identifiziert, nach deren Ausprägung bisherige Modellierungsansätze klassifiziert werden können. Dabei handelt es sich um die folgenden Merkmale:

- die Berücksichtigung verschiedenartiger Energieressourcen,
- die Berücksichtigung thermischer Energiesysteme,
- die Berücksichtigung verschiedener Möglichkeiten des Energiehandels.

Im Folgenden wird zunächst im Allgemeinen auf diese Charakteristika jeweils separat eingegangen, bevor eine diesbezügliche Einordnung bisheriger wissenschaftlicher Publikationen zu EAs vorgenommen wird. Im Anschluss wird diese Arbeit von der bisherigen Forschung abgegrenzt und somit der zentrale Forschungsbeitrag verdeutlicht.

Ein erheblicher Komplexitätsfaktor in den betrieblichen Entscheidungen eines EAs besteht in der Vielfalt der zu managenden Energieressourcen mit jeweils individuellen Eigenschaften, die im Betriebseinsatz zu berücksichtigen sind [69]. So gibt es neben den Grundlasten von Haushalten zudem dezentrale Erzeugungsanlagen wie PV- und Solarthermie-Anlagen, sowie Haushalts-Batteriespeicher (BSs), EVs, P2H-Anlagen mit Wärmepumpen, und zeitlich flexible Lasten verschiedener Haushaltsgroßgeräte (z.B. Waschmaschinen, Geschirrspülmaschinen) [69], [116]. Die Berücksichtigung solcher verschiedenartiger Energieressourcen erhöht auf der einen Seite die Komplexität des Energiemanagements, aber offenbart auf der anderen Seite ein erhöhtes Flexibilitätspotential, wodurch ein wirtschaftlich effizienteres Energiemanagement ermöglicht wird [145].

Im Rahmen der Sektorenkopplung steigt zudem die Bedeutung der Integration des Managements des thermischen Systems eines Haushaltes in dessen grundsätzliches Energiemanagement [96]. Der thermische Betrieb eines Haushaltes, welcher neben der Regulierung der Innentemperatur zudem für die Deckung des Warmwasserbedarfes verantwortlich ist, hat nicht nur einen signifikanten Anteil an der gesamten Last, sondern zudem ein großes Flexibilitätspotential [22], [71]. Dieses Potential beruht auf mehreren Faktoren. Die Effizienz einer Wärmepumpe, ausgedrückt durch den COP (Coefficient of Performance) im Heizbetrieb oder die EER (Energy Efficiency Ratio) im Kühlbetrieb, variiert stark in Abhängigkeit von der Differenz zwischen Vorlauf- und Umgebungstemperatur [104]. In Kombination mit der Flexibilität eines Puffer-Wärmespeichers kann somit ein geeignetes Betriebsverhalten einer Wärmepumpe die zum Heizen bzw. Kühlen aufzubringende elektrische Leistung stark reduzieren. Der flexible Betrieb des thermischen Systems kann zudem durch Synergien mit dem elektrischen System weitere wirtschaftliche Vorteile bringen, indem überschüssige oder gespeicherte Energie genutzt oder zu Zeiten günstiger Strompreise geheizt bzw. gekühlt wird [111]. Eine Herausforderung liegt dabei allerdings in der Komplexität der zu berücksichtigenden thermischen Zusammenhänge bezüglich des Betriebs von Wärmepumpen, sowie der sich einstellenden Temperaturen in Wärmespeichern und Haushalten [44].

Die dritte betrachtete Charakteristik bisheriger Modellierungsansätze betrifft die gleichzeitige Berücksichtigung mehrerer Energiehandlungsoptionen. Aufgrund der unterschiedlichen in Abschnitt 2.1.4 aufgeführten Formen des Energiehandels lässt sich bei entsprechender Berücksichtigung für EAs ein größerer Entscheidungsraum mit mehr Möglichkeiten für gewinnbringenden Handel realisieren. Da für wirtschaftlich agierende EAs Energiepreise der wesentliche Hebel zur optimalen Entscheidungsfindung sind, stellen multiple

Handelsebenen mit unterschiedlichen Preisen einen Mehrwert dar [69], [83].

In der bisherigen Forschung zu EAs und verwandten Ansätzen des Energiemanagements werden verschiedene Varianten der mathematischen Optimierung (lineare, gemischt-ganzzahlige, quadratische Programmierung, sowie stochastische und robuste Optimierung) als Methoden zur Modellierung der betrieblichen Entscheidungen angewandt [69]. Da es sich um komplexe Problemstellungen handelt, werden dabei jedoch mehrheitlich lineare oder gemischt-ganzzahlige lineare Ansätze gewählt, die weniger rechenzeitintensiv sind. Die folgende Literaturübersicht beinhaltet frühere Forschungsarbeiten, welche sich ebenfalls in diesem methodischen Bereich verorten lassen. In Tabelle 2.1 befindet sich eine entsprechende Übersicht der Literatur. Mit einem Haken wird illustriert, dass das jeweilige Merkmal in den zugeordneten Arbeiten berücksichtigt und in der Modellierung umgesetzt wurde. Befindet sich der Haken in Klammern, bedeutet dies, dass die Umsetzung des Aspektes nur in beschränkter Form erfolgt. Dies kann in unterschiedlichen Ausprägungen der Fall sein. In Bezug auf das Kriterium der Berücksichtigung verschiedenartiger Energieressourcen gibt es die Fälle, dass nur eine geringe Anzahl unterschiedlicher Arten von Energieressourcen modelliert wurden (z.B. [21], [117]) oder dass die berücksichtigten Energieressourcen nur in geringem Detailgrad im Hinblick auf spezifische technologische Restriktionen modelliert wurden (z.B. [146]). Ebenfalls ist bei der integrierten Modellierung thermischer Energiesysteme ein geringer Detailgrad in der Berücksichtigung technologischer Zusammenhänge mit eingeklammerten Haken dargestellt. Beispielsweise wird zur Vereinfachung ein konstanter COP-Wert angenommen und damit die Möglichkeit für unterschiedliche effiziente Betriebsweisen von Wärmepumpen ausgeschlossen [62]–[64]. Bei der dritten Charakteristik, der Berücksichtigung verschiedener Möglichkeiten des Energiehandels, tritt eine limitierte Umsetzung in der Form auf, dass zwar unterschiedliche Marktformen betrachtet werden, dies aber nicht gemeinsam in einem integrierten Ansatz, sondern in separaten Anwendungen zu Vergleichszwecken genutzt werden (z.B. [126], [137]).

Bei Betrachtung von Tabelle 2.1 fällt auf, dass es in der bisherigen Forschung eine große Zahl vielfältiger Optimierungsansätze in Bezug auf EAs gibt, die unterschiedliche Schwerpunkte setzen. Aufgrund der Spezialisierung auf bestimmte Aspekte auf der einen Seite und der hohen Komplexität eines solchen Systems auf der anderen Seite, nehmen die bisherigen Ansätze jedoch immer Vereinfachungen oder Vernachlässigungen in Bezug auf die Umfänglichkeit der Aufgaben von EAs in Kauf. Aus diesem Umstand heraus ergibt sich die Forschungslücke der Entwicklung eines Modells, das alle wesentlichen Aufgaben und Funktionen in einem hinreichenden Detailgrad integriert,

Referenzen	Verschiedenartige Energieressourcen	Thermische Energiesysteme	Verschiedene Möglichkeiten des Energiehandels
[19], [21], [47], [55], [80], [101], [106], [117], [125], [146]	(✓)		
[5], [23], [36], [43], [61], [65], [81], [88], [93], [127]	✓		
[15], [70], [94], [120]	(✓)	(✓)	
[7], [46], [103], [139]	(✓)	✓	
[4], [85]	✓	✓	
[44], [111], [141]		✓	
[45], [53], [54], [76], [79], [90], [113], [133], [144], [150]–[152]			✓
[9], [20], [71], [99], [104], [149]		✓	✓
[22], [77], [112]	✓		✓
[24], [50], [83], [91], [100], [118], [121], [126], [137], [138], [140], [145]	(✓)		(✓)
[92], [97], [108], [148]	(✓)		✓
[73], [75], [147]	(✓)	✓	(✓)
[62]–[64]	✓	(✓)	(✓)
Diese Arbeit	✓	✓	✓

Tabelle 2.1: Stand der Forschung zu bisherigen Modellierungsansätzen

um das Energiemanagement und das damit einhergehende Entscheidungsverhalten von EAs holistisch adäquat abzubilden. Ein zentrales Ziel dieser Arbeit ist es, die offene

Forschungslücke zu füllen, die in der untersten Zeile der Tabelle dargestellt wird. Dies bedeutet, dass die Entwicklung, Anwendung und Validierung eines ganzheitlichen EAM angestrebt wird, das vielfältige Energieressourcen mit ihren jeweiligen spezifischen Restriktionen berücksichtigt, den Betrieb eines P2H-Systems unter Berücksichtigung der thermischen Zusammenhänge sektorengesamt integriert, und in dem mehrere alternative Energiehandlungsmöglichkeiten einbezogen werden.



## **3 Das Energieaggregator-Modell**

In diesem Kapitel wird das EAM vorgestellt, welches im Hinblick auf die in Abschnitt 2.2 identifizierte Forschungslücke in dieser Arbeit entwickelt wurde. Dazu wird zunächst die Planungssituation im Hinblick auf die verschiedenen Systemkomponenten beschrieben, bevor eine detaillierte formale und verbale Erläuterung aller Modellbestandteile erfolgt.

### **3.1 Planungssituation**

Die zentralen Elemente des Energiemanagements von EAs wurden bereits in Abschnitt 2.1.3 eingeführt. Betrachtet werden im Folgenden ausschließlich operative Entscheidungen, weil das EAM auf der Ausgangslage beruht, dass die Haushalte bereits über verschiedene Energieressourcen verfügen und bereit sind, dem EA das Management dieser Ressourcen und das Handeln von Energie zu überlassen. Da mit dieser Aufgabe eine Vielzahl komplexer und interdependenter Teilaufgaben einhergehen, wird im Folgenden genauer erklärt, welche Aspekte in welcher Form in die betrachtete Problemstellung einbezogen werden. Diese Aspekte werden in zwei separate Kategorien eingeordnet. Einerseits gibt es Entscheidungen in Bezug auf den Betriebseinsatz von Energieressourcen, andererseits Entscheidungen in Bezug auf den Energiehandel. Im Anschluss an diese Einordnung wird zudem auf die verfolgte Zielstellung der Maximierung des Handelsüberschusses eingegangen. Die verschiedenen Komponenten dieses Entscheidungsproblems und deren Zusammenhänge sind zunächst in Abbildung 3.1 zur übersichtlichen Darstellung abgebildet und werden im Folgenden detailliert erläutert. Die beschriebene Planungssituation lässt sich grundsätzlich sowohl auf die Day-Ahead-Planung als auch auf den Intraday-Betrieb übertragen. Auswirkungen hat dies auf die Menge der in den Entscheidungen zu berücksichtigenden diskretisierten Zeitschritte. Zur Vereinfachung beziehen sich die Formulierungen in folgenden Ausführungen jedoch ausschließlich auf die Day-Ahead-Planung.

Übergeordnet zu den im Folgenden erläuterten Aspekten muss vom EA sichergestellt werden, dass für jeden Haushalt zu jedem Zeitpunkt die Grundlast gedeckt wird und die Energiebilanz im Gleichgewicht ist. Dies bedeutet, dass alle ein- und ausgehenden

Energieflüsse eines Haushaltes, die sich sowohl aus dem Betriebseinsatz der Energieressourcen als auch aus dem Handel zusammenaddieren, in Summe Null ergeben müssen. Somit wird gewährleistet, dass ein- und ausgehende Energieflüsse zueinander ausgeglichen sind.

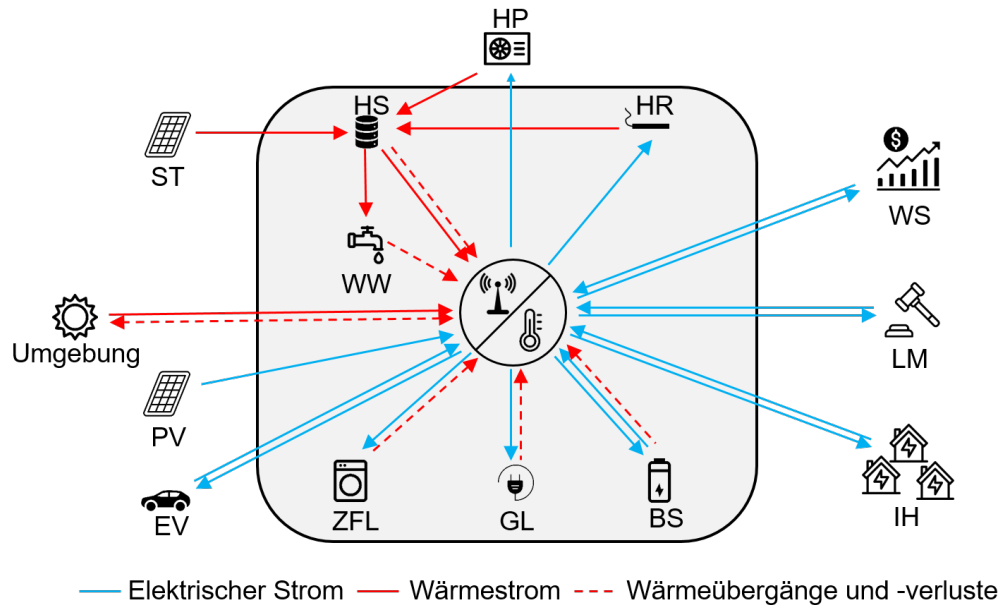


Abbildung 3.1: Energiemanagement auf Ebene eines einzelnen Haushaltes, Erklärungen der Abkürzungen im Abkürzungsverzeichnis (eigene Darstellung, Piktogramme von [42])

### 3.1.1 Entscheidungen über den Betriebseinsatz von Energieressourcen

Entscheidungen über den Einsatz verschiedenartiger Energieressourcen setzen voraus, dass jeweils spezifische Restriktionen beim Einsatz berücksichtigt werden. Diese Restriktionen können technologischer oder praktischer Natur sein und entweder durch technische Eigenschaften oder durch Präferenzen der besitzenden Haushalte bedingt sein. Im Folgenden werden die allgemeinen Rahmenbedingungen für die Entscheidungen, die vom EA zu treffen sind, sowie die dabei zu berücksichtigenden Restriktionen der jeweiligen im EAM betrachteten Energieressourcen einzeln in allgemeiner Form erläutert.

### **Photovoltaik- und Solarthermieanlagen**

Abhängig von der Parametrierung von PV- und Solarthermie-Anlagen, sowie von der Stärke der Sonneneinstrahlung, die auf die Kollektoren der Anlagen trifft, entsteht daraus nutzbare Energie. Bei PV-Anlagen handelt es sich dabei um elektrische und bei Solarthermie-Anlagen um thermische Energie. Die entsprechenden Energiemengen sind aus Perspektive der Haushalte mit den jeweiligen Anlagen als exogen gegeben zu betrachten und stehen somit als frei nutzbare Energie zur Verfügung, sodass einem EA die Entscheidung obliegt, wie die verfügbare Energie eingesetzt wird [69]. Zudem gibt es die Möglichkeit der Abregelung solcher Anlagen, die ein EA bei Bedarf wahrnehmen kann [77]. Dies bedeutet, dass die Umwandlung der eintreffenden Sonneneinstrahlung in nutzbare Energie zeitweise abgeschaltet wird, um einem Energieüberschuss entgegenzuwirken. Dies ist insbesondere von Relevanz bei drohenden Leitungsüberlastungen oder bei negativen Energiepreisen [89].

### **Haushalts-Batteriespeicher**

Beim Einsatz der Haushalts-Batteriespeicher (BSs) gibt es zwei mögliche Vorgänge: ein Speicher kann befüllt, d.h. mit Energie aufgeladen werden, oder einem Speicher kann Energie entnommen werden. Die Leistung, mit der ein BS be- und entladen werden kann, unterliegt dabei technologischen Grenzen der jeweiligen Anlage [77]. Bei jedem solchen Vorgang treten Verluste auf, die in Form von thermischer Energie an die Umgebung abgegeben werden und somit eine Reduzierung der dem Speicher zu- oder abgeführten Menge elektrischer Energie zur Folge haben. Zudem ist die Kapazität von BSs begrenzt, sodass zu jedem Zeitpunkt nur eine maximal mögliche Menge an elektrischer Energie gespeichert sein kann. Verluste treten auch im Stand-by-Modus auf, sodass die gespeicherte Menge an Energie über die Zeit abnimmt [79]. Diese Verluste sind jedoch im Kontext kurzfristiger betrieblicher Entscheidungen vernachlässigbar klein [39]. Unter Berücksichtigung dieser Restriktionen muss ein EA entscheiden, wann vorhandene BSs mit welchen Mengen verfügbarer Energie aufgeladen werden und ebenfalls wann die in BSs eingespeicherte Energie für andere Zwecke benötigt und somit entladen wird.

### **Batterieelektrische Fahrzeuge**

Die Batteriespeicher von EVs unterliegen qualitativ den gleichen Restriktionen, die beim Einsatz von BSs zu beachten sind. Das Laden und Entladen unterliegt Leistungsgren-

zen und Verlusten, zudem sind die Kapazitäten limitiert [77]. Für die Langlebigkeit der Speicher ist zu beachten, dass die Kapazitätsgrenzen nicht auszureizen sind und die Speicherstände sich auf den Bereich von 20 % bis 80 % der tatsächlichen Kapazität beschränken sollten [74]. Darüber hinaus sind jedoch weitere Aspekte zu berücksichtigen, die darauf zurückzuführen sind, dass es der Hauptzweck von EVs ist, diese als Transportmittel zu nutzen. Die flexible Nutzung der Speicherkapazität durch einen EA ist diesem Hauptzweck unterzuordnen. Aus dem prognostizierten Fahrbedarf eines EVs ergeben sich somit zwei Arten von Zeitfenstern, in denen das EV entweder als flexibel nutzbarer Speicher zur Verfügung steht, oder in denen es zum Fahren benötigt wird und dementsprechend nicht als Speicher nutzbar ist [101]. In den Verfügbarkeits-Zeitfenstern ist vom EA zudem zu berücksichtigen, dass zum Ende dieses Zeitraums ausreichend Energie eingespeichert sein muss, um den prognostizierten Fahrbedarf des folgenden Fahr-Zeitfensters leisten zu können [101], [130].

### **Zeitlich Flexible Haushaltsgroßgeräte**

Haushaltsgroßgeräte wie beispielsweise Waschmaschinen oder Geschirrspülmaschinen können abhängig von den Präferenzen der Haushalte zeitlich flexibel betrieben werden. Für solche zeitlich flexiblen Lasten (ZFL) müssen Zeitfenster definiert werden, innerhalb derer der Betriebseinsatz zulässig ist [77]. Zudem sind für die jeweiligen Haushaltsgroßgeräte Leistungsprofile zu spezifizieren, d.h. zeitlich definierte Abfolgen von verschiedenen Leistungsstufen, mit denen der Betrieb jeweils zu erfolgen hat. Folglich obliegt es den Entscheidungen eines EAs, die nicht-unterbrechbaren Leistungsprofile innerhalb der Zeitfenster zeitlich zu positionieren [65]. Dabei gilt die Annahme, dass jede vorhandene ZFL innerhalb des jeweiligen Zeitfensters genau einmal in Betrieb genommen werden und die verschiedenen Phasen des Leistungsprofils durchlaufen muss. Ein Haushaltsgerät, das mehrere Inbetriebnahmen erfordert, ist somit als Vielzahl separater ZFLs zu betrachten.

### **Power-to-Heat-Systeme**

P2H-Systeme bestehen aus mehreren Systemkomponenten, über deren Betriebseinsatz ein EA entscheidet. Die folgenden Ausführungen beziehen sich ausschließlich auf Luft-Wasser-Wärmepumpen und sind nicht ohne Weiteres auf andere Typen übertragbar. Eine Wärmepumpe kann je nach Bedarf entweder zum Heizen oder Kühlen eingesetzt werden und unterliegt in beiden Fällen unterschiedlichen technologischen Restriktionen [44], [136]. Darüber hinaus kann ein P2H-System einen Heizstab als alternativen

Wärmeerzeuger beinhalten, sowie einen Puffer-Wärmespeicher und eine Solarthermie-Anlage. Ein graphischer Vergleich der Funktionsweisen und Komponenten der jeweiligen thermischen Systeme eines Haushalts im Heiz- und Kühlmodus wird in Abbildung 3.2 präsentiert. Im Folgenden werden beide Betriebsmodi jeweils erläutert.

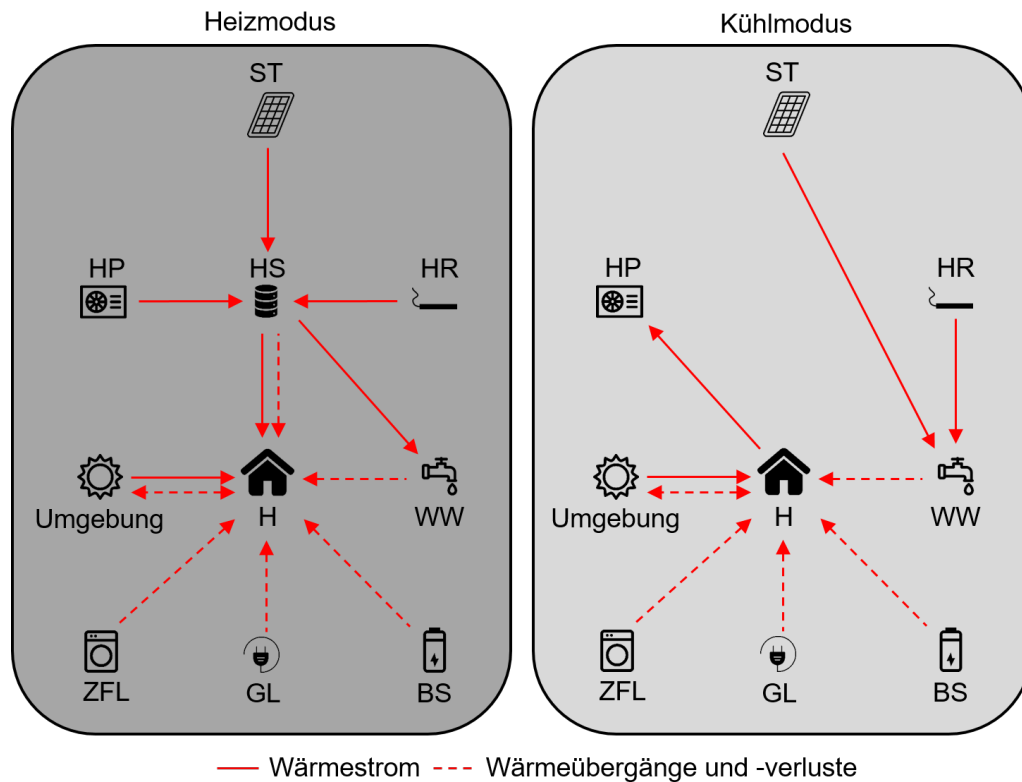


Abbildung 3.2: Thermisches System auf Haushaltsebene, Erklärungen der Abkürzungen im Abkürzungsverzeichnis (eigene Darstellung, Piktogramme von [42])

Im Heizbetrieb wird, in Abhängigkeit der elektrischen Betriebsleistung und des COP (der wiederum von der Differenz zwischen Vorlauf- und Umgebungstemperatur abhängig ist), ein Wärmestrom erzeugt, der dem im Haushalt befindlichen Puffer-Wärmespeicher zugeführt wird [44]. Dabei ist der Bivalenzpunkt zu beachten, der den Betrieb einer Wärmepumpe unterbindet, wenn die Umgebungstemperatur einen kritischen Wert unterschreitet [38]. Über das Heizen des Haushaltes wird separat entschieden, indem der Wärmestrom aus dem Wärmespeicher zum Haushalt gesteuert wird. Die dabei übertragene Wärme wird zum Einen durch den Wärmeübergangskoeffizienten zwischen Wärmespeicher und Haushalt, und zum Anderen durch das Vorlauftemperaturmaximum limitiert [38], [104]. Um den Zusammenhang zwischen der Enthalpie (die Menge

thermischer Energie) und der Temperatur innerhalb eines thermischen Speichers zu berücksichtigen, müssen sowohl die Puffer-Wärmespeicher als auch die Haushalte selbst als thermische Speicher modelliert werden. Dies beinhaltet verschiedene Aspekte. Die Enthalpie innerhalb der modellierten Speicher muss über die Zeit bilanziert werden und die Zu- und Abgänge von Wärme berücksichtigen. Die Wärmekapazität ist eine konstante Größe eines Wärmespeichers und ermöglicht die Umrechnung von Enthalpie in Temperatur, sodass die Enthalpie-Bilanzierung zugleich eine Temperatur-Bilanzierung impliziert [104]. In der Bilanzierung der Wärmespeicher ist zu berücksichtigen, dass die Speicherkapazitäten limitiert sind, wohingegen in der thermischen Bilanzierung der Haushalte die jeweiligen Temperaturpräferenzen zu unterschiedlichen Tageszeiten einzuhalten sind. Für eine realitätsnahe Modellierung der thermischen Speicher sind zudem Wärmeübergänge und -verluste in die Bilanzierungen zu integrieren [103]. So gibt es aufseiten der Wärmespeicher Verluste in Richtung des Haushaltes, welche von der Temperaturdifferenz zwischen Speicher und Haushalt, sowie vom Wärmedurchgangskoeffizienten des Speichers abhängig sind. Vorhandene Solarthermie-Anlagen liefern die durch Sonneneinstrahlung erzeugte thermische Energie als Wärmestrom den Wärmespeichern zu. Aufseiten der thermischen Haushaltsbilanzierung gibt es neben den zugehenden Speicherverlusten entweder positive oder negative Wärmeübergänge zur Umgebung, welche abhängig von der jeweiligen Temperaturdifferenz und dem Wärmeübergangskoeffizienten des Haushaltes sind [49]. Die Temperaturdifferenz zur Umgebung erzeugt zudem in Kombination mit den Ventilationsverlusten zusätzliche Wärmeübergänge [38]. Weitere einem Haushalt zugehende Wärmeströme gibt es aufgrund der Sonneneinstrahlung in Abhängigkeit der Außenfläche eines Haushaltes und durch Verluste, die von der elektrischen Grundlast, den BSs und den ZFLs ausgehen [49].

Ein weiterer relevanter Aspekt ist die Berücksichtigung des Warmwasserbedarfes. Die dafür erforderliche Wärme muss nicht nur bilanziell aufgebracht werden, sondern punktuell ausreichend hohe Temperaturen erreichen [44]. Dazu kann auch die neben der Wärmepumpe zweite steuerbare Wärmequelle, der im Wärmespeicher befindliche Heizstab, verwendet werden. Im Gegensatz zu Wärmepumpen ist die Effizienz von Heizstäben konstant und durch feste Wirkungsgrade beschrieben [142].

In dem Fall, dass eine Wärmepumpe im Kühlbetrieb eingesetzt wird, führt sie dem Speicher Wärme nicht zu, sondern entzieht sie dem Haushalt. Da die Erbringung von Wärme in diesem Fall nur noch zur Deckung des Warmwasserbedarfes notwendig ist, kann vereinfachend die Modellierung des Wärmespeichers vernachlässigt werden und der Heizstab als einzige steuerbare Wärmequelle verbleiben. Zusätzlich kann die

von Solarthermie-Anlagen erbrachte thermische Energie unmittelbar zu diesem Zweck verwendet werden. Für den Kühlbetrieb der Wärmepumpe ist die jeweilige Effizienz (ausgedrückt durch die Energy Efficiency Ratio EER) in Abhängigkeit der Differenz zwischen Vorlauf- und Umgebungstemperatur zu bestimmen [44]. Die Vorlauftemperatur ist dabei, abhängig von der jeweiligen Außentemperatur, begrenzt. So kann eine Wärmepumpe zum Kühlen nur betrieben werden, wenn die Außentemperatur höher als die Vorlauftemperatur ist. Analog zum Heizbetrieb unterliegt die einem Haushalt entzogene Wärme durch eine kühlende Wärmepumpe einem Wärmeübergangskoeffizienten, sowie der Differenz zwischen Haushalts- und Vorlauftemperatur [49].

### 3.1.2 Entscheidungen über den Energiehandel

Zusätzlich zu den Entscheidungen über den Betriebseinsatz der dezentralen Energieresourcen obliegt einem EA die Entscheidung über den Energiehandel stellvertretend für die Haushalte. Zu berücksichtigen sind dabei alle verfügbaren Handlungsoptionen in verschiedenen Energiemärkten. Die zu treffenden Handelsentscheidungen beruhen auf der Annahme, dass EAs als Preisnehmer agieren, sodass Preise exogen gegeben sind [69], [138]. Ein Gebotsabgabe bedeutet dementsprechend, dass für definierte Preise in den verschiedenen Zeitschritten jeweils eine zu kaufende oder verkaufende Energiemenge vom EA bestimmt wird.

Grundsätzlich kann zunächst festgehalten werden, dass es aus Sicht eines EAs parallel die Möglichkeiten internen und externen Handels gibt, wobei sich der externe Handel über mehrere Märkte erstrecken kann [69], [77]. Daraus ergibt sich zu jedem Zeitschritt eine Menge von möglichen Kauf- und Verkaufsoptionen mit jeweils unterschiedlichen Preisen und Gebühren. In externen Energiemärkten ergeben sich die Preise abhängig von Angebot und Nachfrage. Die tatsächlich realisierten Preise ergeben sich somit erst nach dem Eingang der Gebote und nach Durchführung der Marktprozesse, innerhalb derer Kauf- und Verkaufsgebote einander zugeordnet werden. Für die Abgabe der Gebote bedeutet dies, dass sie auf der Grundlage von Preisprognosen gebildet werden müssen [77]. Im internen Handel, d.h. wenn ein EA eigenmächtig einen Stromfluss zwischen zwei seiner gemanagten Haushalte induziert, gibt es keine direkte Abhängigkeit von unbeeinflussbaren Preisen. Jedoch gibt es einen indirekten Einfluss, da ein fairer Umgang voraussetzt, dass ein interner Handel für keinen der beiden involvierten Haushalte eine monetär schlechtere Option darstellt als dies in den externen Handlungsoptionen der Fall ist. Aufseiten des Käufers sind dabei zudem die jeweiligen Energiehandelsgebühren zu berücksichtigen [102]. Dies bedeutet, dass ein interner Handel nur zu jenen Zeitpunkten

möglich ist, zu denen der höchste externe Netto-Energiepreis (d.h. der Marktpreis ohne Berücksichtigung von Gebühren) zuzüglich der Gebühren für internen Handel niedriger ist als der günstigste externe Brutto-Energiepreis (d.h. der Marktpreis zuzüglich der zugehörigen Gebühren). Graphisch veranschaulicht wird dies in Abbildung 3.3. Nur wenn sowohl der interne Energiepreis als auch die Summe des internen Energiepreises und der internen Energiehandelsgebühren in dem entsprechenden Intervall liegt, ist interner Handel folglich möglich. Daraus folgt, dass interner Handel grundsätzlich nur möglich sein kann, wenn die internen Gebühren geringer sind als die Gebühren in allen verfügbaren externen Märkten. Zudem muss die interne Handelsbilanz stets ausgeglichen sein. Das heißt, dass es zu jedem internen Kauf einen komplementären internen Verkauf in gleicher Menge bei einem anderen Haushalt gibt.

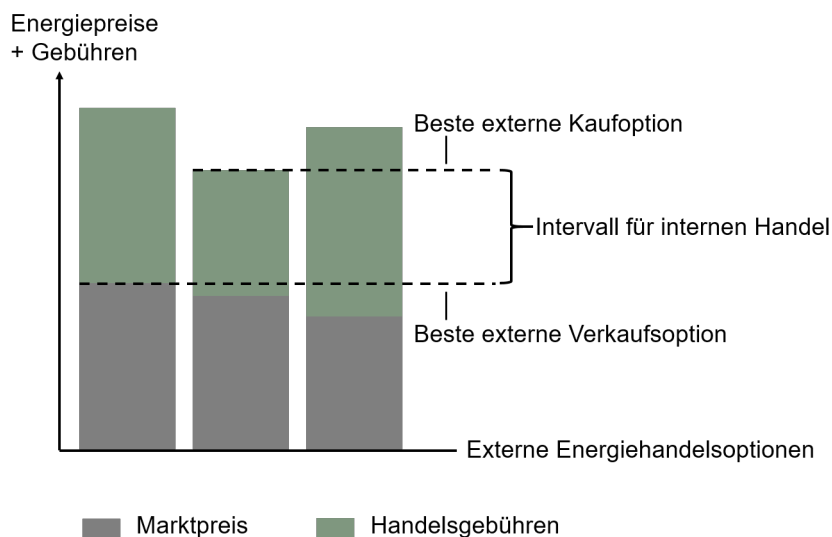


Abbildung 3.3: Voraussetzung für internen Energiehandel (eigene Darstellung)

In dieser Arbeit wird von zwei bestehenden externen Märkten ausgegangen, sodass neben der Strombörse der Handel in einem lokalen Markt möglich ist. Im Kontext von lokalen Märkten sind zudem logische Restriktionen zu berücksichtigen. Unter der Annahme, dass die Akteure innerhalb eines lokalen Marktes darüber hinaus dieselben weiteren externen Handlungsoptionen an der Strombörse haben, ist bei der Abgabe von Geboten davon auszugehen, dass die anderen Marktakteure nicht aus ihrer Sicht nachteilig handeln. Sind beispielsweise die Preisstrukturen derart, dass aufgrund der niedrigen Energiepreise im lokalen Markt der Verkauf von Energie an der Börse höhere Einnahmen verspricht, ist es nicht sinnvoll ein niedriges Kaufgebot lokal einzureichen, da nicht von einem komplementären Verkaufsgebot auszugehen ist. Dementsprechend gelten für den

lokalen Handel logische Restriktionen analog zu den oben beschriebenen Einschränkungen für internen Handel. So ist ein Gebot am lokalen Markt nur sinnvoll, wenn der lokale Preis nicht geringer als der Börsenpreis und gleichzeitig auch nicht höher als die Summe des Börsenpreises und der Differenz der Energiehandelsgebühren (zwischen der Strombörse und dem lokalen Markt) ist.

### 3.1.3 Maximierung des Energiehandelsüberschusses

Die in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen Entscheidungen bezüglich des Betriebseinsatzes der Energieressourcen sowie des Energiehandels sind im Rahmen eines übergeordneten Zieles integriert zu betrachten. Ein EA fungiert als Dienstleister für seine Haushalte und verfolgt in dieser Rolle das Ziel, unter den bestehenden Voraussetzungen der jeweiligen Haushalte deren Energiemanagement wirtschaftlich effizient zu gestalten. In kurzfristigen betrieblichen Entscheidungen sind Betriebskosten aus monetärer Sicht vernachlässigbar klein, sodass die Wirtschaftlichkeit in den Einnahmen und Ausgaben im Energiehandel bilanziell zu messen ist [77]. Dabei sind neben den Energiepreisen auch die auf Käuferseite anfallenden Gebühren zu berücksichtigen [102]. Da die einzelnen Haushalte nicht isoliert betrachtet werden, sondern im Sinne einer Energiegemeinschaft synergetisch vom aggregierten Energiemanagement profitieren, kann ein EA nicht für jeden Haushalt dessen Energiehandelsüberschuss individuell optimieren, sondern maximiert den aggregierten Handelsüberschuss aller vernetzten Haushalte. Der daraus resultierende Handelsüberschuss der einzelnen Haushalte kann bei der Day-Ahead-Planung abhängig von den Voraussetzungen des jeweiligen Haushalts sowohl positiv als auch negativ sein, je nachdem, ob die Einnahmen aus dem Verkauf oder die Ausgaben aus dem Kauf überwiegen.

## 3.2 Modellbeschreibung

Für die im vorangegangenen Unterkapitel beschriebene Planungssituation wird im Folgenden das in dieser Arbeit entwickelte EAM vorgestellt. Die Modellkomponenten werden dabei entsprechend ihrer Zuordnung zu Systemkomponenten kategorisiert. Analog zu Unterkapitel 3.1 beziehen sich die Ausführungen auf den Fall einer Day-Ahead-Planung. Eine Übersicht aller verwendeten Mengen, Parameter und Variablen befindet sich im Symbolverzeichnis.

### 3.2.1 Zielfunktion: Maximierung des aggregierten Energiehandelsüberschusses

Das übergeordnete Ziel, welches ein EA bei den Energiemanagement-Entscheidungen verfolgt, ist die Maximierung des aggregierten Überschusses aus dem Energiehandel über den gesamten Planungszeitraum eines Tages. Der Tag wird durch eine Menge diskreter Zeitschritte  $T$  beschrieben. Die konstante Zeitschrittweite  $\Delta t$  kann in der Anwendung des Modells beliebig gewählt werden. Die Menge  $H$  beinhaltet alle Haushalte, die vom EA gemeinschaftlich gemanagt werden. Für die Maximierung des aggregierten Energiehandelsüberschusses über den ganzen Tag ist es somit erforderlich, die in jedem Zeitschritt  $t \in T$  für jeden Haushalt  $h \in H$  erzielten Handelsüberschüsse bzw. -defizite zu addieren. Diese setzen sich jeweils aus den an der Strombörse, im lokalen Markt oder im internen Handel erzielten Einnahmen aus dem Verkauf und erbrachten Ausgaben für den Kauf von Energie zusammen. Aufgrund der Vorzeichenkonvention, eingehende Energie positiv und ausgehende Energie negativ darzustellen, werden die Ausgaben eines Haushaltes mit einem positiven, und die Einnahmen mit einem negativen Vorzeichen beschrieben. Daraus ergibt sich, dass die Handelsüberschussmaximierung formal durch die in Formel (3.3) beschriebene Minimierungsfunktion ausgedrückt wird. Da der Betrieb der im Modell betrachteten Energiere Ressourcen für allgemeine Zeitschrittweiten nicht anhand von Energiemengen, sondern in elektrischer Leistung zu steuern ist, werden auch gehandelte Energiemengen zunächst in elektrischen Leistungen  $P$  angegeben. Werden diese mit  $\Delta t$  multipliziert, entspricht dies der in einem Zeitschritt  $t$  umgesetzten bzw. gehandelten Energie bei konstanter Leistung  $P_t$ . Somit gibt es in Bezug auf den Energiehandel für jeden Haushalt  $h$  und jeden Zeitschritt  $t$  Entscheidungsvariablen  $P_{h,t}$ , deren Superskript jeweils den Markt (WS für die Strombörse, LM für den lokalen Markt, IH für internen Handel) und die Art des Gebotes (K für Kauf, V für Verkauf) widerspiegelt. Diese Variablen unterliegen Nichtnegativitätsbedingungen (3.67). Die Parameter  $\lambda$  und  $f$  repräsentieren die entsprechenden Energiepreise bzw. -handelsgebühren. Im lokalen Handel werden dabei unterschiedliche Preise für den Kauf ( $\lambda_t^{LM,K}$ ) und den Verkauf ( $\lambda_t^{LM,V}$ ) betrachtet. Hintergrund dieser Unterscheidung ist die Möglichkeit einer gezielten, systemdienlichen Verhaltensbeeinflussung durch Preissignale. Darauf wird in Abschnitt 4.2.1 genauer eingegangen.

Da der über alle Haushalte aggregierte Handelsüberschuss betrachtet wird, hat im internen Handel der Energiepreis keinen Einfluss auf die Zielfunktion. Dieselbe Energiemenge, die ein Haushalt intern verkauft, wird von einem anderen Haushalt intern zum

selben Preis gekauft. Der resultierende Handelsbetrag geht somit einmal positiv und einmal negativ ein und ergibt in Summe Null. Übrig bleiben nur die Gebühren aufseiten des Käufers. Aus diesem Grund wird nur dieser Teil in der Zielfunktion berücksichtigt. Folglich wird im EAM kein interner Preis explizit festgelegt, es ist lediglich sichergestellt, dass er sich im zulässigen Intervall befindet, entsprechend der Ausführungen in Abschnitt 3.1.2. Die an der Stelle allgemein erläuterten logischen Beschränkungen für das Zustandekommen sowohl internen als auch lokalen Handels werden im Modell berücksichtigt. Da diese von exogenen Preisen und Gebühren abhängen, lässt sich a priori für jeden Zeitschritt bestimmen, ob eine solche Beschränkung besteht. Die binären Parameter  $\Gamma^{LM}$  und  $\Gamma^{IH}$  lassen zu entsprechenden Zeitschritten die jeweilige Handlungsoption nicht zu, indem sie nur in diesen Fällen den Wert 0 zugewiesen bekommen und damit einen Einfluss der entsprechenden Variablen auf die Zielfunktion (und im Folgenden auch auf relevante Nebenbedingungen) verhindern. Somit werden diese Handlungsoptionen in den Entscheidungen des EAs nicht berücksichtigt. Ansonsten nehmen sie den Wert 1 an und haben somit den Effekt, dass die entsprechenden Handlungsoptionen zur Verfügung stehen und Einfluss auf die Zielfunktion haben. Eine formale Darstellung der zugrundeliegenden Logik ist in Formeln (3.1) und (3.2) dargestellt. Demnach ist lokaler Handel nur dann möglich, wenn der lokale Preis höher ist als der Börsenpreis (und somit ein lokaler Verkauf vorteilhaft ist) und zugleich die Summe aus dem Energiepreis und den Handelsgebühren im lokalen Markt geringer ist als die entsprechende Summe an der Strombörse (und somit ein lokaler Kauf vorteilhaft ist). Im internen Handel wird durch die Annahme, dass der Preis stets dem höheren der beiden externen Preise gleicht, sichergestellt, dass ein Verkauf nicht nachteilhaft ist. Durch Formel (3.2) wird zudem sichergestellt, dass ein interner Kauf gegenüber einem Kauf an der Strombörse und im lokalen Markt vorteilhaft ist. Vom Käufer ist der interne Preis, d.h. der höhere der beiden externen Preise, zuzüglich der internen Handelsgebühren zu bezahlen. Die Möglichkeit internen Handels besteht dementsprechend nur, wenn dieser Betrag geringer als die Summe aus Energiepreis und Handelsgebühren in jeweils beiden externen Märkte ist.

$$\Gamma_t^{LM} = \begin{cases} 1, & \text{wenn } \lambda_t^{WS} \leq \lambda_t^{LM} \leq \lambda_t^{WS} + f^{WS} - f^{LM} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.1)$$

$$\Gamma_t^{IH} = \begin{cases} 1, & \text{wenn } \max(\lambda_t^{WS}, \lambda_t^{LM}) + f^{IH} \leq \min(\lambda_t^{WS} + f^{WS}, \lambda_t^{LM} + f^{LM}) \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.2)$$

Die oben beschriebene Zielfunktion ist in Formel (3.3) dargestellt. Die drei Märkte werden jeweils in den separaten Zeilen berücksichtigt. Für die Strombörse und den lokalen Markt werden jeweils zuerst (mit positivem Vorzeichen) die erbrachten Ausgaben für den Kauf, und dann (mit negativem Vorzeichen) die generierten Einnahmen aus dem Verkauf abgebildet.

$$\begin{aligned} \min \sum_{t \in T} \sum_{h \in H} & \left[ P_{h,t}^{WS,K} \cdot (\lambda_t^{WS} + f^{WS}) - P_{h,t}^{WS,V} \cdot \lambda_t^{WS} \right. \\ & + \left( P_{h,t}^{LM,K} \cdot (\lambda_t^{LM,K} + f^{LM}) - P_{h,t}^{LM,V} \cdot \lambda_t^{LM,V} \right) \cdot \Gamma_t^{LM} \\ & \left. + P_{h,t}^{IH,K} \cdot f^{IH} \cdot \Gamma_t^{IH} \right] \cdot \Delta t \quad (3.3) \end{aligned}$$

### 3.2.2 Restriktionen: Haushalts-Batteriespeicher

Die Menge der dem EA zur Verfügung stehenden BSs wird durch  $B$  beschrieben. Die Entscheidungen über den Betrieb werden mittels der Variablen  $P_{b,t}^{BS+}$  und  $P_{b,t}^{BS-}$  für jeden BS  $b \in B$  und jeden Zeitschritt  $t \in T$  gesteuert, wobei die  $+$  und  $-$  Symbole im Superskript das Laden bzw. Entladen eines Speichers repräsentieren. Diese Variablen geben die jeweilige elektrische Leistung an und unterliegen Nichtnegativitätsbedingungen (3.67). Die maximal möglichen Lade- und Entladeleistungen werden von dem Parameter  $\bar{P}_b^{BS}$  der jeweiligen Speicher angegeben und in Formeln (3.4) und (3.5) berücksichtigt. Dabei kommen jeweils Binärvariablen  $\gamma^{BS+}$  und  $\gamma^{BS-}$  zum Einsatz. Durch die Multiplikation einer Binärvariablen mit der Maximalleistung geht die Zuweisung des Wertes 0 zur Binärvariable damit einher, dass die zugehörige elektrische Leistung  $P$  ebenfalls den Wert 0 haben muss. Bekommt eine Binärvariable den Wert 1 zugewiesen, so wird die entsprechende Ladeleistung nur durch  $\bar{P}^{BS}$  limitiert. Somit haben die Binärvariablen  $\gamma^{BS+}$  und  $\gamma^{BS-}$  die Funktion, die Möglichkeit des Ladens bzw. Entladens eines Speichers zu aktivieren oder deaktivieren. Die Binarität wird durch Formel (3.68) gewährleistet.

$$P_{b,t}^{BS+} \leq \bar{P}_b^{BS} \cdot \gamma_{b,t}^{BS+} \quad \forall \quad b \in B, t \in T \quad (3.4)$$

$$P_{b,t}^{BS-} \leq \bar{P}_b^{BS} \cdot \gamma_{b,t}^{BS-} \quad \forall \quad b \in B, t \in T \quad (3.5)$$

Um die logische Bedingung zu berücksichtigen, dass zu einem Zeitpunkt  $t$  ein BS  $b$  nicht gleichzeitig be- und entladen werden kann, wird in Formel (3.6) die Summe der beiden entsprechenden Binärvariablen auf 1 begrenzt, sodass mindestens eine der beiden Variablen den Wert 0 annehmen muss und folglich nur einer der beiden Vorgänge

aktiviert werden kann.

$$\gamma_{b,t}^{BS+} + \gamma_{b,t}^{BS-} \leq 1 \quad \forall \quad b \in B, t \in T \quad (3.6)$$

Die Entscheidungen eines EAs über das (Ent-)Laden von BSs impliziert, dass auch die in einem Speicher befindliche Energiemenge zu einer Entscheidungsvariable wird. Diese wird im Folgenden als  $SOC_{b,t}^{BS}$  (State of Charge) bezeichnet und repräsentiert den absoluten Wert der in  $b$  gespeicherten Energie am Ende eines Zeitschrittes  $t$ . Durch die Nichtnegativitätsbedingungen (3.67) können Speicherstände nur positive Werte annehmen. Der Zusammenhang zwischen den (Ent-)Ladeentscheidungen und den Speicherständen erfordert eine Bilanzierung der BSs über die Zeit, in der jeweils die Zu- und Abgänge innerhalb eines Zeitschrittes dem Speicherstand des vorangegangenen Zeitschrittes ( $SOC_{b,t-\Delta t}^{BS}$ ) zugerechnet werden. Diese Bilanzierung erfolgt in Formel (3.7). Zu berücksichtigen sind dabei Verluste der (Ent-)Ladevorgänge. Dies geschieht mithilfe des Wirkungsgrades  $\eta^{BS}$ , welcher den relativen Anteil der Energie ausdrückt, die bei dem Vorgang erhalten bleibt. In der Bilanzgleichung (3.7) wirkt sich der Wirkungsgrad nur auf die zugeführte Leistung  $P^{BS+}$  und nicht auf die Entladeleistung  $P^{BS-}$  aus. Beim Entladen wird einem BS eine Energiemenge entzogen, die sich in zwei Teile trennen lässt, nämlich einerseits die tatsächlich nutzbare Energie und andererseits Verluste. Da beide Teile einen Energieabgang aus Sicht des Speichers darstellen, ist die Leistung  $P^{BS-}$  in voller Höhe, d.h. inklusive der Verluste, zu berücksichtigen. Beim Aufladen kommt aufgrund von Verlusten im Speicher weniger Energie an, als die von einer Quelle bereitgestellte Menge  $P^{BS+}$ . Folglich wird diese Menge in der Speicherbilanz um den Faktor  $\eta^{BS}$  reduziert. Da  $SOC^{BS}$  Energie repräsentiert,  $P^{BS+}$  und  $P^{BS-}$  hingegen elektrische Leistungen, werden Letztere mit der Zeitschrittweite  $\Delta t$  multipliziert, um die bei entsprechender konstanter Leistung über die gesamte Dauer eines Zeitschrittes zu- oder abgeführte Energie abzubilden. Bilanzgleichung (3.7) gilt für den gesamten Planungszeitraum  $T$  mit Ausnahme des ersten Zeitschrittes  $t_0$ , da für diesen kein vorheriger Zeitschritt  $t_0 - \Delta t$  definiert ist.

$$SOC_{b,t}^{BS} = SOC_{b,t-\Delta t}^{BS} + (P_{b,t}^{BS+} \cdot \eta_b^{BS} - P_{b,t}^{BS-}) \cdot \Delta t \quad \forall \quad b \in B, t \in T \setminus \{t_0\} \quad (3.7)$$

Die Anfangsspeicherstände zum Zeitpunkt  $t_0$  werden durch den Parameter  $SOC_b^{BS,0}$  repräsentiert, welcher aus Sicht des EAs exogen gegeben ist. In einer separaten Bilanzgleichung (3.8) wird dieser Anfangswert als vorheriger Speicherstand für  $t_0$  eingeführt.

$$SOC_{b,t_0}^{BS} = SOC_b^{BS,0} + (P_{b,t_0}^{BS+} \cdot \eta_b^{BS} - P_{b,t_0}^{BS-}) \cdot \Delta t \quad \forall \quad b \in B \quad (3.8)$$

Im Rahmen der Bilanzierung der Speicherstände von BSs muss zudem berücksichtigt werden, dass die Speicherkapazitäten limitiert sind. In Formel (3.9) wird den entsprechenden Variablen  $SOC^{BS}$  eine Obergrenze in Form des Parameters  $C_b^{BS}$  gesetzt, welcher die Kapazität der jeweiligen BSs repräsentiert.

$$SOC_{b,t}^{BS} \leq C_b^{BS} \quad \forall \quad b \in B, t \in T \quad (3.9)$$

Eine weitere Restriktion bezüglich des Einsatzes der BSs ergibt sich aus der zeitlich abgegrenzten Planung eines kontinuierlichen Betriebes. Im Sinne der angestrebten Handelsüberschussmaximierung für den Zeitraum eines Tages wäre es optimal, die gespeicherte Energie vollständig aufzubreuchen und am Ende des Planungszeitraumes leere BSs zu haben. Dies würde jedoch die Anfangsspeicherstände der nächsten Day-Ahead-Planung auf den Wert 0 setzen und somit den maximal zu erzielenden Handelsüberschuss des nächsten Tages negativ beeinflussen. Um diesem Umstand entgegenzuwirken, ermöglicht das EAM die Berücksichtigung von Mindestspeicherständen  $\underline{SOC}_b^{BS,Ende}$  für den letzten Zeitschritt  $t_{max}$ . Formel (3.10) gewährleistet, dass die Endspeicherstände die entsprechenden Werte nicht unterschreiten.

$$SOC_{b,t_{max}}^{BS} \geq \underline{SOC}_b^{BS,Ende} \quad \forall \quad b \in B \quad (3.10)$$

### 3.2.3 Restriktionen: Batterieelektrische Fahrzeuge

Der Betriebseinsatz von EVs unterliegt Restriktionen analog zu den im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Nebenbedingungen der BSs. Die Menge der betrachteten EVs ist  $N$ . Die zeitlich begrenzte Verfügbarkeit bedingt die Definition von Mengen der Zeitschritte, in denen die individuellen EVs verfügbar sind. Diese Mengen, welche jeweils Teilmengen von  $T$  darstellen, werden mit  $T_n^{EV}$  für  $n \in N$  bezeichnet. Die Entscheidungsvariablen zum Laden und Entladen der EVs sind  $P^{EV+}$  bzw.  $P^{EV-}$  und unterliegen Nichtnegativitätsbedingungen (3.67). Eine Nutzung der Speicherkapazitäten durch einen EA außerhalb der Verfügbarkeitszeiträume wird in Formel (3.11) verhindert, indem die (Ent-)Ladeleistungen für die entsprechenden Zeitschritte  $t \in T \setminus T_n^{EV}$  auf den Wert 0 gesetzt werden.

$$P_{n,t}^{EV+}, P_{n,t}^{EV-} \leq 0 \quad \forall \quad n \in N, t \in T \setminus T_n^{EV} \quad (3.11)$$

Die maximalen (Ent-)Ladeleistungen der EVs werden durch die Parameter  $\overline{P}_n^{EV}$  beschrieben. Die Einhaltung dieser Grenzen wird in Formeln (3.12) und (3.13) sichergestellt. Analog zu Abschnitt 3.2.2 werden in diesem Kontext Binärvariablen  $\gamma_{n,t}^{EV+}$  und  $\gamma_{n,t}^{EV-}$

eingeführt, die die Möglichkeit zum Laden bzw. Entladen (de-)aktivieren und den Binari-  
tätsbedingungen (3.68) unterliegen. Ein gleichzeitiges Laden und Entladen wird durch  
Restriktion (3.14) ausgeschlossen.

$$P_{n,t}^{EV+} \leq \bar{P}_n^{EV} \cdot \gamma_{n,t}^{EV+} \quad \forall \quad n \in N, t \in T_n^{EV} \quad (3.12)$$

$$P_{n,t}^{EV-} \leq \bar{P}_n^{EV} \cdot \gamma_{n,t}^{EV-} \quad \forall \quad n \in N, t \in T_n^{EV} \quad (3.13)$$

$$\gamma_{n,t}^{EV+} + \gamma_{n,t}^{EV-} \leq 1 \quad \forall \quad n \in N, t \in T \quad (3.14)$$

Analog zu Formel (3.7) werden die Speicherstände der EVs unter Berücksichtigung der  
(Ent-)Ladeleistungen und Wirkungsgrade  $\eta_n^{EV}$  über die Zeitschritte  $t \in T \setminus \{t_0\}$  bilanziert.  
In die entsprechende Bilanzgleichung in Formel (3.15) kommt eine weitere Komponente  
hinzu, welche den aus dem jeweiligen Fahrbedarf resultierenden Verbrauch als Energie-  
abgang  $V^{EV}$  verrechnet. Dies sorgt nicht nur dafür, dass der fahrbedingte Verbrauch bei  
Wiederverfügbarkeit nicht mehr im Speicher ist, sondern stellt zugleich sicher, dass in  
den Zeitschritten, in denen Fahrbedarf besteht, ein ausreichender Speicherstand erreicht  
wird.

$$SOC_{n,t}^{EV} = SOC_{n,t-\Delta t}^{EV} + (P_{n,t}^{EV+} \cdot \eta_n^{EV} - P_{n,t}^{EV-}) \cdot \Delta t - V_{n,t}^{EV} \quad \forall \quad n \in N, t \in T \setminus \{t_0\} \quad (3.15)$$

Der durch den Parameter  $SOC^{EV,0}$  beschriebene Anfangsspeicherstand der EVs wird in  
der Bilanzgleichung (3.16) für den Zeitschritt  $t_0$  analog zu (3.8) berücksichtigt.

$$SOC_{n,t_0}^{EV} = SOC_n^{EV,0} + (P_{n,t_0}^{EV+} \cdot \eta_n^{EV} - P_{n,t_0}^{EV-}) \cdot \Delta t - V_{n,t_0}^{EV} \quad \forall \quad n \in N \quad (3.16)$$

Die einzuhaltenden Begrenzungen der Speicherstände in Höhe von 80 % und 20 %  
der tatsächlichen Kapazität werden durch die Parameter  $\bar{C}_n^{EV}$  und  $\underline{C}_n^{EV}$  repräsentiert.  
Die Einhaltung dieser Grenzen wird in Formeln (3.17) und (3.18) vorgeschrieben. Die  
Untergrenze wird dabei als weiche Grenze betrachtet, die durch Verbrauch infolge des  
Fahrbedarfes unterschritten werden kann, nicht aber als Konsequenz eines Entladevor-  
ganges. Dies wird dadurch realisiert, dass die Untergrenze  $\underline{C}_n^{EV}$  mit der entsprechenden  
Binärvariablen  $\gamma_{n,t}^{EV-}$  multipliziert wird. Nimmt sie den Wert 1 an, wird die Untergrenze  
aktiviert. Somit kann ein EV  $n$  im Zeitschritt  $t$  nur entladen werden, wenn am Ende von  $t$   
die Untergrenze eingehalten wird. Die Restriktionen in Formeln (3.17) und (3.18) sind  
nur in den Zeitschritten innerhalb der Verfügbarkeitszeitfenster  $T_n^{EV}$  von Relevanz, da  
außerhalb dieser Zeiträume keine (Ent-)Ladungen der Speicher möglich sind und somit

eine Überschreitung der Grenzen nicht eintreten kann.

$$SOC_{n,t}^{EV} \leq \bar{C}_n^{EV} \quad \forall \quad n \in N, t \in T_n^{EV} \quad (3.17)$$

$$SOC_{n,t}^{EV} \geq \underline{C}_n^{EV} \cdot \gamma_{n,t}^{EV-} \quad \forall \quad n \in N, t \in T_n^{EV} \quad (3.18)$$

Analog zu (3.10) ermöglicht der Parameter  $\underline{SOC}_n^{EV,Ende}$  im Sinne einer vorausschauenden Speichernutzung die Einhaltung eines minimalen Speicherstandes am Ende des letzten Zeitschrittes  $t_{max}$ . Umgesetzt wird dies in Formel (3.19).

$$SOC_{n,t_{max}}^{EV} \geq \underline{SOC}_n^{EV,Ende} \quad \forall \quad n \in N \quad (3.19)$$

### 3.2.4 Restriktionen: Zeitlich flexible Haushaltsgroßgeräte

Die zeitlich flexiblen Haushaltsgroßgeräte, beschrieben als Elemente  $d$  der Menge  $D$ , sind jeweils innerhalb definierter Zeitfenster  $T_d^{ZFL}$  einsetzbar. Dabei ist  $D$  so definiert, dass jedes Element  $d$  im Planungszeitraum exakt einmal das zugeordnete Betriebsprofil vollständig absolvieren muss. Ist dies für ein Haushaltsgroßgerät mehrmals der Fall, so sind entsprechend mehrere zeitlich flexible Lasten (ZFLs) für die Optimierung zu definieren. Die zu absolvierenden Betriebsprofile bestehen jeweils aus einer festen Anzahl von aufeinanderfolgenden Zeitschritten, denen jeweils eine elektrische Betriebsleistung zugeordnet ist. Die einzelnen Schritte eines Betriebsprofils werden im Folgenden als Betriebsphasen bezeichnet und durch die Menge  $T_d^\tau$  repräsentiert. Die einer Betriebsphase  $\tau$  zugeordnete elektrische Leistung  $\rho_{d,\tau}^{ZFL}$  ist ein Parameter, der determiniert, welchen Wert die Entscheidungsvariable  $P_{d,t}^{ZFL}$  annehmen, d.h. mit welcher Leistung  $d$  im Zeitschritt  $t$  betrieben werden muss, wenn eine entsprechende Zuordnung von Betriebsphase  $\tau$  zu Zeitschritt  $t$  vorgenommen wird. Eine solche Zuordnung erfordert eine Binärvariable  $\gamma_{d,t,\tau}^{ZFL}$ . In Formel (3.20) sind diese Zusammenhänge abgebildet. So geht die Zuweisung des Wertes 0 zur Binärvariablen damit einher, dass das jeweilige Haushaltsgroßgerät im entsprechenden Zeitschritt in der entsprechenden Betriebsphase nicht betrieben wird. Wird der Binärvariablen der Wert 1 zugewiesen, so wird das Haushaltsgroßgerät hingegen mit der vorgeschriebenen Leistung der zugeordneten Betriebsphase betrieben. Mittels des Summenzeichens wird einer Variable  $P^{ZFL}$  potentiell nicht nur die Leistung einer Betriebsphase zugeordnet, sondern die Summe der Leistungen mehrerer Betriebsphasen. Aus diesem Grund ist eine weitere Restriktion notwendig, welche die mehrfache Zuordnung einer Betriebsphase verhindert. Dies wird in Formel (3.21) umgesetzt. Dort kommt eine weitere Menge zur Anwendung:  $T_d^{\tau_0}$ . Diese Teilmenge

von  $T_d^{ZFL}$  beinhaltet alle Zeitschritte, denen die erste Betriebsphase  $\tau_0$  grundsätzlich zugeordnet werden kann und das verbleibende Verfügbarkeitszeitfenster lang genug ist, damit das Betriebsprofil vollständig darin absolviert werden kann. Dementsprechend bedingt die Gleichung in Formel (3.21), dass die Betriebsphase  $\tau_0$  innerhalb des zulässigen Start-Zeitfensters exakt einmal zugeordnet wird. In Restriktion (3.20) wird die Menge der in der Summe berücksichtigten Betriebsphasen aus Effizienzgründen dahingehend gekürzt, dass für einen Zeitschritt  $t$  die Betriebsphasen  $\tau$  nicht betrachtet werden, die für eine Zuordnung zu  $t$  zu spät im Betriebsprofil verortet sind. Beispielsweise kann die zweite Betriebsphase nicht schon im ersten Zeitschritt aktiv sein, sondern erst ab dem zweiten Zeitschritt. Ausschlaggebend ist somit ein Vergleich der Positionen von  $\tau$  und  $t$  in den Mengen  $T_d^\tau$  bzw.  $T_d^{ZFL}$ . In formaler Darstellung muss dementsprechend  $pos(\tau, T_d^\tau) \leq pos(t, T_d^{ZFL})$  als Voraussetzung für die Aktivierung einer Betriebsphase  $\tau$  in einem Zeitschritt  $t$  gelten. Die Variable  $P^{ZFL}$  unterliegt der Nichtnegativitätsbedingung (3.67) und die Binärvariable  $\gamma^{ZFL}$  der Binaritätsbedingung (3.68).

$$P_{d,t}^{ZFL} = \sum_{\substack{\tau \in T_d^\tau \\ pos(\tau, T_d^\tau) \leq pos(t, T_d^{ZFL})}} \rho_{d,\tau}^{ZFL} \cdot \gamma_{d,t,\tau}^{ZFL} \quad \forall \quad d \in D, t \in T_d^{ZFL} \quad (3.20)$$

$$\sum_{t \in T_d^{\tau_0}} \gamma_{d,t,\tau_0}^{ZFL} = 1 \quad \forall \quad d \in D \quad (3.21)$$

Die Verbindlichkeit des Start-Zeitfensters  $T_d^{\tau_0}$  wird in einer weiteren Nebenbedingungsgruppe (3.22) hergestellt. Dort wird die Zuordnungsvariable  $\gamma^{ZFL}$  der ersten Betriebsphase  $\tau_0$  für alle Zeitschritte außerhalb des Start-Zeitfensters auf den Wert 0 gesetzt. In Kombination stellen Formeln (3.21) und (3.22) somit sicher, dass jedes Betriebsprofil exakt einmal im dafür vorgesehenen Zeitfenster gestartet wird.

$$\sum_{t \in T_d^{ZFL} \setminus T_d^{\tau_0}} \gamma_{d,t,\tau_0}^{ZFL} \leq 0 \quad \forall \quad d \in D \quad (3.22)$$

Der Start des Betriebseinsatzes mit der Betriebsphase  $\tau_0$  muss für einen vollständigen und nicht-unterbrechbaren Betriebsablauf von den weiteren Betriebsphasen unmittelbar gefolgt werden. Die zeitliche Kopplung der Betriebsphasen entsprechend ihrer vordefinierten Reihenfolge wird in Formel (3.23) modelliert. Durch die Gleichsetzung der Zuordnungsentscheidung einer Betriebsphase  $\tau$  zu einem Zeitschritt  $t$  mit der vorherigen Betriebsphase  $\tau - \Delta t$  zum vorherigen Zeitschritt  $t - \Delta t$  determiniert die Entscheidung bezüglich einer Zuordnung zugleich die Entscheidungen aller anderen Zuordnungen. Da

sowohl für die erste Betriebsphase als auch für den ersten Zeitschritt des Verfügbarkeitszeitfensters keine Vorgänger definiert sind, sind diese in Gleichung (3.23) ausgenommen. In den oben genannten Nebenbedingungen für den Betriebsstart werden diese aber bereits berücksichtigt, sodass im EAM keine Verstöße gegen die Vollständigkeit und Nicht-Unterbrechbarkeit der Betriebsprofile möglich sind.

$$\gamma_{d,t,\tau}^{ZFL} = \gamma_{d,t-\Delta t,\tau-\Delta t}^{ZFL} \quad \forall \quad d \in D, t \in T_d^{ZFL} \setminus \{t_0^{ZFL}\}, \tau \in T_d^\tau \setminus \{\tau_0\} \quad (3.23)$$

Um einen Betrieb der zeitlich flexiblen Haushaltsgroßgeräte außerhalb der Verfügbarkeitszeitfenster (d.h. für alle Zeitschritte  $t \in T \setminus T_d^{ZFL}$ ) zu unterbinden, wird in Formel (3.24) der Wert der entsprechenden Variablen für die Betriebsleistung auf den Wert 0 gesetzt.

$$P_{d,t}^{ZFL} \leq 0 \quad \forall \quad d \in D, t \in T \setminus T_d^{ZFL} \quad (3.24)$$

### 3.2.5 Restriktionen: Thermische Systeme

Wie bereits in Abschnitt 3.1.1 erläutert, wird in der Modellierung der thermischen Systeme zwischen dem Heiz- und dem Kühlbetrieb von Wärmepumpen unterschieden. Es gilt die Annahme, dass der Betriebsmodus für den jeweiligen Planungszeitraum durchgehend gleich bleibt. Folglich gibt es zwei Varianten des EAM mit jeweils unterschiedlichen Nebenbedingungen in Bezug auf die thermischen Systeme. Zunächst werden im Folgenden die Nebenbedingungen für den Heizbetrieb vorgestellt und erläutert, bevor ebenfalls die vollständigen Nebenbedingungen für das vereinfachte System des Kühlbetriebs eingeführt werden.

#### Wärmepumpen im Heizbetrieb

Aufgrund der Trägheit thermischer Systeme wird im EAM die Möglichkeit integriert, die Betriebssteuerung der entsprechenden Komponenten in einer geringeren zeitlichen Auflösung zu optimieren. Diese Zeitschrittweite wird durch den Parameter  $\Delta t^{th}$  beschrieben und muss einem ganzzahligen Vielfachen von  $\Delta t$  entsprechen. Daraus ergibt sich die Menge der Zeitschritte  $T^{th}$ , in denen über den Betrieb der thermischen Systeme entschieden wird. Der Parameter  $\Pi^{th}$  wird als das ganzzahlige Verhältnis  $\frac{\Delta t^{th}}{\Delta t}$  der unterschiedlichen Zeitschrittweiten definiert. Die Menge  $H^{th}$  beinhaltet alle Haushalte mit einem für den EA steuerbaren thermischen System. Dabei gilt die Annahme, dass jeder Haushalt  $h \in H^{th}$  exakt eine Wärmepumpe, einen Puffer-Wärmespeicher und

einen Heizstab besitzt, sodass die Menge  $H^{th}$  synonym als die Menge der jeweiligen Komponenten betrachtet werden kann.

Eine zentrale Komponente der betrachteten thermischen Systeme auf der Grundlage von P2H-Technologien sind Wärmepumpen. Der Wärmestrom, den eine Wärmepumpe im Heizbetrieb erzeugt, ist für einen konstanten COP linear abhängig von der elektrischen Betriebsleistung. Jedoch ist der COP nicht konstant, sondern abhängig von der Differenz zwischen Vorlauf- und Umgebungstemperatur. Um diesen Zusammenhang mit einer hohen Genauigkeit dennoch linear zu modellieren, wird ein stufenweise konstanter COP verwendet, der einer Annäherung des COPs für eine definierte Betriebsleistung und ein definiertes Intervall der genannten Temperaturdifferenz entspricht. Die elektrische Betriebsleistung sowie der daraus resultierende Wärmestrom werden durch die Entscheidungsvariablen  $P_{h,t}^{HP}$  bzw.  $\dot{Q}_{h,t}^{HP}$  für jeden Haushalt  $h \in H^{th}$  und jeden Zeitschritt  $t \in T^{th}$  abgebildet. Diese Variablen unterliegen Nichtnegativitätsbedingungen (3.67). Die Temperatur, die sich infolge der Betriebssteuerung in einem Wärmespeicher am Ende eines Zeitschrittes  $t$  einstellt, stellt ebenfalls eine Entscheidungsvariable dar und wird durch  $\vartheta_{h,t}^{HS}$  symbolisiert. Vereinfachend wird die Vorlauftemperatur einer Wärmepumpe nicht separat abgebildet, sondern durch die Speichertemperatur plus 5 Kelvin angenähert. Die Außentemperatur  $\vartheta_{h,t}$  ist als Parameter gegeben. Zur stufenweisen Linearisierung der Effizienz einer Wärmepumpe sind verschiedene Betriebszustände zu definieren. Die Menge aller möglichen Betriebszustände einer Wärmepumpe  $h$  wird durch  $\Omega_h$  zusammengefasst. Ein Betriebszustand wird durch zwei Merkmale charakterisiert und folglich in Form einer Matrix bestehend aus  $i$  Zeilen und  $j$  Spalten aufgestellt. Die Zeilen repräsentieren diskrete elektrische Leistungen, mit denen eine Wärmepumpe betrieben werden kann. Die Spalten repräsentieren Intervalle für die Differenz zwischen Vorlauf- und Umgebungstemperatur. Unter Annahme der mittleren Temperatur eines Intervalls  $j$  kann somit für einen Betriebszustand a priori der zugehörige COP bestimmt werden. Da für einen Betriebszustand zugleich die elektrische Betriebsleistung determiniert wird, kann aus dem Produkt dieser Leistung mit dem entsprechenden COP der resultierende Wärmestrom ebenfalls a priori bestimmt werden. Daraus ergibt sich der Parameter  $\dot{Q}_{h,i,j}^{fix}$ , welcher für einen Betriebszustand  $i, j \in \Omega_h$  den von der Variable  $\dot{Q}_{h,t}^{HP}$  anzunehmenden Wert vorgibt. Diese Beziehung wird in Formel (3.25) modelliert. Dabei kommt eine Binärvariable  $\gamma^{HP}$  zum Einsatz, die über den Betriebszustand entscheidet und der Binaritätsbedingung (3.68) unterliegt. Nimmt sie den Wert 1 an, so ist der jeweilige Betriebszustand  $i, j$  aktiviert und der Variablen  $\dot{Q}_{h,t}^{HP}$  wird der entsprechende Wert  $\dot{Q}_{h,i,j}^{fix}$  zugewiesen. Zur Vermeidung der Aktivierung mehrerer gleichzeitiger Betriebszustände

wird in Formel (3.26) gewährleistet, dass maximal ein Betriebszustand pro Haushalt und Zeitschritt aktiv sein kann. Wird kein Betriebszustand aktiviert, so erzeugt die Wärmepumpe in diesem Zeitschritt keine Wärme. In Restriktion (3.25) ist zudem der binäre Parameter  $\Gamma_{h,t}^{HP}$  dafür verantwortlich, die Möglichkeit zum Betrieb einer Wärmepumpe zu aktivieren (durch den Wert 1) oder deaktivieren (durch den Wert 0). Hintergrund dessen ist die Berücksichtigung des Bivalenzpunktes, der die Nutzung einer Wärmepumpe bei niedrigen Umgebungstemperaturen unterhalb der Bivalenztemperatur ausschließt. In den entsprechenden Fällen, die a priori zu bestimmen sind, ist der Parameter  $\Gamma_{h,t}^{HP}$  auf den Wert 0 zu setzen, sodass die Wärmepumpe nicht nutzbar ist und kein Wärmestrom erzeugt wird. In weiteren, folgenden Restriktionen wird dieser Parameter auf die gleiche Art verwendet.

$$\dot{Q}_{h,t}^{HP} = \sum_{i,j \in \Omega_h} (\gamma_{h,t,i,j}^{HP} \cdot \dot{Q}_{h,i,j}^{fix}) \cdot \Gamma_{h,t}^{HP} \quad \forall h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.25)$$

$$\sum_{i,j \in \Omega_h} \gamma_{h,t,i,j}^{HP} \leq 1 \quad \forall h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.26)$$

Die elektrische Betriebsleistung einer Wärmepumpe, die in Formel (3.25) bereits implizit berücksichtigt wird, muss zur Energiebilanzierung in den Haushalten (s. Formel (3.61)) dennoch explizit mit der oben genannten Variable  $P^{HP}$  modelliert werden. Die binäre Variable  $\gamma^{HP}$  ist auch in diesem Kontext entscheidend für die Festlegung der elektrischen Betriebsleistung als beschreibendes Merkmal eines Betriebszustandes. So sind, analog zu  $\dot{Q}_{h,i,j}^{fix}$ , ebenso die möglichen diskreten Leistungsstufen einer Wärmepumpe in einem Parameter  $P_{h,i}^{fix}$  zu definieren. In Formel (3.27) erfolgt die entsprechende Zuordnung nach der gleichen Logik wie in Formel (3.25).

$$P_{h,t}^{HP} = \sum_{i,j \in \Omega_h} (\gamma_{h,t,i,j}^{HP} \cdot P_{h,i}^{fix}) \cdot \Gamma_{h,t}^{HP} \quad \forall h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.27)$$

In Übereinstimmung mit der Betriebsstufenaktivierung muss auch die Einhaltung des zugehörigen Intervalls der Differenz aus Vorlauf- und Umgebungstemperatur gewährleistet sein. Da die Umgebungstemperatur ein Parameter ist, fungieren die Intervalle zugleich als Beschränkungen für die Variable  $\vartheta^{HS}$ . Für eine effiziente Modellierung kann dabei die Vereinfachung gemacht werden, dass nur die jeweils obere Intervallgrenze zu berücksichtigen ist. Diese Vereinfachung geht aus folgenden Gründen nicht mit einer Reduktion der Genauigkeit in der Modellierung des Zusammenhangs zwischen der angenommenen Vorlauftemperatur und der Effizienz einer Wärmepumpe einher. Der COP

ist höher und eine Wärmepumpe somit effizienter, je geringer die Temperaturdifferenz ist, d.h. für eine gegebene Umgebungstemperatur, je geringer die Vorlauftemperatur ist. Aufgrund der im EAM berücksichtigten Enthalpie- bzw. Temperaturbilanzierung (s. Formel (3.35)) bestehen die Freiheitsgrade der Variable  $\vartheta^{HS}$  nur in Form der auf verschiedene Wärmeströme bezogenen Variablen, welche wiederum verschiedenen Restriktionen unterliegen. Folglich ist es so, dass die Wahl des Betriebszustandes einer Wärmepumpe durch die sich im Zusammenhang mit einer Vielzahl anderer Entscheidungsvariablen ergebenden Speichertemperaturen eingeschränkt wird. Da es im Zuge der Optimierung nicht zielführend wäre, einen Betriebszustand zu aktivieren, der einer höheren Vorlauftemperatur entspricht (und die Effizienz der Wärmepumpe damit verschlechtern würde) als der tatsächlichen, muss dieser Fall nicht durch zusätzliche Nebenbedingungen explizit ausgeschlossen werden. Somit bewirkt Formel (3.28), dass  $\vartheta^{HS}$  maximal so groß sein kann, wie es die Obergrenze des Temperaturintervalls für den jeweiligen Betriebszustand  $i, j$  erlaubt und im Umkehrschluss kein effizienterer Betriebszustand hinsichtlich Temperaturintervall  $j$  aktiviert werden kann. Die Obergrenze eines Temperaturintervalles wird durch den Parameter  $\overline{\Delta\vartheta}_{h,j}$  beschrieben. Aufgrund des für einen Betriebszustand  $i, j$  geltenden Zusammenhanges  $\vartheta_{h,t}^{HS} - \vartheta_{h,t} \leq \overline{\Delta\vartheta}_{h,j}$  ist durch eine Umformung die jeweilige Obergrenze für  $\vartheta_{h,t}^{HS}$  durch  $\overline{\Delta\vartheta}_{h,j} + \vartheta_{h,t}$  zu beschreiben. Durch die Multiplikation dieses Ausdrucks mit der Binärvariablen  $\gamma_{h,t,i,j}^{HP}$  wird die zu dem Betriebszustand gehörende Obergrenze aktiviert. Ist eine Wärmepumpe  $h$  im Zeitschritt  $t$  trotz der Möglichkeit einer Inbetriebnahme inaktiv, d.h. für alle  $i, j$  wird die jeweilige Binärvariable  $\gamma_{h,t,i,j}^{HP}$  auf den Wert 0 gesetzt, so wird keine Obergrenze aktiviert und  $\vartheta_{h,t}^{HS}$  könnte keinen positiven Wert annehmen. Da jedoch auch bei Inaktivität einer Wärmepumpe die Enthalpie des zugehörigen Wärmespeichers weiterhin bilanziert werden muss, ist die Obergrenze in diesem Fall auf die Maximaltemperatur des Speichers zu setzen. Diese wird durch den Parameter  $\overline{\vartheta}_h^{HS}$  repräsentiert und wird nur wirksam, wenn die Summe aller zugehörigen Binärvariablen gleich 0 ist. Somit ist jeweils immer nur eine der beiden möglichen Obergrenzen gültig. Der binäre Parameter  $\Gamma^{HP}$ , der mit der betriebszustandsbedingten Obergrenze multipliziert wird, bezweckt, dass auch im Falle der technisch bedingten Inaktivität einer Wärmepumpe nur die Maximaltemperatur eines Speichers als Obergrenze wirksam wird.

$$\vartheta_{h,t}^{HS} \leq \left( \sum_{i,j \in \Omega_h} (\gamma_{h,t,i,j}^{HP} \cdot (\overline{\Delta\vartheta}_{h,j} + \vartheta_{h,t})) \cdot \Gamma_{h,t}^{HP} + (1 - \sum_{i,j \in \Omega_h} \gamma_{h,t,i,j}^{HP}) \cdot \overline{\vartheta}_h^{HS} \right) \quad \forall h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.28)$$

Die Temperatur eines Wärmespeichers unterliegt zudem einer definierten Untergrenze  $\vartheta_h^{HS}$ , die grundsätzlich nicht zu unterschreiten ist. Dies wird in Formel (3.29) berücksichtigt.

$$\vartheta_{h,t}^{HS} \geq \vartheta_h^{HS} \quad \forall \quad h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.29)$$

Die im Wärmespeicher gespeicherte Wärme kann dem entsprechenden Haushalt zugeführt werden. Dies wird mittels der Variable  $\dot{Q}_{h,t}^H$  gesteuert, welche den Wärmestrom vom Speicher zum Haushalt  $h$  im Zeitschritt  $t$  ausdrückt. Diese Variable unterliegt der Nichtnegativitätsbedingung (3.67). Wie stark ein Haushalt geheizt werden kann, ist abhängig von der Temperaturdifferenz zwischen Haushalt und Wärmespeicher, sowie dem entsprechenden Wärmeübergangskoeffizienten  $kA_h$ . Das Produkt aus der Temperaturdifferenz und dem Koeffizienten stellt den maximal zu erreichenden Wärmestrom  $\dot{Q}^H$  dar. Dieser Zusammenhang wird in Formel (3.30) abgebildet. Die Haushaltstemperatur am Ende eines Zeitschrittes  $t$  wird durch die Variable  $\vartheta_{h,t}^H$  beschrieben.

$$\dot{Q}_{h,t}^H \leq (\vartheta_{h,t}^{HS} - \vartheta_{h,t}^H) \cdot kA_h \quad \forall \quad h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.30)$$

Der potentiell zuführbare Wärmestrom steigt jedoch nicht unbegrenzt mit zunehmender Temperaturdifferenz zwischen Wärmespeicher und Haushalt, sondern ist zugleich durch das Vorlaufstemperaturmaximum  $\bar{\theta}_h$  begrenzt. Abhängig von der Haushaltstemperatur gibt es somit eine weitere Obergrenze für  $\dot{Q}^H$ , deren Einhaltung durch Formel (3.31) sichergestellt wird.

$$\dot{Q}_{h,t}^H \leq (\bar{\theta}_h - \vartheta_{h,t}^H) \cdot kA_h \quad \forall \quad h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.31)$$

Zusätzlich gibt es neben Wärmepumpen in den betrachteten thermischen Haushaltssystemen Heizstäbe als Wärmeerzeuger. Diese werden mit der elektrischen Leistung  $P^{HR}$  betrieben. Diese Variable unterliegt der Nichtnegativitätsbedingung (3.67). Jeder Heizstab hat eine definierte Maximalleistung, welche durch den Parameter  $\bar{P}_h^{HR}$  beschrieben wird. Die Beschränkung der Betriebsleistung durch die Maximalleistung wird in Formel (3.32) modelliert.

$$P_{h,t}^{HR} \leq \bar{P}_h^{HR} \quad \forall \quad h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.32)$$

Heizstäbe weisen konstante Wirkungsgrade  $\eta^{HR}$  auf, die aussagen, welcher Anteil der aufgebrauchten elektrischen Leistung in thermische Leistung umgewandelt wird. Aufgrund der Konstanz des Wirkungsgrades ist der von einem Heizstab erzeugte Wärmestrom linear von der elektrischen Betriebsleistung abhängig und kann ohne Verwendung einer weiteren Variablen durch  $P_{h,t}^{HR} \cdot \eta_h^{HR}$  ausgedrückt werden.

Die Einflüsse der verschiedenen Wärmeströme innerhalb eines thermischen Systems müssen zur Herstellung des Zusammenhanges zwischen Wärmeenergie und Temperatur sowohl für die als Wärmespeicher modellierten Haushalte als auch für die Puffer-Wärmespeicher in deren jeweiligen Enthalpie- bzw. Temperaturbilanzierungen berücksichtigt werden. In die Haushaltsbilanz wird eine Vielzahl verschiedener Wärmeinflüsse einbezogen (s. Abbildung 3.2). Für jeden Zeitschritt  $t \in T^{th} \setminus \{t_0\}$  und jeden Haushalt  $h \in H^{th}$  entspricht die Haushaltstemperatur der Haushaltstemperatur des vorherigen Zeitschrittes  $t - \Delta t^{th}$ , zuzüglich oder abzüglich der Summe der Wärmeenergie durch ein- und ausgehende Wärmeströme in  $t$ . Da für den ersten Zeitschritt  $t_0$  kein vorheriger Zeitschritt definiert ist, erfolgt die entsprechende Bilanzierung separat in Formel (3.34). Ein positiver Beitrag, d.h. eine Zuführung von Wärme, kann durch das Heizen aus dem Wärmespeicher geleistet werden. Dies ist der Wärmestrom  $\dot{Q}_{h,t}^H$ . Darüber hinaus geht ein weiterer Wärmestrom vom Wärmespeicher in den Haushalt über, der aus dem Wärmedurchgang aufgrund des Temperaturgradienten vom Speicher zum Haushalt resultiert. Dieser Wärmestrom wird folglich durch das Produkt aus der entsprechenden Temperaturdifferenz  $\vartheta_{h,t}^{HS} - \vartheta_{h,t}^H$  und dem jeweiligen Wärmedurchgangskoeffizienten  $UA_h^{HS}$  beschrieben. Genauso gibt es auch einen Wärmedurchgang zwischen Haushalt und Umgebung. Abhängig von der Richtung des Temperaturgradienten kann dieser Wärmestrom sowohl positiv als auch negativ in die Bilanz eingehen. Dieser Beitrag ist das Produkt aus  $\vartheta_{h,t}^H - \vartheta_{h,t}$  und dem Haushalts-Wärmedurchgangskoeffizienten  $UA_h^{HS}$ . Der Wärmedurchgang zwischen Haushalt und Umgebung kann zudem zeitweise dadurch verstärkt werden, dass durch offene Fenster gelüftet wird und somit ein erhöhter Wärmeaustausch besteht. Dies wird durch den Ventilationsverlustkoeffizienten abgebildet, dessen Modellierung in Form des Parameters  $k_{h,t}^{vent}$  erfolgt. Dieser beschreibt den temperaturspezifischen Wärmestrom für einen definierten Luftvolumenstrom eines Haushaltes und ist zur Bestimmung des Wärmestromes mit der Temperaturdifferenz  $\vartheta_{h,t}^H - \vartheta_{h,t}$  zu multiplizieren. Zur Umrechnung der genannten Wärmeströme in deren zu- oder abgeführte Wärmemengen werden sie mit der für thermische Komponenten vorgegebenen Zeitschrittweite  $\Delta t^{th}$  multipliziert.

Zusätzlich gibt es weitere Wärmeströme, die für die Enthalpie- bzw. Temperaturbilanzierung eines Haushaltes zu berücksichtigen sind. Die folgenden Wärmebeiträge beruhen auf Modellgrößen, die in der höheren zeitlichen Auflösung mit Zeitschrittweite  $\Delta t$  definiert sind. Folglich erfolgt an der Stelle eine Multiplikation mit  $\Delta t$  und nicht mit  $\Delta t^{th}$ . Da mehrere Zeitschritte  $t' \in T$  innerhalb eines Zeitschrittes  $t \in T^{th}$  ablaufen, sind für jeden Schritt  $t$  der Enthalpie- bzw. Temperaturbilanzierung die Wärmebeiträge mehre-

rer Zeitschritte  $t'$  für die entsprechend definierten Modellkomponenten hinzuzurechnen. Der Parameter  $\Pi^{th}$  gibt an, aus welcher ganzzahligen Anzahl von Zeitschritten  $t'$  ein Schritt  $t$  besteht. Dementsprechend werden die Wärmebeiträge der Zeitschritte  $t$  bis  $t + (\Pi^{th} - 1) \cdot \Delta t$  aufsummiert.

Die Verluste der im Haushalt geleisteten Grundlast verbleiben in Form von Wärme im System. Somit geht ein Wärmestrom in den Haushalt ein, der äquivalent zum Parameter  $P_{h,t}^{GL}$  der elektrischen Grundlast ist. Ebenso sind Verluste der ZFLs zu berücksichtigen. Da die von ZFLs abgebildeten Haushaltsgroßgeräte durch Abwasser signifikante Anteile der entstehenden Wärme aus dem Haushalt abführen können, muss der entsprechende Wärmebeitrag reduziert werden. Der Parameter  $\beta_d$  beschreibt für eine ZFL  $d$  den relativen Anteil der elektrischen Betriebsleistung  $P_{d,t}^{ZFL}$ , der den Haushalt nicht in Form von Abwasser verlässt. Folglich entspricht der tatsächliche Wärmebeitrag dem Produkt  $P_{d,t}^{ZFL} \cdot \beta_d$ . Da ein Haushalt über mehrere ZFLs verfügen kann, sind die entsprechenden Wärmebeiträge zu summieren. Dafür wird eine Menge  $D_h$  definiert, welche als Teilmenge der Gesamtheit aller ZFLs  $D$  nur diejenigen ZFLs enthält, die einem Haushalt  $h$  zugeordnet sind. Analog dazu werden Wärmeverluste von BSs berücksichtigt. Da das EAM die Möglichkeit mehrerer BSs innerhalb eines Haushaltes vorsieht, ist eine entsprechende Menge  $B_h$  definiert, welche alle BSs eines Haushaltes  $h$  beinhaltet. Der Anteil  $\beta_b^{BS}$  beschreibt den Anteil der (Ent-)Ladeleistung eines BS, der in Form von Wärme im Haushalt verbleibt. Da jeder BS in einem Zeitschritt nur entweder geladen oder entladen werden kann, wird der entsprechende Betrag der Leistung durch die Summe der Variablen  $P_{b,t}^{BS+}$  und  $P_{b,t}^{BS-}$  ausgedrückt. Darüber hinaus wird die unmittelbare Erwärmung durch Sonneneinstrahlung berücksichtigt. Der Parameter  $\dot{Q}_{h,t}^{sol}$  gibt an, wie groß der eingehende Wärmestrom abhängig von der Sonneneinstrahlung und haushaltsindividuellen thermischen Größen ist.

Weitere Wärme wird einem Haushalt in Form der Verluste des Warmwassers zugeführt. Analog zur Modellierung der Wärmebeiträge von ZFLs geht nur ein Anteil  $\beta_h^{WW}$  des Warmwasserbedarfes in einen Haushalt über. Der Parameter  $Q_{h,t}^{WW}$  repräsentiert die aufzubringende Energiemenge zur Deckung des Warmwasserbedarfes. Da dieser Parameter eine Wärmemenge und keinen Wärmestrom beschreibt, wird diese Komponente von Formel (3.33) nicht mit einer Zeitschrittweite multipliziert.

Die Bilanzierung aller ein- und ausgehenden Wärmeströme und deren Umformung in die entsprechenden Wärmemengen innerhalb eines Zeitschrittes erfordert eine weitere Umrechnung, sodass die aus den Wärmemengen resultierenden Temperaturänderun-

gen modelliert werden. Die Beziehung zwischen Wärmemenge und Temperatur wird durch den Parameter  $C_h^H$  beschrieben, der die Wärmekapazität eines Haushaltes repräsentiert. Die Änderung der Enthalpie eines Haushaltes geteilt durch die zugehörige Wärmekapazität entspricht der Änderung der Temperatur. Somit wird dieser Quotient für die Bestimmung der Haushaltstemperatur am Ende eines Zeitschrittes  $t$  zur Haushaltstemperatur am Ende des vorherigen Zeitschrittes addiert.

$$\begin{aligned} \vartheta_{h,t}^H = & \vartheta_{h,t-\Delta t}^H + \left[ \Delta t^{th} \cdot \left( \dot{Q}_{h,t}^H + (\vartheta_{h,t}^{HS} - \vartheta_{h,t}^H) \cdot UA_h^{HS} + (\vartheta_{h,t}^H - \vartheta_{h,t}) \cdot (UA_h^H + k_{h,t}^{vent}) \right) \right. \\ & + \sum_{t'=t}^{t+(\Pi^{th}-1)\cdot\Delta t} \left( \Delta t \cdot \left( P_{h,t'}^{GL} + \sum_{d \in D_h} P_{d,t'}^{ZFL} \cdot \beta_d^{ZFL} + \sum_{b \in B_h} (P_{b,t'}^{BS+} + P_{b,t'}^{BS-}) \cdot \beta_b^{BS} + \dot{Q}_{h,t'}^{sol} \right) \right. \\ & \left. \left. + Q_{h,t'}^{WW} \cdot \beta_h^{WW} \right) \right] \cdot \frac{1}{C_h^H} \\ & \forall h \in H^{th}, t \in T^{th} \setminus \{t_0\} \quad (3.33) \end{aligned}$$

Die bereits angesprochene Berücksichtigung der Enthalpie- und Temperaturbilanzierung für den ersten Zeitschritt  $t_0$  in Formel (3.34) setzt eine Anfangstemperatur  $\vartheta_h^{H,0}$  voraus, von der ausgehend die Temperaturänderung analog zu Formel (3.33) bilanziert wird.

$$\begin{aligned} \vartheta_{h,t_0}^H = & \vartheta_h^{H,0} + \left[ \Delta t^{th} \cdot \left( \dot{Q}_{h,t_0}^H + (\vartheta_{h,t_0}^{HS} - \vartheta_{h,t_0}^H) \cdot UA_h^{HS} + (\vartheta_{h,t_0}^H - \vartheta_{h,t_0}) \cdot (UA_h^H + k_{h,t_0}^{vent}) \right) \right. \\ & + \sum_{t'=t_0}^{t_0+(\Pi^{th}-1)\cdot\Delta t} \left( \Delta t \cdot \left( P_{h,t'}^{GL} + \sum_{d \in D_h} P_{d,t'}^{ZFL} \cdot \beta_d^{ZFL} + \sum_{b \in B_h} (P_{b,t'}^{BS+} + P_{b,t'}^{BS-}) \cdot \beta_b^{BS} + \dot{Q}_{h,t'}^{sol} \right) \right. \\ & \left. \left. + Q_{h,t'}^{WW} \cdot \beta_h^{WW} \right) \right] \cdot \frac{1}{C_h^H} \\ & \forall h \in H^{th} \quad (3.34) \end{aligned}$$

Die Enthalpie- bzw. Temperaturbilanzierung muss nicht nur für die Haushalte, sondern auch für die Puffer-Wärmespeicher gemäß der in Abbildung 3.2 dargestellten Beziehungen erfolgen. Die entsprechende Gleichung für alle Zeitschritte außer  $t_0$  ist in Formel (3.35) zu sehen. Darin wird die Veränderung der Speichertemperatur  $\vartheta^{HS}$  unter Berücksichtigung der Wärmekapazität  $C^{HS}$  eines Speichers erfasst. Verschiedene ein- und ausgehende Wärmeströme sind dabei von Relevanz. Einen positiven Beitrag leistet der Betrieb einer Wärmepumpe, die dem zugehörigen Speicher den Wärmestrom  $\dot{Q}^{HP}$

zuführt. Das Heizen des Haushaltes erzeugt einen vom Speicher ausgehenden Wärmestrom  $\dot{Q}^H$ . Der bereits im Zusammenhang mit Formel (3.33) erläuterte Wärmedurchgang zwischen Speicher und Haushalt ist in der Bilanzierung eines Speichers entsprechend mit umgekehrtem Vorzeichen als ausgehender Wärmestrom zu berücksichtigen. Zudem wird der bei Betrieb des Heizstabs unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades erzeugte Wärmestrom  $P^{HR} \cdot \eta^{HR}$  zugeführt. Die genannten Wärmeströme beziehen sich auf thermische Variablen, die auf der Zeitschrittweite  $\Delta t^{th}$  beruhen, und werden zur Umformung in die entsprechenden Wärmemengen mit diesem Parameter multipliziert.

Weitere Wärmeströme, die auf in der Zeitschrittweite  $\Delta t$  definierten Parametern beruhen, werden analog zu Formel (3.33) durch eine Summierung über die zwischenliegenden Zeitschritte berücksichtigt. Dazu zählt die von Solarthermie-Anlagen erzeugte Wärme, welche den Speichern zugeführt und durch den Parameter  $\dot{Q}^{ST}$  modelliert wird. Zudem ist der definierte Warmwasserbedarf  $Q^{WW}$  eines Haushaltes als aus einem Speicher ausgehende Wärmemenge zu modellieren, da dieser Bedarf direkt aus dem Wärmespeicher heraus zu decken ist.

$$\vartheta_{h,t}^{HS} = \vartheta_{h,t-\Delta t^{th}}^{HS} + \left[ \Delta t^{th} \cdot \left( \dot{Q}_{h,t}^{HP} - (\vartheta_{h,t}^{HS} - \vartheta_{h,t}^H) \cdot UA_h^{HS} + P_{h,t}^{HR} \cdot \eta_h^{HR} \right) + \sum_{t'=t}^{t+(\Pi^{th}-1) \cdot \Delta t} \left( \Delta t \cdot \dot{Q}_{h,t'}^{ST} - Q_{h,t'}^{WW} \right) \right] \cdot \frac{1}{C_h^{HS}} \quad \forall h \in H^{th}, t \in T^{th} \setminus \{t_0\} \quad (3.35)$$

Die Enthalpie- bzw. Temperaturbilanzierung der Puffer-Wärmespeicher im Zeitschritt  $t_0$  erfolgt analog zu Formel (3.35) separat in Formel (3.36). Dabei beschreibt der Parameter  $\vartheta_{h,t_0}^{HS,0}$  die Anfangstemperatur eines Wärmespeichers.

$$\vartheta_{h,t_0}^{HS} = \vartheta_h^{HS,0} + \left[ \Delta t^{th} \cdot \left( \dot{Q}_{h,t_0}^{HP} - (\vartheta_{h,t_0}^{HS} - \vartheta_{h,t_0}^H) \cdot UA_h^{HS} + P_{h,t_0}^{HR} \cdot \eta_h^{HR} \right) + \sum_{t'=t_0}^{t_0+(\Pi^{th}-1) \cdot \Delta t} \left( \Delta t \cdot \dot{Q}_{h,t'}^{ST} - Q_{h,t'}^{WW} \right) \right] \cdot \frac{1}{C_h^{HS}} \quad \forall h \in H^{th} \quad (3.36)$$

Der Warmwasserbedarf wird durch die Integration in die Wärmespeicher-Bilanzierung automatisch gedeckt. Auf diese Weise wird allerdings nur berücksichtigt, dass die insgesamt für die jeweilige Menge an Warmwasser erforderliche Wärmemenge zur Verfügung steht, ohne zu gewährleisten, dass auch eine ausreichend hohe Temperatur des Wassers erreicht wird. Um dies zu berücksichtigen, wird Formel (3.37) eingeführt. So muss

der gesamte Warmwasserbedarf  $Q^{WW}$  eines Haushaltes  $h$  über Betrachtungszeitraum  $T$  von Wärmepumpen in Betriebszuständen ausreichend hoher Vorlauftemperaturen, von Solarthermie-Anlagen oder von Heizstäben gedeckt werden. Dafür ist die Menge  $\Omega_h^{WW}$  als Teilmenge von  $\Omega_h$  zu definieren, welche die Betriebszustände  $i, j$  einer Wärmepumpe  $h$  enthält, die einer für Warmwasser ausreichend hohen Vorlauftemperatur entsprechen. Da gemäß Formel (3.26) für jeden Zeitschritt  $t$  und jeden Haushalt  $h$  maximal ein Betriebszustand  $i, j$  über die jeweilige Binärvariable  $\gamma_{h,t,i,j}^{HP}$  aktiviert sein kann, ist maximal einer der Summanden über die Betriebszustände  $i, j \in \Omega_h^{WW}$  in Formel (3.37) ungleich Null. Somit geht auch maximal ein Wert  $\dot{Q}_{h,i,j}^{fix}$  in eine Ungleichung ein, sodass nur die von Wärmepumpen erzeugten Wärmeströme zur Deckung des Warmwasserbedarfes beitragen, wenn sie aus einem Betriebszustand  $i, j \in \Omega_h^{WW}$  resultieren. Die Wärmebeiträge von Heizstäben ( $P^{HR} \cdot \eta^{HR}$ ) und Solarthermie-Anlagen ( $\dot{Q}^{ST}$ ) können uneingeschränkt zur Deckung des Warmwasserbedarfes verwendet werden. Die Wärmeströme aller drei Komponenten werden entsprechend ihrer definierten Zeitschrittweiten  $\Delta t^{th}$  bzw.  $\Delta t$  multipliziert und für alle Zeitschritte  $T^{th}$  bzw.  $T$  addiert, um die entsprechend aufgebrauchte Wärmeenergie eines ganzen Tages abzubilden.

$$\Delta t^{th} \cdot \sum_{t \in T^{th}} \left( \sum_{i,j \in \Omega_h^{WW}} \left( \gamma_{h,t,i,j}^{HP} \cdot \dot{Q}_{h,i,j}^{fix} \right) + P_{h,t}^{HR} \eta_h^{HR} \right) + \Delta t \cdot \sum_{t' \in T} \dot{Q}_{h,t'}^{ST} \geq \sum_{t' \in T} Q_{h,t'}^{WW} \quad \forall h \in H^{th} \quad (3.37)$$

Die Relevanz der Temperaturbilanzierung eines Haushaltes besteht darin, dass in Abhängigkeit der Tageszeit unterschiedliche Temperaturpräferenzen bzw. -vorgaben herrschen. Für jeden Zeitschritt  $t \in T^{th}$  repräsentieren die Parameter  $\bar{\vartheta}_{h,t}^H$  und  $\underline{\vartheta}_{h,t}^H$  die jeweilige Ober- und Untergrenze für die Haushaltstemperatur  $\vartheta_{h,t}^H$ . Bei diesen Grenzen handelt es sich um strikt einzuhaltende Beschränkungen, deren Verletzung unzumutbare Bedingungen für den jeweiligen Haushalt darstellen. Die Einhaltung dieser Grenzen wird in Formel (3.38) sichergestellt.

$$\underline{\vartheta}_{h,t}^H \leq \vartheta_{h,t}^H \leq \bar{\vartheta}_{h,t}^H \quad \forall h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.38)$$

Um nicht nur äußerste Komfortgrenzen bezüglich der Haushaltstemperatur, sondern auch von den Haushalten präferierte Temperaturintervalle zu berücksichtigen, werden Letztere in Form weicher Grenzen modelliert. Dementsprechend beschreibt die Menge  $T_h^K$  ein Komfort-Zeitfenster, für das die Temperaturgrenzen  $\bar{\vartheta}_h^K$  und  $\underline{\vartheta}_h^K$  definiert sind. In Formel (3.39) wird die durchschnittliche Haushaltstemperatur aller Zeitschritte des Zeit-

fensters  $T_h^K$  durch diese Grenzen beschränkt. Zur Beschreibung der durchschnittlichen Haushaltstemperatur wird der Wert der Variable  $\vartheta_{h,t}^H$  für alle  $t \in T_h^K$  summiert und durch die Anzahl  $|T_h^K|$  der Zeitschritte innerhalb des Komfort-Zeitfensters von  $h$  geteilt.

$$\underline{\vartheta}_h^K \leq \sum_{t \in T_h^K} \vartheta_{h,t}^H \cdot \frac{1}{|T_h^K|} \leq \bar{\vartheta}_h^K \quad \forall \quad h \in H^{th} \quad (3.39)$$

Im Sinne einer vorausschauenden Planung über den im Modell betrachteten Planungszeitraum hinaus, ist für den letzten Zeitschritt  $t_{max}^{th}$  der Menge der für den Betrieb der thermischen Systeme relevanten Zeitschritte  $T^{th}$  eine Mindesttemperatur sowohl für die Puffer-Wärmespeicher als auch für die Haushalte zu setzen. Diese werden durch die Parameter  $\underline{\vartheta}_h^{HS,Ende}$  bzw.  $\underline{\vartheta}_h^{H,Ende}$  beschrieben. Die Beschränkung der entsprechenden Variablen durch diese Grenzen erfolgt in Formeln (3.40) bzw. (3.41).

$$\vartheta_{h,t_{max}^{th}}^{HS} \geq \underline{\vartheta}_h^{HS,Ende} \quad \forall \quad h \in H^{th} \quad (3.40)$$

$$\vartheta_{h,t_{max}^{th}}^H \geq \underline{\vartheta}_h^{H,Ende} \quad \forall \quad h \in H^{th} \quad (3.41)$$

Da die Variablen für die elektrischen Betriebsleistungen thermischer Systemkomponenten für die in Formel (3.61) folgenden Leistungsbilanzierungen der Haushalte für alle Zeitschritte  $T$  und nicht nur für die Zeitschritte  $T^{th}$  benötigt werden, sind sie entsprechend zu definieren. Jeder Zeitschritt  $t \in T^{th}$  entspricht einer ganzzahligen Anzahl  $\Pi^{th}$  von Zeitschritten  $t' \in T$ , sodass die elektrische Betriebsleistung einer thermischen Anlage in  $t$  identisch mit der elektrischen Betriebsleistung der  $(\Pi^{th} - 1)$  folgenden Zeitschritte  $t'$  ist. Dies betrifft die Variablen  $P_{h,t}^{HP}$  und  $P_{h,t}^{HR}$ . Modelliert wird dies jeweils in Formeln (3.42) und (3.43). Dazu wird eine Menge  $T'_t$  definiert, welche für jeden Zeitschritt  $t \in T^{th}$  die  $(\Pi^{th} - 1)$  folgenden Zeitschritte beinhaltet. Für jeden Zeitschritt  $t \in T^{th}$  wird die entsprechende Leistung mit der Leistung in jeder der unmittelbar folgenden Zeitschritte  $t' \in T'_t$  gleichgesetzt.

$$P_{h,t'}^{HP} = P_{h,t}^{HP} \quad \forall \quad h \in H^{th}, t \in T^{th}, t' \in T'_t \quad (3.42)$$

$$P_{h,t'}^{HR} = P_{h,t}^{HR} \quad \forall \quad h \in H^{th}, t \in T^{th}, t' \in T'_t \quad (3.43)$$

### Wärmepumpen im Kühlbetrieb

Wird eine Wärmepumpe im Kühlmodus betrieben, erfolgt die Modellierung des Betriebs auf Grundlage einer vereinfachten Betrachtung des Systems im Vergleich zum Heiz-

modus. Gleich bleibt jedoch die Beschränkung der Entscheidungen auf die Menge der Zeitschritte  $T^{th}$  mit der Zeitschrittweite  $\Delta t^{th}$ . Eine wesentliche Veränderung im Vergleich zum Heizbetrieb stellt dar, dass der Betrieb einer Wärmepumpe zur Kühlung nicht auf Basis der Puffer-Wärmespeicher abläuft, sodass die Modellierung dieser Speicher vernachlässigt wird. Die maßgebliche Vorlauftemperatur ist hierbei flexibel festzulegen und dementsprechend durch die Variable  $\vartheta_{h,t}^V$  beschrieben. Diese unterliegt der Nichtnegativitätsbedingung (3.67). Die elektrische Betriebsleistung und der resultierende Wärmestrom werden analog zum Heizmodus von den nichtnegativen Variablen  $P_{h,t}^{HP}$  und  $\dot{Q}_{h,t}^{HP}$  repräsentiert. Im Kühlbetrieb entspricht  $\dot{Q}_{h,t}^{HP}$  jedoch dem Wärmestrom, den die Wärmepumpe dem Haushalt entzieht. Die Beziehung zwischen elektrischer Betriebsleistung und dem resultierendem Wärmestrom wird in diesem Fall durch die EER ausgedrückt, welche wiederum nicht-linear von der Vorlauftemperatur abhängig ist. Um diesen Zusammenhang linearisiert zu modellieren, werden Betriebszustände  $\Omega_h$  definiert. Anders als im Heizbetrieb beschreibt der erste Index  $i$  der Menge  $\Omega_h$  nicht Stufen der elektrischen Betriebsleistung, sondern Intervalle für den Wärmestrom  $\dot{Q}_{h,t}^{HP}$ . Der zweite Index  $j$  beschreibt Intervalle für die Differenz zwischen der Umgebungstemperatur  $\vartheta_{h,t}$  und der Vorlauftemperatur  $\vartheta_{h,t}^V$ . Die verschiedenen Leistungsstufen zum Betrieb einer Wärmepumpe werden vom Parameter  $P_{h,i,j}^{fix}$  entsprechend der Betriebszustände  $i, j$  angegeben. Die Festsetzung der Variable  $P_{h,t}^{HP}$  auf eine der möglichen Leistungsstufen erfolgt in Formel (3.44). Analog zum Heizmodus hat dabei die Binärvariable  $\gamma_{h,t,i,j}^{HP}$  die Funktion, die (De-)Aktivierung der Betriebszustände zu bewirken. Der binäre Parameter  $\Gamma_{h,t}^{HP}$  beschreibt die technische Verfügbarkeit einer Wärmepumpe und bekommt den Wert 0 zugewiesen, wenn im Zeitschritt  $t$  die Umgebungstemperatur geringer als die minimale Vorlauftemperatur  $\underline{\theta}_h$  ist. Somit ist eine Wärmepumpe zwangsläufig inaktiv, wenn diese Betriebsvoraussetzung nicht erfüllt ist.

$$P_{h,t}^{HP} = \sum_{i,j \in \Omega_h} \left( \gamma_{h,t,i,j}^{HP} \cdot P_{h,i,j}^{fix} \right) \cdot \Gamma_{h,t}^{HP} \quad \forall \quad h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.44)$$

Analog zu Formel (3.26) wird in Formel (3.45) gewährleistet, dass maximal ein Betriebszustand je Haushalt und Zeitschritt aktiv sein kann.

$$\sum_{i,j \in \Omega_h} \gamma_{h,t,i,j}^{HP} \leq 1 \quad \forall \quad h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.45)$$

In Übereinstimmung mit der Festlegung der zu einem Betriebszustand  $i, j$  gehörigen Betriebsleistung muss der einem Haushalt entzogene Wärmestrom  $\dot{Q}_{h,t}^{HP}$  auf das ent-

sprechende Intervall  $i$  limitiert werden. Die beiden folgenden Nebenbedingungsgruppen (3.46) und (3.47) stellen somit sicher, dass die Entscheidungen über die Aktivierung der Betriebszustände im Einklang mit dem zugehörigen Wärmestrom getroffen werden. Die Parameter  $\bar{Q}_{h,i}$  und  $\underline{Q}_{h,i}$  beschreiben dabei die Ober- und Untergrenze des jeweiligen Intervalls. Gemäß Formel (3.45) werden maximal die Grenzen eines einzigen Intervalls  $i$  aktiviert.

$$\dot{Q}_{h,t}^{HP} \leq \sum_{i,j \in \Omega_h} \left( \gamma_{h,t,i,j}^{HP} \cdot \bar{Q}_{h,i} \right) \cdot \Gamma_{h,t}^{HP} \quad \forall \quad h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.46)$$

$$\dot{Q}_{h,t}^{HP} \geq \sum_{i,j \in \Omega_h} \left( \gamma_{h,t,i,j}^{HP} \cdot \underline{Q}_{h,i} \right) \cdot \Gamma_{h,t}^{HP} \quad \forall \quad h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.47)$$

Ebenfalls ist zu berücksichtigen, dass die Grenzen der Intervalle  $j$  für die Differenz zwischen der Umgebungs- und Vorlauftemperatur eingehalten werden. Analog zu (3.28) und den zugehörigen Erläuterungen ist nur die Obergrenze eines Intervalls explizit zu modellieren, um zu verhindern, dass die Vorlauftemperatur zu hoch für den aktivierten Betriebszustand ist. Der umgekehrte Fall würde einen ineffizienteren Betrieb implizieren und somit aufgrund der Optimierungsrichtung nicht realisiert werden. In dem Fall, dass eine Wärmepumpe aufgrund einer zu geringen Umgebungstemperatur nicht betriebsfähig ist und  $\Gamma_{h,t}^{HP}$  einen Wert von 0 hat, ist der Wert der Vorlauftemperatur  $\vartheta_{h,t}^V$  irrelevant und ohne Einfluss auf die Zielfunktion. Dementsprechend entfällt auch die Notwendigkeit der zugehörigen Restriktion und die Ungleichung ist automatisch erfüllt. Ist die Wärmepumpe hingegen betriebsfähig, sind wiederum zwei Fälle zu unterscheiden, je nachdem, ob die Wärmepumpe in Betrieb genommen wird oder nicht. Wird sie in Betrieb genommen, d.h. wird eine Binärvariable  $\gamma_{h,t}^{HP}$  auf den Wert 1 gesetzt, wird eine Obergrenze  $\bar{\Delta}\vartheta_{h,j}$  für die Differenz der Umgebungs- und Vorlauftemperatur aktiviert. Wird hingegen kein Betriebszustand aktiviert und die Summe aller Binärvariablen für  $i, j \in \Omega_h$  ist dementsprechend gleich Null, so wird die durch den Parameter  $\Theta$  beschriebene Obergrenze wirksam. Dabei handelt es sich um eine hinreichend hohe Temperatur, die die Erfüllung der Ungleichung stets gewährleistet. Eine solche nicht bindende Obergrenze ist notwendig, da andernfalls die rechte Seite von Ungleichung (3.48) gleich Null wäre und somit (in dem Fall, dass die Wärmepumpe nicht betrieben wird) die Restriktion entstehen würde, dass die Vorlauftemperatur mindestens so hoch wie die Umgebungstemperatur sein muss. Um zu verhindern, dass diese Restriktion in diesem Fall wirksam wird, tritt die

bereits angesprochene Obergrenze  $\Theta$  in Kraft.

$$\left( \vartheta_{h,t} - \vartheta_{h,t}^V \right) \cdot \Gamma_{h,t}^{HP} \leq \left( \sum_{i,j \in \Omega_h} \left( \gamma_{h,t,i,j}^{HP} \cdot \overline{\Delta \vartheta}_{h,j} \right) + \left( 1 - \sum_{i,j \in \Omega_h} \gamma_{h,t,i,j}^{HP} \right) \cdot \Theta \right) \cdot \Gamma_{h,t}^{HP} \quad \forall h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.48)$$

Ein Unterschreiten der Minimalvorlauftemperatur  $\theta_h$  wird in Formel (3.49) verhindert.

$$\vartheta_{h,t}^V \geq \theta_h \quad \forall h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.49)$$

Der von der Wärmepumpe erzeugte Wärmestrom zur Kühlung eines Haushaltes hängt nicht nur vom Betriebszustand der Wärmepumpe ab, sondern auch von der Haushaltstemperatur und dem Wärmeübergangskoeffizienten  $kA_h^K$  der jeweiligen Wärmepumpe. Der Zusammenhang zwischen Vorlauftemperatur, Haushaltstemperatur und Wärmestrom wird in Formel (3.50) abgebildet. In dem Fall, dass eine Wärmepumpe aufgrund einer zu geringen Umgebungstemperatur nicht betriebsfähig ist (d.h. der Parameter  $\Gamma_{h,t}^{HP}$  hat den Wert 0), nimmt der Wärmestrom  $\dot{Q}_{h,t}^{HP}$  ebenfalls den Wert 0 an. Ist die Wärmepumpe  $h$  durch  $\Gamma_{h,t}^{HP} = 1$  hingegen betriebsfähig, ist erneut zwischen den beiden Fällen zu differenzieren, ob ein Betriebszustand aktiviert wird oder nicht. In dem Fall, dass ein Betriebszustand aktiviert wird, muss dem Haushalt gemäß Formeln (3.46) und (3.47) ein positiver Wärmestrom entzogen werden. Für diesen Wärmestrom muss zudem folgende Gleichung erfüllt sein:  $\dot{Q}_{h,t}^{HP} = (\vartheta_{h,t}^H - \vartheta_{h,t}^V) \cdot kA_h^K$ . Die zusätzlich in (3.50) eingeführte Puffer-Variable  $\vartheta_{h,t}^{Puffer}$  muss folglich den Wert 0 annehmen. Dass dies im Fall einer aktiven Wärmepumpe erfolgt, wird in Formel (3.51) gewährleistet, da die rechte Seite der Ungleichung zu Null wird, wenn eine der Betriebsstufen aktiv ist. Ist die Wärmepumpe hingegen inaktiv, wird die Puffer-Variable nur durch die hinreichend hohe Temperatur  $\Theta$  beschränkt, sodass  $\vartheta_{h,t}^{Puffer}$  in diesem Fall in Formel (3.50) als Temperaturpuffer fungieren kann und eine Unzulässigkeit vermeidet, wenn die Haushaltstemperatur geringer als die Minimalvorlauftemperatur ist. Die Puffer-Variable unterliegt der Nichtnegativitätsbedingung (3.67).

$$\dot{Q}_{h,t}^{HP} = (\vartheta_{h,t}^H - \vartheta_{h,t}^V + \vartheta_{h,t}^{Puffer}) \cdot kA_h^K \cdot \Gamma_{h,t}^{HP} \quad \forall h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.50)$$

$$\vartheta_{h,t}^{Puffer} \leq \Theta \cdot \left( 1 - \sum_{i,j \in \Omega_h} \gamma_{h,t,i,j}^{HP} \right) \quad \forall h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.51)$$

Die Enthalpie- bzw. Temperaturbilanzierung der Haushalte über alle Zeitschritte  $T^{th} \setminus \{t_0\}$  berücksichtigt alle ein- und ausgehenden Wärmeströme und erfolgt analog zur Bilanzie-

rung im Heizmodus in Formel (3.33). Aufgrund der Vernachlässigung der Modellierung der Puffer-Wärmespeicher entfallen die entsprechenden Beiträge an dieser Stelle (s. Abbildung 3.2). Der durch den Wärmepumpenbetrieb erzeugte Wärmestrom  $\dot{Q}_{h,t}^{HP}$  geht mit negativem Vorzeichen in die Bilanzgleichung ein, da diese Wärme dem Haushalt entzogen wird. Der Wärmedurchgang zwischen Haushalt und Umgebung, sowie die Wärmebeiträge der Grundlast, der ZFLs, der BSs, der Solareinstrahlung und des Warmwassers werden genauso wie im Heizmodus berücksichtigt (s. Erläuterungen zu Formel (3.33)). Die Umrechnung der Wärmeströme in die entsprechenden Temperaturänderungen erfolgt in Abhängigkeit der jeweiligen Zeitschrittweiten und der Wärmekapazität  $C_h^H$  eines Haushaltes. Formal dargestellt wird die Bilanzierung in Formel (3.52).

$$\begin{aligned} \vartheta_{h,t}^H &= \vartheta_{h,t-\Delta t}^H + \left[ \Delta t^{th} \cdot \left( -\dot{Q}_{h,t}^{HP} + (\vartheta_{h,t}^H - \vartheta_{h,t}) \cdot (UA_h^H + k_{h,t}^{vent}) \right) \right. \\ &+ \sum_{t'=t}^{t+(\Pi^{th}-1)\cdot\Delta t} \left( \Delta t \cdot \left( P_{h,t'}^{GL} + \sum_{d \in D_h} P_{d,t'}^{ZFL} \cdot \beta_d^{ZFL} + \sum_{b \in B_h} (P_{b,t'}^{BS+} + P_{b,t'}^{BS-}) \cdot \beta_b^{BS} + \dot{Q}_{h,t'}^{sol} \right) \right. \\ &\quad \left. \left. + Q_{h,t'}^{WW} \cdot \beta_h^{WW} \right) \right] \cdot \frac{1}{C_h^H} \\ &\quad \forall h \in H^{th}, t \in T^{th} \setminus \{t_0\} \quad (3.52) \end{aligned}$$

Die Enthalpie- bzw. Temperaturbilanzierung der Haushalte für den ersten Zeitschritt  $t_0$  erfolgt separat in Formel (3.53) mit der Anfangstemperatur  $\vartheta_h^{H,0}$  eines Haushaltes  $h$  anstelle der Temperatur des vorherigen Zeitschrittes.

$$\begin{aligned} \vartheta_{h,t_0}^H &= \vartheta_h^{H,0} + \left[ \Delta t^{th} \cdot \left( -\dot{Q}_{h,t_0}^{HP} + (\vartheta_{h,t_0}^H - \vartheta_{h,t_0}) \cdot (UA_h^H + k_{h,t_0}^{vent}) \right) \right. \\ &+ \sum_{t'=t_0}^{t_0+(\Pi^{th}-1)\cdot\Delta t} \left( \Delta t \cdot \left( P_{h,t'}^{GL} + \sum_{d \in D_h} P_{d,t'}^{ZFL} \cdot \beta_d^{ZFL} + \sum_{b \in B_h} (P_{b,t'}^{BS+} + P_{b,t'}^{BS-}) \cdot \beta_b^{BS} + \dot{Q}_{h,t'}^{sol} \right) \right. \\ &\quad \left. \left. + Q_{h,t'}^{WW} \cdot \beta_h^{WW} \right) \right] \cdot \frac{1}{C_h^H} \\ &\quad \forall h \in H^{th} \quad (3.53) \end{aligned}$$

Die Deckung des Warmwasserbedarfes wird in Formel (3.54) analog zu Formel (3.37) sichergestellt. Da eine Wärmepumpe im Kühlbetrieb nicht dazu beitragen kann, entfällt der

entsprechende Teil. Somit muss der gesamte Warmwasserbedarf eines Haushaltstages durch den Betrieb des Heizstabes oder durch Solarthermie-Anlagen gedeckt werden.

$$\Delta t^{th} \cdot \sum_{t \in T^{th}} P_{h,t}^{HR} \cdot \eta_h^{HR} + \Delta t \cdot \sum_{t' \in T} \dot{Q}_{h,t'}^{ST} \geq \sum_{t' \in T} Q_{h,t'}^{WW} \quad \forall h \in H^{th} \quad (3.54)$$

Der Betrieb des Heizstabes unterliegt dabei der Begrenzung durch die maximale elektrische Betriebsleistung  $\bar{P}_h^{HR}$ . Diese Limitierung der Variable  $P_{h,t}^{HR}$  wird in Formel (3.55) abgebildet.

$$P_{h,t}^{HR} \leq \bar{P}_h^{HR} \quad \forall h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.55)$$

Genauso wie im Heizbetrieb müssen im Kühlbetrieb die zulässigen Temperaturgrenzen der Haushalte eingehalten werden. Dies wird analog zu Formel (3.38) in Formel (3.56) modelliert.

$$\underline{\vartheta}_{h,t}^H \leq \vartheta_{h,t}^H \leq \bar{\vartheta}_{h,t}^H \quad \forall h \in H^{th}, t \in T^{th} \quad (3.56)$$

Ebenso wird die Einhaltung der präferierten Haushaltstemperaturen innerhalb der definierten Komfort-Zeitfenster im Kühlbetrieb in Formel (3.57) genauso modelliert wie im Heizbetrieb in (3.39).

$$\underline{\vartheta}_h^K \leq \sum_{t \in T_h^K} \vartheta_{h,t}^H \cdot \frac{1}{|T_h^K|} \leq \bar{\vartheta}_h^K \quad \forall h \in H^{th} \quad (3.57)$$

Die vorausschauende Berücksichtigung einer Mindesthaushaltstemperatur  $\underline{\vartheta}_h^{H,Ende}$  am Ende des letzten Zeitschrittes  $t_{max}^{th}$  erfolgt in Formel (3.58) analog zu Formel (3.41).

$$\vartheta_{h,t_{max}^{th}}^H \geq \underline{\vartheta}_h^{H,Ende} \quad \forall h \in H^{th} \quad (3.58)$$

Die für die Leistungsbilanzierung der Haushalte erforderliche Festlegung der elektrischen Betriebsleistungen der Wärmepumpen und Heizstäbe für die Zeitschritte  $t' \in T'_t$  entsprechend der jeweiligen Leistung in  $t \in T^{th}$  wird, analog zu Formeln (3.42) und (3.43), durch Formeln (3.59) und (3.60) gewährleistet.

$$P_{h,t'}^{HP} = P_{h,t}^{HP} \quad \forall h \in H^{th}, t \in T^{th}, t' \in T'_t \quad (3.59)$$

$$P_{h,t'}^{HR} = P_{h,t}^{HR} \quad \forall h \in H^{th}, t \in T^{th}, t' \in T'_t \quad (3.60)$$

### 3.2.6 Weitere Restriktionen

Zusätzlich zu den Restriktionen, die sich auf spezifische Energieressourcen beziehen, gibt es noch übergeordnete Restriktionen, die im Energiemanagement eines EAs zu berücksichtigen sind. So muss für jeden Haushalt in jedem Zeitschritt die Bilanz der elektrischen Leistungen ausgeglichen sein. Dies wird in Formel (3.61) umgesetzt. Auf der linken Seite der Gleichung werden Grundlast, sowie die elektrischen Leistungen der Wärmepumpe, des Heizstabes, der ZFLs, der EVs und der BSs addiert. Bei den EVs und BSs können dabei entweder positive oder negative Beiträge berücksichtigt werden, da die Ladeleistungen positiv zu den anderen Lasten beitragen und Entladeleistungen negativ eingehen und die Summe der anderen Lasten somit reduzieren. Die Entladeleistungen stehen dem Haushalt jedoch nur abzüglich der Verluste entsprechend der Wirkungsgrade  $\eta^{EV}$  bzw.  $\eta^{BS}$  zur Verfügung. Auf der rechten Seite gilt für die Bilanzierung die umgekehrte Vorzeichenlogik. Positive Beiträge entsprechen dort einer zugeführten Leistung. Dementsprechend ist auf der rechten Seite zunächst die von einer PV-Anlage erzeugte Leistung durch den Parameter  $P_{h,t}^{PV}$  beschrieben. Durch die gemäß (3.67) nichtnegative Variable  $P_{h,t}^{PV-}$  besteht die Möglichkeit zur (teilweisen) Abregelung einer PV-Anlage. Dass die Abregelung nicht die zur Verfügung gestellte Leistung der Anlage überschreiten kann, wird in Formel (3.62) sichergestellt. Zudem gehen die Variablen für den Energiehandel auf allen drei Handelsebenen in die Bilanz ein. Ein Kauf wird mit positivem Vorzeichen und ein Verkauf mit einem negativen Vorzeichen versehen. Im lokalen Markt und im internen Handel werden die Kauf- und Verkaufsvariablen zudem mit dem Parameter  $\Gamma_t^{LM}$  bzw.  $\Gamma_t^{IH}$  multipliziert, damit diese Variablen keinen Einfluss auf die Bilanz haben, wenn die jeweiligen Handelsmöglichkeiten gemäß der Erläuterungen in Abschnitt (3.1.2) ausgeschlossen sind.

$$\begin{aligned}
& P_{h,t}^{GL} + P_{h,t}^{HP} + P_{h,t}^{HR} + \sum_{d \in D_h} P_{d,t}^{ZFL} \\
& + \sum_{n \in N_h} (P_{n,t}^{EV+} - P_{n,t}^{EV-} \cdot \eta_n^{EV}) + \sum_{b \in B_h} (P_{b,t}^{BS+} - P_{b,t}^{BS-} \cdot \eta_b^{BS}) \\
& = P_{h,t}^{PV} - P_{h,t}^{PV-} + P_{h,t}^{WS,K} - P_{h,t}^{WS,V} + (P_{h,t}^{LM,K} - P_{h,t}^{LM,V}) \cdot \Gamma_t^{LM} \\
& \quad + (P_{h,t}^{IH,K} - P_{h,t}^{IH,V}) \cdot \Gamma_t^{IH} \quad \forall h \in H, t \in T \quad (3.61)
\end{aligned}$$

$$P_{h,t}^{PV-} \leq P_{h,t}^{PV} \quad \forall h \in H, t \in T \quad (3.62)$$

Da in die Bilanzierung in Formel (3.61) die Variablen  $P_{h,t}^{HP}$  und  $P_{h,t}^{HR}$  für alle Haushalte  $h \in H$  beinhaltet, müssen diese Variablen für alle Haushalte, die nicht über ein entspre-

chendes thermisches System verfügen, auf den Wert 0 gesetzt werden. In Formel (3.63) wird für die entsprechende Teilmenge  $H \setminus H^{th}$  und für alle Zeitschritte  $t \in T$  die Summe der beiden Variablen auf Null begrenzt. Da die Variablen nichtnegativ sind, müssen zwangsläufig beide jeweils den Wert 0 annehmen.

$$P_{h,t}^{HP} + P_{h,t}^{HR} \leq 0 \quad \forall \quad h \in H \setminus H^{th}, t \in T \quad (3.63)$$

Restriktionen in Bezug auf den Energiehandel sind ebenfalls zu berücksichtigen. Mit den Parametern  $\bar{P}_{h,t}^K$  und  $\bar{P}_{h,t}^V$  werden technische oder regulatorische Obergrenzen für Handelsmengen gesetzt. Diese Grenzen werden mithilfe von Formeln (3.64) und (3.65) aktiviert und beziehen sich auf die gesamte Kauf bzw. Verkaufsmenge eines Haushaltes in einem Zeitschritt auf allen drei Handelsebenen. Die Variablen für den internen Handel und den Handel im lokalen Markt werden dabei mit den Parametern  $\Gamma_t^{LM}$  bzw.  $\Gamma_t^{IH}$  multipliziert, um den a priori-Ausschluss der jeweiligen Handelsmöglichkeiten zu berücksichtigen. Auf der rechten Seite der beiden Nebenbedingungsgruppen kommt eine weitere Binärvariable  $\gamma_{h,t}^{K/V}$  zum Einsatz. Durch die dargestellten Verknüpfungen dieser Variable mit den Handelsobergrenzen impliziert ein Wert von 1 der Binärvariable, dass der entsprechende Haushalt in dem Zeitschritt nur Energie kaufen, nicht aber verkaufen kann, und ein Wert von 0 impliziert den gegenteiligen Fall. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass jeder Haushalt in jedem Zeitschritt nur entweder als Käufer oder als Verkäufer an den Energiemärkten repräsentiert werden kann.

$$P_{h,t}^{WS,K} + P_{h,t}^{LM,K} \cdot \Gamma_t^{LM} + P_{h,t}^{IH,K} \cdot \Gamma_t^{IH} \leq \bar{P}_{h,t}^K \cdot \gamma_{h,t}^{K/V} \quad \forall \quad h \in H, t \in T \quad (3.64)$$

$$P_{h,t}^{WS,V} + P_{h,t}^{LM,V} \cdot \Gamma_t^{LM} + P_{h,t}^{IH,V} \cdot \Gamma_t^{IH} \leq \bar{P}_{h,t}^V \cdot (1 - \gamma_{h,t}^{K/V}) \quad \forall \quad h \in H, t \in T \quad (3.65)$$

Da interner Handel voraussetzt, dass zwei Haushalte im Netz eines EAs Energie miteinander austauschen, ist ein solcher Handel nur möglich, wenn zu jedem internen Kauf im selben Zeitschritt ein interner Verkauf eines anderen Haushaltes in entsprechender Menge stattfindet. Um zu ermöglichen, dass ein Haushalt gleichzeitig von mehreren anderen Haushalten intern Energie kaufen bzw. ein Haushalt gleichzeitig an mehrere andere Haushalte intern Energie verkaufen kann, lässt sich daraus die Restriktion ableiten, dass in jedem Zeitschritt die interne Handelsbilanz ausgeglichen sein muss. In Formel (3.66) wird gewährleistet, dass dies der Fall ist, indem die Summe interner Kaufmengen mit der Summe interner Verkaufsmengen über alle Haushalte  $h$  gleichgesetzt wird. Für eine effizientere Modellierung wird auf beiden Seiten der Gleichung der binäre Parameter

$\Gamma_t^{IH}$  ergänzt, damit die Nebenbedingungen für alle Zeitschritte  $t$  mit  $\Gamma_t^{IH} = 0$  entfallen.

$$\sum_{h \in H} P_{h,t}^{IH,K} \cdot \Gamma_{h,t}^{IH} = \sum_{h \in H} P_{h,t}^{IH,V} \cdot \Gamma_{h,t}^{IH} \quad \forall \quad t \in T \quad (3.66)$$

Die bereits vielfach angesprochenen Nichtnegativitätsbedingungen und Binaritätsbedingungen für die im EAM verwendeten Variablen stellen grundlegende Anforderungen an die Definitionsbereiche der Variablen dar und sind in Formeln (3.67) bzw. (3.68) formal dargestellt. Die in (3.67) aufgelisteten Variablen können nur nichtnegative reelle Werte annehmen. Die in (3.68) aufgelisteten Variablen können nur die Werte 0 oder 1 annehmen.

$$\begin{aligned} & P_{h,t}^{WS,K}, P_{h,t}^{WS,V}, P_{h,t}^{LM,K}, P_{h,t}^{LM,V}, P_{h,t}^{IH,K}, P_{h,t}^{IH,V}, P_{b,t}^{BS+}, P_{b,t}^{BS-}, SOC_{b,t}^{BS}, P_{n,t}^{EV+}, P_{n,t}^{EV-}, \\ & SOC_{n,t}^{EV}, P_{d,t}^{ZFL}, P_{h',t'}^{HP}, \dot{Q}_{h',t'}^{HP}, \dot{Q}_{h',t'}^H, P_{h',t'}^{HR}, \vartheta_{h',t'}^H, \vartheta_{h',t'}^{HS}, \vartheta_{h',t'}^V, \vartheta_{h',t'}^{Puffer}, P_{h,t}^{PV-} \geq 0 \\ & \forall \quad h \in H, t \in T, b \in B, n \in N, d \in D, h' \in H^{th}, t' \in T^{th} \quad (3.67) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \gamma_{b,t}^{BS+}, \gamma_{b,t}^{BS-}, \gamma_{n,t}^{EV+}, \gamma_{n,t}^{EV-}, \gamma_{d,t,\tau}^{ZFL}, \gamma_{h',t',i,j}^{HP}, \gamma_{h,t}^{K/V} \in \{0, 1\} \\ & \forall \quad t \in T, b \in B, n \in N, d \in D, \tau \in T_d^\tau, h' \in H^{th}, t' \in T^{th}, (i, j) \in \Omega_h \quad (3.68) \end{aligned}$$

## 4 Modellierung des lokalen Day-Ahead-Prozesses

Da das im vorangegangenen Kapitel vorgestellte EAM sich insbesondere für die Anwendung einer Day-Ahead-Planung eignet und die Möglichkeit von EAs vorsieht, in einem lokalen Markt Energie zu handeln, wird in diesem Kapitel ein Konzept entwickelt, wie das EAM und ein Modell eines lokalen Marktes (LMM) in einen Day-Ahead-Prozess integriert werden können. Zunächst erfolgt dafür in Abschnitt 4.1 eine Einführung des übergeordneten Day-Ahead-Prozesses, bevor in Abschnitt 4.2 ein in den Prozess integrierbares LMM entwickelt und präsentiert wird.

### 4.1 Integrierter Day-Ahead Prozess

Die Möglichkeit von EAs, gleichzeitig an verschiedenen Energiemärkten zu handeln, die sich nicht nur hinsichtlich der Preise, sondern auch hinsichtlich der Anzahlen der Marktakteure und der Wahrscheinlichkeit des erfolgreichen Zustandekommens von Handelsbeziehungen voneinander unterscheiden, erfordert einen geeigneten Rahmen, innerhalb dessen die Entscheidungsprozesse der EAs ablaufen. In Anlehnung an frühere Arbeiten werden die Abläufe der Marktmechanismen innerhalb der verschiedenen Märkte prozessual aneinander gekoppelt [45], [76], [77]. Der im Folgenden vorgestellte Day-Ahead-Prozess berücksichtigt die drei im EAM integrierten Handelsebenen: Großhandel an der Strombörse, einen lokalen Energiemarkt und den internen Handel zwischen den Haushalten eines EAs. Da im EAM die Handelspreise exogen gegeben sind und nicht Gegenstand der Optimierung sind, lässt sich für den übergeordneten Prozess die Annahme treffen, dass im Börsenhandel abgegebene Kauf- und Verkaufsgebote immer angenommen werden. Aufgrund einer sehr großen Zahl heterogener Marktakteure kann dementsprechend vereinfacht davon ausgegangen werden, dass für jedes Gebot ein passendes Gegengebot besteht. Das Zusammenführen zueinander passender Gebote wird im Folgenden als Matching bezeichnet. Aus Sicht eines EAs besteht somit auf dieser Handelsebene keine Unsicherheit. Dies stellt sich für einen deutlich kleineren und homogeneren lokalen Markt anders dar. Somit gilt auf lokaler Ebene nicht die grundsätzliche Annahme des erfolgreichen Matchings für jedes Marktgebot. Stattdessen

wird der Handel im lokalen Markt explizit modelliert und ein Match kommt nur zustande, wenn entsprechende Gebote konkret vorliegen. Die Abwicklung des internen Handels obliegt allein den Entscheidungen eines EAs und ist somit Gegenstand des EAM. Im Fokus der Entwicklung des Day-Ahead-Prozesses steht folglich ein strukturierter Ablauf der Prozesse des Börsen- und lokalen Energiehandels. Der in dieser Arbeit entwickelte Prozess ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Die beiden wesentlichen Komponenten dieses Prozesses sind das EAM und das LMM, das in Abschnitt 4.2 vorgestellt wird.

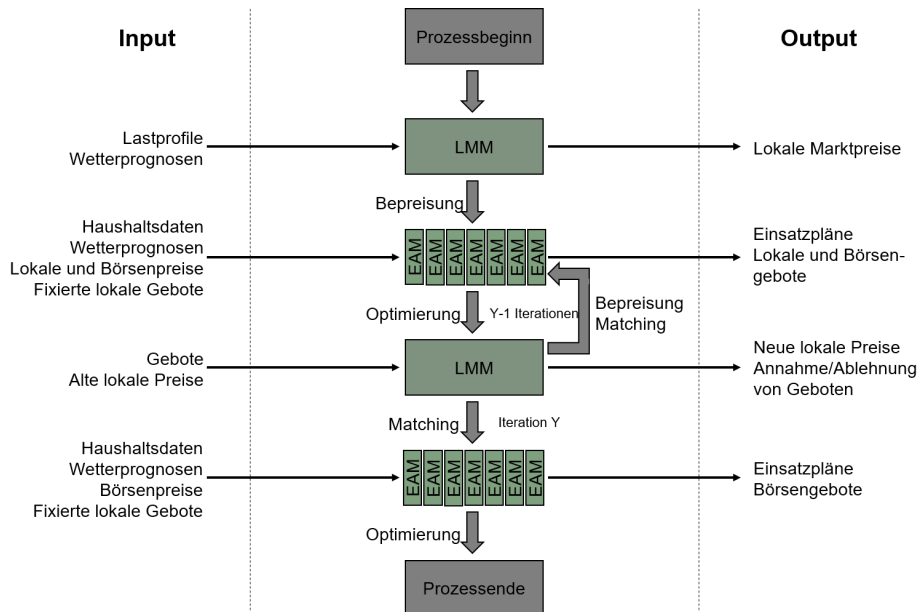


Abbildung 4.1: Der lokale Day-Ahead-Prozess (eigene Darstellung)

Da das EAM neben haushaltsspezifischen Daten, Wetterprognosedaten und Strombörsenpreisen zudem Daten zu lokalen Marktpreisen als Input benötigt, findet der erste Schritt des dargestellten Prozesses im LMM statt. Auf der Grundlage von standardisierten Lastprofilen und lokalen Wetterprognosen sind Preisprognosen für den Handel im lokalen Markt aufzustellen. Der Zeithorizont des Bepreisungsmechanismus umfasst dabei den kompletten Folgetag. Die Berücksichtigung des energiepolitischen Zieldreiecks kann in diesem Schritt derart erfolgen, dass nicht nur wirtschaftliche Faktoren in die Bepreisung einbezogen werden, sondern beispielsweise auch Informationen bezüglich des lokalen Netzzustandes. Durch die Integration eines Marktes, der systemische Ziele in Preissignale übersetzt, stellt der entwickelte Prozess eine mögliche Grundlage zur Beeinflussung des Verhaltens der Marktakteure zugunsten einer höheren Systemdienlichkeit dar. Unter Annahme der so festgelegten lokalen Preise kann das EAM im

nächsten Schritt zur Anwendung kommen. Für die Modellierung des gesamten lokalen Marktbereiches sind jedoch mehrere EAs zu berücksichtigen, da diese die einzigen Akteure im lokalen Markt sind und folglich Handel nur zustande kommen kann, wenn Gebote verschiedener EAs vorhanden sind. Wie in Abbildung 4.1 dargestellt, ist somit für jeden im lokalen Markt beteiligten EA das EAM jeweils einmal anzuwenden. Die in den jeweiligen Optimierungen ermittelten Gebote werden im nächsten Prozessschritt dem LMM als Input zugeführt, sodass ein Matchingverfahren angewendet werden kann. Bei erfolgreichen Matches werden Gebote verschiedener EAs vollständig oder teilweise angenommen und der Handel einer entsprechenden Energiemenge zu einem festen Preis verbindlich fixiert. Zudem erfolgt im LMM unter Berücksichtigung der Angebots- und Nachfragemengen eine Anpassung der lokalen Preise für den ganzen Zeitraum des zu planenden Tages. Mit den veränderten Voraussetzungen neuer lokaler Preise und bereits verbindlich fixierter Handelsmengen wird im Folgenden für alle EA-Instanzen das EAM ein weiteres mal angewendet. Auf diese Art findet eine Anzahl von  $Y - 1$  Iterationen statt, in denen jeweils das EAM für alle EAs separat angewandt wird (und dabei stehen alle drei Handlungsoptionen zur Verfügung), bevor im LMM mit den neuen Geboten das Matchingverfahren durchgeführt und die lokalen Preise für die nächste Iteration angepasst werden. Der Grund für mehrfache Iterationen ist, dass Gebote, die zuvor noch nicht gematcht werden konnten, unter veränderten Rahmenbedingungen modifiziert werden können und damit möglicherweise in einer späteren Iteration erfolgreich gematcht werden. Eine weitere Iteration  $Y$  läuft genauso ab, nur mit dem Unterschied, dass abschließend keine erneute Preisanpassung vorgenommen wird. Hintergrund dessen ist, dass eine weitere Optimierung aller EAs folgt, in der lokaler Handel nicht mehr möglich ist. Somit bestehen in der  $(Y + 1)$ -ten Optimierung eines EAs, abgesehen von den in allen vorangegangenen Iterationen fixierten lokalen Handelsbeziehungen, Handelsmöglichkeiten nur noch an der Strombörse und intern. Handel auf diesen Ebenen ist in den ersten  $Y$  Iterationen zwar ebenfalls möglich und Gegenstand der Optimierung im EAM, jedoch sind die diesbezüglichen Entscheidungen für den Prozess nicht verbindlich und können in jeder Iteration wieder unabhängig von vorherigen Iterationen im Zusammenspiel mit den neuen lokalen Handlungsoptionen getroffen werden. Erst die Entscheidungen über Gebote an der Strombörse und im internen Handel, die in Iteration  $Y + 1$  getroffen werden, stellen tatsächlich das Ergebnis der Day-Ahead-Planung eines EAs dar. Dies wird so im Prozess abgebildet, da für Gebote an der Börse und im internen Handel die Annahme gilt, dass stets entsprechende Handelspartner vorliegen und folglich, im Gegensatz zum lokalen Markt, keine Unsicherheit in der Gebotsabgabe herrscht. Somit stellt der Prozess sicher, dass nach  $Y + 1$  Iterationen in den Planungsergebnissen aller

EAs keine Energiegleichgewichte infolge vergeblich eingeplanter Handelsbeziehungen existieren.

Der oben beschriebene Day-Ahead-Prozess stellt eine Planung eines Tages zu einem definierten Zeitpunkt des Vortages dar. Aufgrund der Unvermeidbarkeit von Abweichungen der in die Planung eingehenden Prognosen setzt der Prozess voraus, dass im Intraday-Betrieb kurzfristige Anpassungen im Hinblick auf den Energiehandel und den Einsatz der Energieressourcen notwendig sind.

## 4.2 Modellierung des Lokalen Marktes

Der im vorangegangenen Abschnitt vorgestellte Day-Ahead-Prozess erfordert die Entwicklung eines Modells eines lokalen Marktes, das die beschriebenen Funktionen erfüllt. Zwei Funktionen lassen sich dabei unterscheiden:

- die Bestimmung lokaler Energiepreise auf der Grundlage lokaler Angebots- und Nachfragemengen,
- das Matching lokaler Handelsgebote.

Die in dieser Arbeit entwickelten Verfahren zur Modellierung der jeweiligen Funktionen, die in ihrer Gesamtheit als LMM bezeichnet werden, werden im Folgenden separat vorgestellt und erläutert.

### 4.2.1 Bestimmung lokaler Energiepreise

Hinsichtlich der Bestimmung der Energiepreise in einem lokalen Markt im Sinne des Day-Ahead-Prozesses aus Abschnitt 4.1 ist zwischen der initialen Bepreisung zu Beginn des Prozesses und der iterativen Neubepreisung innerhalb der folgenden  $Y - 1$  Marktiterationen zu differenzieren, da sich die verfügbare Datengrundlage in beiden Fällen grundlegend unterscheidet. Beide Ansätze werden im Folgenden jeweils vorgestellt.

#### Initiale Preisbestimmung

Der im Folgenden vorgestellte Preisbestimmungsmechanismus sieht vor, dass Kauf- und Verkaufspreis im lokalen Markt im Allgemeinen jeweils identisch sind. Erst durch die am Ende dieses Unterkapitels erläuterte Möglichkeit zur gezielten, systemdienlichen

Preisanpassung wird eine Differenzierung vorgenommen.

In den iterativen Neubepreisungen liegen dem Marktbetreiber Informationen über die zuvor eingegangenen Gebote vor, aus denen sich unmittelbar Angebots- und Nachfragemengen ableiten lassen. Diese Informationen stehen zu Beginn des Prozesses noch nicht zur Verfügung, sodass die initiale Bepreisung in Iteration  $y = 0$  auf anderer Grundlage vorgenommen werden muss. Die dafür notwendige Grundlage stellen Prognosen über die Last und Erzeugung aller Haushalte des lokalen Stromnetzes dar. Die dabei angewendeten Prognoseverfahren und die dazugehörige Datenbasis sind nicht Bestandteil des hier vorgestellten allgemeinen Modellierungsansatzes. So wird vorausgesetzt, dass für alle Haushalte  $h$  und alle Zeitschritte  $t$  Werte für die Gesamtlast (Parameter  $E_{h,t,0}^L$ ) und die Energieerzeugung (Parameter  $E_{h,t,0}^E$ ) vorliegen. Für jeden Zeitschritt wird anhand dieser Parameter jeweils der Energiebedarf oder -überschuss des lokalen Netzes bestimmt. Dieser wird durch den Parameter  $\Delta E_{t,0}$  beschrieben und nimmt im Falle eines Energiebedarfes einen positiven Wert und im Falle eines Energieüberschusses einen negativen Wert an. Die Menge der Zeitschritte entspricht dabei der Menge  $T$  des EAM. Da das EAM das Entscheidungsverhalten eines einzelnen EAs abbildet, ist für das LMM eine Menge  $A$  von EAs zu definieren, und für jeden EA  $a \in A$  wiederum eine Menge  $H_a$  von Haushalten. Die Berechnung von  $\Delta E_{t,0}$  ist in Formel (4.1) formal dargestellt.

$$\Delta E_{t,0} = \sum_{a \in A} \sum_{h \in H_a} E_{h,t,0}^L - E_{h,t,0}^E \quad \forall t \in T \quad (4.1)$$

Der lokale Energiebedarf oder -überschuss dient im Weiteren zur Bestimmung lokaler Preise auf Grundlage der für alle Akteure des lokalen Marktes bestehenden Strombörsenpreise. Unter der Annahme, dass vor dem Hintergrund der Subventionierung lokalen Energiehandels gemäß der Ausführungen in Abschnitten 2.1.4 und 3.1.2 die Energiehandelsgebühren auf lokaler Ebene geringer sind als an der Strombörse, kann Handel im lokalen Markt nur zustande kommen, wenn der lokale Energiepreis  $\lambda_{t,0}^{LM}$  mindestens so hoch wie der Börsenpreis  $\lambda_{t,0}^{WS}$  (da ansonsten ein lokaler Verkauf nachteilhaft wäre), aber maximal so hoch wie die Summe aus Börsenpreis und der Differenz  $\Delta f$  (s. Formel (4.2)) der Energiehandelsgebühren zwischen der Strombörse und dem lokalen Markt ist (da ansonsten ein lokaler Kauf nachteilhaft wäre). Im Sinne einer handelsfördernden Anreizgestaltung stellt dies somit ein Intervall dar, innerhalb dessen ein lokaler Preis festzulegen ist.

$$\Delta f = f^{WS} - f^{LM} \quad (4.2)$$

Das entwickelte Verfahren zur Bepreisung sieht vor, dass im Regelfall ein Preis innerhalb des genannten Intervalls bestimmt wird. Der Parameter  $\Delta E_{t,0}$  ist dabei ausschlaggebend für die Richtung und die Stärke der Abweichung von der Mitte dieses Intervalls. Für positive Werte von  $\Delta E_{t,0}$ , d.h. für lokale Energiebedarfe, werden Preise in der oberen Hälfte des Intervalls bestimmt. Somit werden verstärkt Anreize für lokale Verkaufsgebote geschaffen. Für negative Werte von  $\Delta E_{t,0}$ , d.h. für Energieüberschüsse, werden Preise in der unteren Hälfte des Intervalls bestimmt und somit stärkere Anreize für lokale Kaufgebote geschaffen. Mit größeren Beträgen von  $\Delta E_{t,0}$  nähern sich die Preise stärker den Grenzen des Intervalls an. Die Bestimmung der lokalen Preise im Regelfall ist in Formel (4.3) dargestellt. Der Parameter  $\alpha_0$  beschreibt einen Skalierungsfaktor, der benötigt wird, um den absoluten Wert des Energiebedarfs oder -überschusses der Gesamtheit aller Haushalte passend für eine Umrechnung in Energiepreise zu skalieren. Die Verwendung der Maximierungs- und Minimierungsausdrücke sorgt dafür, dass ein Faktor zwischen 0 und 1 mit der maximalen Intervalllänge  $\Delta f$  multipliziert und dieses Produkt zum exogenen Strombörsenpreis hinzuaddiert wird. Dementsprechend ist  $\alpha_0$  so zu quantifizieren, dass erst bei extremen Energiebedarfen oder -überschüssen die Intervallgrenzen erreicht werden. Die Quantifizierung des Skalierungsfaktors sollte die Anzahl der Haushalte berücksichtigen, da  $\Delta E_{t,0}$  als Summe über alle Haushalte gebildet wird und bei größeren Anzahlen von Haushalten ebenfalls betragsmäßig größere Energiebedarfe oder -überschüsse zu erwarten sind.

$$\lambda_{t,0}^{LM,K} = \lambda_{t,0}^{LM,V} = \lambda_{t,0}^{WS} + \Delta f \cdot \max\left\{0, \min\left\{1, \frac{1}{2} + \Delta E_{t,0} \cdot \alpha_0\right\}\right\} \quad \forall t \in T \quad (4.3)$$

Vor dem Hintergrund systemdienlicher Markteingriffe wird zudem eine lokale Preisbeeinflussung über den Regelfall hinaus ermöglicht. So ist zu dem gemäß Formel (4.3) zu bestimmenden Preis ein positiver oder negativer Betrag hinzuzuaddieren, der vom Marktbetreiber im Sinne z.B. netzdienlicher Faktoren zu bestimmen ist. In dieser Arbeit gilt die Annahme, dass dem Marktbetreiber dabei keine regulatorische Vorgaben vorliegen und dieser den Betrag somit frei festlegen kann. Für die Möglichkeit einer gezielteren Verhaltensbeeinflussung wird zudem nach Kauf- und Verkaufspreisen differenziert.  $F_{t,0}^K$  repräsentiert den Betrag, um den der lokale Kaufpreis angepasst wird.  $F_{t,0}^V$  bezieht sich analog dazu auf den Verkaufspreis. So sorgt ein positiver Wert von  $F_{t,0}^K$  dafür, Anreize zum Energiekauf durch höhere Preise zu reduzieren und auf diese Weise beispielsweise Leitungsüberlastungen infolge hoher Nachfrageüberschüsse entgegenzuwirken. Negative Werte von  $F_{t,0}^K$  bewirken auf der anderen Seite zusätzliche Anreize zum Energiekauf. Analog dazu kann durch positive oder negative Werte von  $F_{t,0}^V$  das

lokale Energieangebot beeinflusst werden. Diese Differenzierung bezweckt, dass ein Preissignal nicht automatisch gleichzeitig Auswirkungen auf Angebot und Nachfrage hat, sondern gezieltere Markteingriffe vorgenommen werden können. Die vollständige initiale Bestimmung der lokalen Preise erfolgt somit entsprechend der Formeln (4.4) und (4.5). Dabei entstehende Diskrepanzen zwischen Kauf- und Verkaufspreis entsprechen somit Subventionen bzw. Strafzahlungen für lokalen Handel, die von einer zentralen Instanz wie einem Bilanzkreisbetreiber zu tragen bzw. an ihn zu leisten sind.

$$\lambda_{t,0}^{LM,K} = \lambda_{t,0}^{WS} + \Delta f \cdot \max\left\{0, \min\left\{1, \frac{1}{2} + \Delta E_{t,0} \cdot \alpha_0\right\}\right\} + F_{t,0}^K \quad \forall t \in T \quad (4.4)$$

$$\lambda_{t,0}^{LM,V} = \lambda_{t,0}^{WS} + \Delta f \cdot \max\left\{0, \min\left\{1, \frac{1}{2} + \Delta E_{t,0} \cdot \alpha_0\right\}\right\} + F_{t,0}^V \quad \forall t \in T \quad (4.5)$$

### Iterative Preisanpassung

Analog zur initialen Preisbestimmung wird in der iterativen Preisanpassung im Allgemeinen derselbe Preis für den Kauf und Verkauf von Energie festgelegt. Nur im Rahmen der gezielten Preisanpassung des Marktbetreibers erfolgt eine entsprechende Differenzierung. Die iterativ durchgeführte Änderung lokaler Energiepreise erfüllt eine elementare Funktion des Day-Ahead-Prozesses, da die wiederholte Anpassung der Preise das Ziel verfolgt, divergente lokale Gebote einander soweit wie möglich anzugleichen. Dabei basiert die iterative Neubestimmung von lokalen Strompreisen auf anderer Grundlage als die Bepreisung in Iteration  $y = 0$ , da dem Marktbetreiber bereits Informationen aus vorangegangenen Iterationen vorliegen. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass die Gebote im lokalen Markt nicht die Gesamtheit der lokalen Energieangebote und -nachfragen widerspiegeln, da die EAs ebenfalls an der Strombörse und intern handeln können. Folglich sollten die lokalen Gebote nicht allein die Grundlage zur Preisbestimmung darstellen. Zunächst ist dennoch in einer Iteration  $y$  für jeden Zeitschritt die Differenz aller Kauf- und Verkaufsmengen innerhalb der zuletzt vorliegenden lokalen Gebote aus der vorherigen Iteration  $y - 1$  zu bestimmen. Diese Differenz wird gemäß Formel (4.6) durch den Parameter  $\Delta E_{t,y}$  beschrieben und kann positive oder negative Werte annehmen.

$$\Delta E_{t,y} = \Delta t \cdot \sum_{a \in A} \sum_{h \in H_a} P_{h,t,y-1}^{LM,K} - P_{h,t,y-1}^{LM,V} \quad \forall t \in T, \quad y \in \{1, \dots, Y\} \quad (4.6)$$

Um jedoch auch die Last und die Energieerzeugung einzubeziehen, die nicht unmittelbar an lokale Handelsgebote gekoppelt sind, aber dennoch die Handels- und Zahlungs-

bereitschaft der Haushalte bzw. der EAs beeinflussen, wird dafür ein entsprechender Parameter  $\Delta E_{t,y}^{Rest}$  definiert. Dieser beinhaltet, abhängig von Annahmen bezüglich der Datenverfügbarkeit des Marktbetreibers, die angestrebten Handelsmengen von internen und Börsengeboten der im lokalen Markt vertretenen EAs bzw. Prognosen über deren gesamtheitliche Last und Erzeugung. In jeder Iteration  $y \in \{1, \dots, Y\}$  werden, wie in Formeln (4.7) und (4.8) jeweils für den Kauf- und Verkaufspreis dargestellt, ausgehend vom Preis der jeweils vorherigen Iteration  $y - 1$  neue Kauf- und Verkaufspreise in Abhängigkeit von  $\Delta E_{t,y}$  und  $\Delta E_{t,y}^{Rest}$  bestimmt. Die Markteingriffe mittels der Parameter  $F_{t,y-1}^K$  und  $F_{t,y-1}^V$  werden von den lokalen Energiepreisen der Vor-Iteration  $y - 1$  abgezogen, sodass ein solcher Eingriff sich nicht direkt auf die Preise folgender Iterationen auswirkt. Da die beiden Parameter  $\Delta E_{t,y}$  und  $\Delta E_{t,y}^{Rest}$  sowohl positiv als auch negativ sein können, kann der alte Preis ebenfalls in beide Richtungen angepasst werden, um somit verstärkte Anreize für Gebote zu setzen, die dem bestehenden Ungleichgewicht entgegenwirken. Der Ausdruck  $\frac{Y-y}{Y}$  stellt eine Gewichtung des Anteils dar, der nicht aus bestehenden lokalen Geboten besteht, und wird mit jeder Iteration kleiner. Der Gedanke dabei ist, dass in früheren Iterationen die hohen Gewichtungen die Abgabe von Geboten im lokalen Markt fördern, indem die Preise sich stärker an der gesamtheitlichen Angebots- und Nachfragesituation im Netz orientieren und dadurch starke Preisanpassungen vorgenommen werden, wohingegen in den späteren Iterationen die geringen Gewichtungen dafür sorgen, dass die Preisanpassungen stärker an den tatsächlichen lokalen Geboten orientiert sind und damit für einen Angleich der verbleibenden Gebote sorgen. Somit wird zu Beginn des Prozesses zunächst ein großes lokales Handelsvolumen angestrebt, das im Laufe der Iterationen abnimmt, da die Gebote entweder erfolgreich gematcht oder von internen oder Börsenhandelsgeboten substituiert werden, die infolge der Preisanpassungen vorteilhaft geworden sind. Analog zur initialen Preisbestimmung mit dem Skalierungsfaktor  $\alpha_0$  im vorangegangenen Abschnitt wird zudem ein Skalierungsfaktor  $\alpha$  ergänzt, der für eine Übersetzung der absoluten Energiemengen in Energiepreise sorgt. Um starke Preisverzerrungen zu vermeiden, werden Unter- und Obergrenzen  $\lambda_{t,y}^{LM,min}$  bzw.  $\lambda_{t,y}^{LM,max}$  definiert, die nicht überschritten werden dürfen. Im Falle einer Überschreitung nimmt  $\lambda_{t,y}^{LM}$  gemäß der Formeln (4.7) und (4.8) stattdessen den Wert der jeweiligen Grenze an.

$$\lambda_{t,y}^{LM,K} = \max \left\{ \min \left\{ \lambda_{t,y-1}^{LM,K} - F_{t,y-1}^K + \left( \Delta E_{t,y} + \Delta E_{t,y}^{Rest} \cdot \frac{Y-y}{Y} \right) \cdot \alpha, \lambda_{t,y}^{LM,max} \right\}, \lambda_{t,y}^{LM,min} \right\} + F_{t,y}^K \quad \forall t \in T, y \in \{1, \dots, Y\} \quad (4.7)$$

$$\lambda_{t,y}^{LM,V} = \max \left\{ \min \left\{ \lambda_{t,y-1}^{LM,V} - F_{t,y-1}^V + \left( \Delta E_{t,y} + \Delta E_{t,y}^{Rest} \cdot \frac{Y-y}{Y} \right) \cdot \alpha, \lambda_{t,y}^{LM,max} \right\}, \lambda_{t,y}^{LM,min} \right\} + F_{t,y}^V \quad \forall t \in T, y \in \{1, \dots, Y\} \quad (4.8)$$

Die Bestimmung von  $\lambda_{t,y}^{LM,min}$  und  $\lambda_{t,y}^{LM,max}$  erfolgt in Formeln (4.9) bzw. (4.10). In dieser Arbeit werden diese Grenzen anhand des handelbaren Bereiches gemäß der Ausführungen in Abschnitt 3.1.2 festgelegt. Dementsprechend muss sich, in Analogie zur initialen Preisbestimmung, der lokale Energiepreis im Intervall  $[\lambda_{t,y}^{WS}, \lambda_{t,y}^{WS} + \Delta f]$  befinden, sodass lokaler Handel nicht durch die Konstellation der Preise und Handelsgebühren logisch ausgeschlossen wird. Die Begrenzung der lokalen Preise auf dieses Intervall stellt sicher, dass in folgenden Iterationen weiterhin Anreize zum lokalen Handel bestehen, selbst wenn in einer aktuellen Iteration  $y$  ein starkes Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage vorliegt. Die Anwendung eines breiteren Intervalls wäre grundsätzlich denkbar, jedoch würde dies die Wahrscheinlichkeit reduzieren, dass die Preise den handelbaren Bereich in späteren Iterationen wieder erreichen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Preisanpassungen sich im Laufe der Iterationen zunehmend an den vorliegenden Geboten im lokalen Markt orientieren. Nichtsdestotrotz kann das vorgestellte LMM auch mit anderen Definitionen der Grenzen in Formeln (4.9) und (4.10) angewandt werden.

$$\lambda_{t,y}^{LM,min} = \lambda_{t,y}^{WS} \quad \forall t \in T, y \in \{1, \dots, Y\} \quad (4.9)$$

$$\lambda_{t,y}^{LM,max} = \lambda_{t,y}^{WS} + \Delta f \quad \forall t \in T, y \in \{1, \dots, Y\} \quad (4.10)$$

Darüber hinaus gibt es in der iterativen lokalen Preisanpassung analog zur initialen Preisbestimmung die Möglichkeit für gezielte Markteingriffe und einer Differenzierung zwischen Kauf- und Verkaufspreisen mithilfe der Parameter  $F_{t,y}^K$  und  $F_{t,y}^V$ . Diese Größen sind gemäß der Formeln (4.7) und (4.8) von den Unter- und Obergrenzen nicht

eingeschränkt, um bei Bedarf stärkere Markteingriffe vornehmen zu können.

#### 4.2.2 Matching lokaler Handelsgebote

Der in Abschnitt 4.1 vorgestellte Day-Ahead-Prozess sieht vor, dass über  $Y$  Iterationen im lokalen Markt gehandelt werden kann. In jeder Iteration ist es folglich notwendig, die vorliegenden Gebote zu analysieren und jeweils anzunehmen oder abzulehnen. Im entwickelten Matchingverfahren, das im Folgenden vorgestellt wird, lässt sich jedes Gebot  $g$  aus der Menge aller Gebote  $G$  einer Iteration anhand der folgenden Eigenschaften beschreiben:

- ein EA  $a_g^G$ , der das Gebot abgegeben hat,
- ein Haushalt  $h_g^G$ , für den das Gebot stellvertretend gilt,
- ein Zeitschritt  $t_g^G$ , für den das Gebot gilt,
- eine binäre Zuordnung  $\gamma_g^G$ , ob es sich um ein Kauf- (Wert 1) oder Verkaufsgebot (Wert 0) handelt,
- eine gebotene Energiemenge  $E_g^G$ ,
- ein gebotener Energiepreis  $\lambda_g^G$ .

Zu beachten ist, dass ein Gebot eines EAs haushaltsspezifisch abgegeben werden muss, sodass innerhalb eines Zeitschrittes mehrere Gebote desselben EAs vorliegen können. Zudem müssen Gebote entsprechend der vorgegebenen Zeitschrittweite  $\Delta t$  auf einzelne Zeitschritte spezifiziert werden. Das Matching von Geboten unterliegt einigen logischen Restriktionen im Hinblick auf die genannten Eigenschaften. So kann ein Matching zweier Gebote nur dann sinnvoll sein, wenn sie nicht vom selben EA abgegeben wurden und wenn sie nicht für denselben Haushalt gelten. Zudem kommen zwei Gebote für ein Matching nur in Frage, wenn sie sich auf den gleichen Zeitschritt beziehen und wenn sie hinsichtlich der binären Zuordnung von Kauf- und Verkaufsgeboten zueinander konträr sind. Die gebotenen Energiepreise werden im Matchingverfahren als Grenzwerte betrachtet. So gilt der gebotene Preis  $\lambda_{g1}^G$  eines Kaufgebotes  $g1$  als der höchstmögliche zulässige Preis, während für ein Verkaufsgebot  $g2$  der zugehörige Preis  $\lambda_{g2}^G$  als Untergrenze zu betrachten ist. Dementsprechend ist ein Matching nur möglich, wenn der gebotene Preis des Kaufgebotes mindestens so hoch ist wie der des Verkaufsgebotes. Die gebotenen Energiemengen stellen insofern eine Restriktion dar, dass einem Gebot

nicht eine größere Handelsmenge zugeordnet werden kann. Teilerfüllungen der gebotenen Mengen werden im entwickelten Matchingverfahren zugelassen, sodass nicht erforderlich ist, dass Gebote mengenmäßig exakt übereinstimmen müssen. Bei einem erfolgreichen Matching wird folglich die jeweils kleinere der beiden gebotenen Mengen als Handelsmenge verbindlich festgelegt. Gebote, die miteinander gematcht werden können, da sie die entsprechenden Kriterien erfüllen, werden im Weiteren in dieser Arbeit als zueinander komplementäre Gebote bezeichnet.

Da bei einer großen Zahl vorliegender Gebote eine Vielzahl alternativer Matching-Entscheidungen möglich sind, ist ein strukturiertes Vorgehen erforderlich, das mögliche Zuordnungen zunächst identifiziert und im Weiteren systematisch das Matching durchführt und neben den Handelsmengen auch die Handelspreise festlegt. Zu diesem Zweck wird in dieser Arbeit eine Heuristik auf Grundlage der gebotenen Preise angewendet. Da alle Zeitschritte unabhängig voneinander betrachtet werden, sind für jeden Zeitschritt  $t \in T$  zunächst zwei Listen anzulegen, die jeweils alle vorliegenden Kauf- bzw. Verkaufsgebote beinhalten. Die Liste der Verkaufsgebote ist in aufsteigender Reihenfolge der gebotenen Preise zu sortieren, die Liste der Kaufgebote hingegen in absteigender Reihenfolge. Die Liste der Verkaufsgebote wird im nächsten Schritt sequentiell in Anlehnung an das Merit-Order-Prinzip abgearbeitet, sodass, angefangen beim günstigsten Verkaufsgebot, die Liste der Kaufgebote ebenfalls sequentiell nach möglichen Matchings durchsucht wird. Wenn ein Kaufgebot alle Voraussetzungen erfüllt, wird die maximal mögliche Handelsmenge als realisierte Handelsmenge  $\varepsilon_{v,k}$  zwischen Verkaufsgebot  $v$  und Kaufgebot  $k$  verbindlich festgelegt. Da Teilerfüllungen der gebotenen Mengen möglich sind, werden für alle Gebote die jeweils zugeordneten Handelsmengen aus ihren erfolgreichen Matchings kumuliert. Dementsprechend ist bei jedem Abgleich von Kauf- und Verkaufsgebot nicht die reine Gebotsmenge zu betrachten, sondern die Differenz aus Gebotsmenge und der bereits festgelegten, kumulierten Handelsmenge. Im Rahmen dieses Prozesses wird für jedes Gebot  $g \in G$  eine Menge  $G_g^M$  definiert, welche alle zugeordneten Gebote enthält. Mit jedem erfolgten Matching wird die entsprechende Menge um ein Element erweitert. Die maximal zulässige Handelsmenge für eine betrachtete Kombination  $v, k$  von Geboten wird in Formel (4.11) allgemein beschrieben.

$$\varepsilon_{v,k} \leq \min \left\{ E_v^G - \sum_{g \in G_v^M} \varepsilon_{v,g}, \quad E_k^G - \sum_{g' \in G_k^M} \varepsilon_{g',k} \right\} \quad \forall \quad v, k \in G \quad (4.11)$$

Sobald ein Verkaufsgebot vollständig gedeckt wird, kann der sequentielle Durchlauf

der Kaufgebote abgebrochen werden und für das nächste Verkaufsgebot von vorne beginnen. Das Vorgehen endet, wenn alle Gebote gedeckt sind oder wenn es keine weiteren Matching-Möglichkeiten gibt.

In der nächsten Phase erfolgt die Bestimmung der Handelspreise für alle festgelegten Handelsbeziehungen. Zu beachten ist dabei, dass einzelne Gebote Gegenstand mehrerer Matchings sein können. Für die einzelnen Zuordnungen von Geboten werden die Mittelwerte aus beiden jeweils gebotenen Preisen als Matchingpreis festgelegt. Dementsprechend ergeben sich die realisierten Handelspreise  $\lambda_g^M$  für alle erfolgreich gematchten Gebote  $g \in G^M$  als mengengewichtete Summe der zugehörigen Matchingpreise. Dieser Zusammenhang wird in Formel (4.12) dargestellt. Dies entspricht der allgemeingültigen Form für die gemeinsame Menge aller Verkaufs- und Kaufgebote. Deshalb werden sowohl  $\varepsilon_{g,g'}$  als auch  $\varepsilon_{g',g}$  einbezogen, aber je nachdem, ob  $g$  ein Verkaufs- oder Kaufgebot ist, nimmt eine der beiden Größen per Definition den Wert 0 an.

$$\lambda_g^M = \sum_{g' \in G_g^M} \frac{1}{\varepsilon_{g,g'} + \varepsilon_{g',g}} \cdot \sum_{g' \in G_g^M} \frac{\lambda_g^G + \lambda_{g'}^G}{2} \cdot (\varepsilon_{g,g'} + \varepsilon_{g',g}) \quad \forall g \in G^M \quad (4.12)$$

Das beschriebene heuristische Vorgehen weist neben der Einfachheit in der Anwendung weitere vorteilhafte Eigenschaften auf. Durch die Priorisierung günstiger Verkaufs- und hoher Kaufgebote findet der Aspekt der Fairness Berücksichtigung. So ist für die handelnden EAs die Spekulation auf höhere Gewinnmargen im lokalen Handel mit Risiko verbunden, da teure Verkaufsgebote oder Kaufgebote zu niedrigen Preisen eine geringere Wahrscheinlichkeit eines erfolgreichen Matchings aufweisen. Insbesondere wird auf diese Weise die Nutzung der günstigsten lokal angebotenen Energie zu einem hohen Grad gefördert.

## 5 Fallstudie

Die in den vorangegangenen Kapiteln vorgestellten Modelle werden im Weiteren in einer Fallstudie angewendet, die in diesem Kapitel eingeführt wird. Zunächst erfolgt eine Darstellung der Haushaltsnetze als Gegenstand des Energiemanagements von EAs. Im Folgenden werden die Datengrundlagen für die Modellierung der im Netz vorhandenen Energieressourcen und die in der Fallstudie angewendeten Szenarien und Konfigurationen von EAs präsentiert und erläutert.

### 5.1 Haushaltsnetze

Die Grundlage für die in dieser Arbeit durchgeführten Fallstudie stellt ein elektrisches Verteilnetz dar, das aus 111 Haushalten besteht und auf SimBench-Datensätzen basiert [123]. Alle Haushalte des Netzes "1-LV-urban6-0-no\_sw" werden für ein Basisszenario individuell charakterisiert, sodass haushaltsspezifische Daten für die Anwendung des EAM vorliegen. Die Grundlage für die Spezifizierung der Haushalte bildet die im Rahmen des CyEntEE-Projektes entwickelte CyEntEE-Datenbank [142]. Diese basiert auf der Annahme eines Zukunftsszenarios im Einklang mit den in Kapitel 2.1.1 beschriebenen Trends. So wird von einem elektrifizierten Energiesystem mit einer weiten Verbreitung dezentraler, regenerativer Energieerzeugung ausgegangen. Weitere Annahmen betreffen eine bestehende Infrastruktur der Informations- und Kommunikationstechnologien, die eine Vernetzung der Haushalte mit einem EA und die Auslagerung des Energiemanagements ermöglicht, und die Bereitschaft der Prosumer-Haushalte, einem EA das Management ihrer Energieressourcen zu überlassen. Die letztgenannte Annahme beruht darauf, dass die Haushalte durch einen EA wirtschaftliche Vorteile erlangen. Für die Verifizierung des Modells ist es somit von Bedeutung, diese Annahme in den Ergebnissen der Fallstudie zu prüfen. Die Gesamtheit der 111 Haushalte repräsentiert unter den genannten Umständen ein Verteilnetz einer städtischen Wohngegend. Als Zeitschrittweite wird für alle Anwendungen ein Wert von einer halben Stunde verwendet. Beginnend um 00:00 besteht eine Day-Ahead-Planung dementsprechend aus 48 Zeitschritten. Die im folgenden beschriebenen Daten müssen, soweit zutreffend, in der

entsprechenden zeitlichen Auflösung spezifiziert werden.

Jeder Haushalt weist eine Grundlast auf, die von allgemeinen Verhaltensmustern bestimmt wird und einen Stromverbrauch für Energieressourcen oder Tätigkeiten impliziert, die nicht von einem EA zu beeinflussen sind (beispielsweise Beleuchtung, Kochen, Computer oder Fernsehgeräte). Solche Lasten sind zwar aus Sicht eines EAs inflexibel, aber sie unterliegen dennoch Mustern und Regelmäßigkeiten, die sich durch standardisierte Lastprofile über einen Tagesverlauf näherungsweise abbilden lassen. Grundlegende Einflussfaktoren stellen dabei Jahreszeiten, Wochentage und Wetterlagen dar. Unter der Annahme eines stark digitalisierten Energiesystems, was zugleich eine Voraussetzung für den Betrieb von EAs ist, ist zudem die Annahme naheliegend, dass EAs eine hohe Informationsverfügbarkeit im Hinblick auf die von ihnen genagten Haushalte haben und sie somit in der Lage sind, für die Day-Ahead-Planung individualisierte Grundlastprognosen aufzustellen. Dementsprechend werden für die Fallstudie jedem modellierten Haushalt individuelle Lastprofile hinterlegt. Diese basieren auf den im WPuQ-Projekt entwickelten Haushaltslastprofilen für das Jahr 2019 [143]. Verwendet werden 27 verschiedene Typen von SFH-Profilen (SFH für Single Family Household), die Einfamilienhaushalte repräsentieren. Jedem Haushalt wird neben einem der 27 Basisprofile (s. Tabelle 1 im Anhang) zudem ein individueller Skalierungsfaktor zugeordnet, der durch Multiplikation mit den Leistungszahlen der Profile die über einen Zeitraum von einer halben Stunde zu erbringenden Grundlast des jeweiligen Haushaltes ergibt. Die 111 verwendeten Skalierungsfaktoren liegen im Bereich von 0,00192 bis 0,01067 kW [142]. So bestehen für jeden Haushalt für 365 Tage eines Jahres individuelle Lastprofile. Diese werden in den Fallstudien als Grundlastprognose von EAs genutzt.

Da ein Stromnetz dieser Größenordnung eine geringe räumliche Ausdehnung aufweist, werden vereinfachend gleiche Wetterdaten für alle Haushalte verwendet. Zur Anwendung kommen reale Wetterdaten, die in der deutschen Stadt Hameln gemessen wurden und für das gesamte Jahr 2019 zur Verfügung stehen [109]. Neben Temperaturdaten mit einer Genauigkeit von  $10^{-3}$  K sind im Datensatz ebenfalls Werte für die Stärke sowohl der direkten als auch der diffusen Sonneneinstrahlung gegeben. In der Fallstudie wird jeweils die Summe beider Werte verwendet, um die Strahlungsleistung in der Einheit  $\text{kW/m}^2$  zu erhalten, die für die Erzeugungsleistung der PV- und Solarthermie-Anlagen und für den Wärmebeitrag der Solareinstrahlung in die Haushalte maßgeblich ist. Da die Zeitschrittweite  $\Delta t^{\text{th}}$  für die Betrachtung der thermischen Systeme im EAM in den Fallstudien auf einen Wert von einer Stunde gesetzt wird, werden die Wetterdaten

in stündlicher Auflösung benötigt.

Für die Modellierung der Strompreise im Börsenhandel werden ebenfalls reale Daten des Jahres 2019 verwendet. Zu diesem Zweck dienen die Preise des Day-Ahead-Großhandels in Deutschland. Entsprechende Daten sind in einer Auflösung von Viertelstunden verfügbar [124]. Vereinfachend wird in den Fallstudien für die halbstündigen Zeitschritte jeweils der Preis der ersten Viertelstunde für den gesamten Zeitschritt angenommen. Die Energiehandelsgebühren werden in Anlehnung an die realen Gegebenheiten im heutigen deutschen Strommarkt festgelegt und sind auf Verbraucher- bzw. Käuferseite zu tragen [12], [102]. Für den Kauf im Börsenhandel fallen Gebühren in Höhe von 18 Cent pro kWh an. Die Subventionierung des lokalen Handels wird in Form von reduzierten Energiehandelsgebühren in Höhe von 14 Cent pro kWh berücksichtigt. Intern Energie zu kaufen unterliegt wiederum geringeren Gebühren von 9 Cent pro kWh.

Da in der Fallstudie alle 111 Haushalte von nur einem EA gemanagt werden und darüber hinaus keine weiteren EAs existent sind, ist das in Abschnitt 4.2 beschriebene LMM nicht sinnvoll anwendbar, weil nur ein handelnder Marktakteur vorhanden wäre. Um dennoch die Handelsmöglichkeit eines lokalen Marktes in den Fallstudien zu berücksichtigen wird das Matching-Verfahren derart angepasst, dass kein Abgleich mit tatsächlich vorliegenden Geboten anderer EAs vorgenommen wird, sondern dass abhängig von einer konstanten Matching-Rate die Gebote des einzelnen EAs randomisiert gematcht werden. Die Matching-Rate wird mit einem Wert von 30 % angenommen.

## 5.2 Energieressourcen

Für alle Haushalte ist eine Zuordnung und Spezifikation von Energieressourcen notwendig, die dem Energiemanagement eines EAs zur Verfügung gestellt werden. Die in diesem Unterkapitel erwähnten Daten zur Parametrierung der Haushalte und der Energieressourcen entstammen der CyEntEE-Datenbank [142]. Entsprechend der im vorherigen Abschnitt beschriebenen allgemeinen Annahmen wird im Zuge der Trends der Sektorenkopplung und Elektrifizierung davon ausgegangen, dass alle 111 Haushalte des betrachteten Netzes über ein P2H-System verfügen und dieses vom EA managed und steuern lassen. Dementsprechend ist bei jedem Haushalt ein thermisches System bestehend aus Wärmepumpe, Heizstab und Puffer-Wärmespeicher vorhanden, das individuell parametrierbar ist. Zunächst werden jedoch die thermischen Eigenschaften der als Wärmespeicher modellierten Haushalte vorgestellt, die relevant für den Betrieb der

P2H-Systeme sind. Die Haushalte weisen Wohnflächen zwischen 96,17 und 533,35 m<sup>2</sup> auf. Diese Flächen dienen als Referenzpunkte für die Quantifizierung weiterer Parameter der jeweiligen Haushalte (und auch für die in 5.1 erwähnten Skalierungsfaktoren der Lastprofile). Die entsprechenden Wärmekapazitäten belaufen sich auf Werte im Intervall von 4,46 bis 16,76 kWh/K. Zudem sind für die Haushalte weitere Flächen, wie Wand-, Fenster und Dachflächen, Wärmeübergangs- und Wärmedurchgangskoeffizienten, sowie Warmwasserbedarfsmengen und Temperaturpräferenzen zu beschreiben, um die Parameter für die im EAM modellierten thermischen Zusammenhänge zu quantifizieren. Die Komfort-Zeitfenster mit höheren Anforderungen an die Haushaltstemperaturen werden für alle Haushalte auf den Zeitraum von 07:00 bis 22:00 des zu planenden Tages festgelegt. Die harten Temperaturgrenzen werden innerhalb der Komfort-Zeitfenster auf 18 bzw. 28 °C gesetzt, und ansonsten auf 15 bzw. 30 °C. Da es sich dabei um Grenzwerte handelt, deren Überschreitung eine starke Verletzung des Komforts eines Haushaltes darstellt, werden entsprechend extreme Werte verwendet. Zusätzlich zu den harten Grenzen gibt es innerhalb der Zeitfenster zudem engere, weiche Grenzen, die in der Fallstudie für alle Haushalte bei 21 bzw. 26 °C liegen.

Die Spezifikationen der technischen Daten der P2H-Anlagen basieren auf realen Herstellerdaten von Wärmepumpen [134], [135]. Zur Vereinfachung werden die Parameter der thermischen Komponenten, abgesehen von den oben vorgestellten thermischen Eigenschaften der als Wärmespeicher modellierten Haushalte, für alle Haushalte identisch quantifiziert. So liegt die maximale Betriebsleistung der Wärmepumpen bei 5 kW. In den Betriebszuständen des Heizmodus werden zwei Leistungsstufen von 2,5 und 5 kW berücksichtigt. Die Wärmekapazitäten der Wärmespeicher werden proportional zu den Wärmekapazitäten der zugehörigen Haushalte bestimmt. Die Speichertemperaturen werden gleichermaßen für alle Wärmespeicher auf das Intervall von 20 bis 90 °C beschränkt. Es werden für die Betriebszustände von Wärmepumpen vier Temperaturdifferenzintervalle mit einer Größe von jeweils 10 K festgelegt. Diese Intervalle decken den Bereich von 20 bis 60 K Differenz zwischen Vorlauf- und Umgebungstemperatur ab. Die entsprechenden Werte für den resultierenden Wärmestrom  $\dot{Q}^{fix}$  in den verschiedenen Betriebszuständen werden für die Mittelpunkte der Intervalle bei 25, 35, 45 und 55 K Temperaturdifferenz und jeweils 2,5 und 5 kW Betriebsleistung bestimmt. Diese Berechnung erfolgt auf der Grundlage der Annäherungsformel (5.1) für den COP von Wärmepumpen [98]. Dabei repräsentiert  $\frac{COP_h^n}{3,4744}$  den nominalen COP eines Haushaltes. Vereinfachend wird für alle Haushalte  $h$  standardisiert ein Wert von  $COP_h^n = 3,4744$  und somit ein nominaler COP von 1 angenommen. Der Parameter  $\Delta\vartheta_{h,j}^m$  steht für die oben

genannten Mittelwerte der Temperaturdifferenzintervalle  $j$ . Somit gibt es in der Kombination aus zwei Leistungsstufen und vier Temperaturdifferenz-Intervallen im Heizbetrieb acht mögliche Betriebszustände.

$$\dot{Q}_{h,i,j}^{fix} = \frac{COP_h^n}{3,4744} \cdot \left( 0,0005 \cdot \frac{1}{K^2} \cdot (\Delta\vartheta_{h,j}^m)^2 - 0,00973 \cdot \frac{1}{K} \cdot \Delta\vartheta_{h,j}^m + 6,1408 \right) \cdot P_{h,i}^{fix}$$

$$\forall h \in H^{th}, (i, j) \in \Omega_h \quad (5.1)$$

Im Kühlmodus wird in Abhängigkeit der haushaltsspezifischen Wärmeübergangskoeffizienten  $kA_h^K$  ein dem Haushalt maximal entziehbarer Wärmestrom bestimmt. Es werden Betriebszustände für vier verschiedene Intervalle des Wärmestromes  $\dot{Q}^{HP}$  betrachtet, die sich über 0 bis 25, 25 bis 50, 50 bis 75 und 75 bis 100 Prozent des jeweiligen maximal möglichen Wärmestromes erstrecken. Zudem werden vier Intervalle mit einer Größe von 4 K der Differenz zwischen Umgebungs- und Vorlauftemperatur für die zweite Dimension der Betriebszustände definiert, die den Bereich von 0 bis 16 K abdecken. Daraus ergeben sich im Kühlbetrieb 16 mögliche Betriebszustände. Die Berechnung der jeweiligen fixierten Betriebsleistungen  $P^{fix}$  erfolgt analog zu Formel 5.1 mit einer Annäherung der EER durch den um den Wert von 1 reduzierten COP in Formel 5.2 [44], [98]. Der Parameter  $\Delta\vartheta_{h,j}^m$  steht in diesem Fall, analog zum Heizbetrieb, für die Mittelwerte der Temperaturdifferenz-Intervalle.

$$P_{h,i,j}^{fix} = \frac{\dot{Q}_{h,i}^{fix}}{0,0005 \cdot \frac{1}{K^2} \cdot (\Delta\vartheta_{h,j}^m)^2 - 0,00973 \cdot \frac{1}{K} \cdot \Delta\vartheta_{h,j}^m + 5,1408}$$

$$\forall h \in H^{th}, (i, j) \in \Omega_h \quad (5.2)$$

Die Heizstäbe können für alle Haushalte gleichermaßen mit einer Maximalleistung von 11 kW betrieben werden und weisen einen Wirkungsgrad von 95 % auf [142].

Zusätzlich zu den P2H-Systemen verfügen die Haushalte über weitere Energieressourcen. Tabelle 5.1 enthält eine Übersicht der zugeordneten Energieressourcen aller 111 Haushalte. Für PV-Systeme, Solarthermie-Systeme, BSs und ZFLs wird jeweils angegeben, ob solche Ressourcen beim jeweiligen Haushalt vorhanden sind oder nicht. Die Dimensionierung der PV- und Solarthermie-Anlagen sowie der BSs kann sich dabei unterscheiden. Ein Haushalt kann zudem entweder eine, zwei oder drei zeitlich ZFLs mit jeweils individuellen Eigenschaften haben. In der EV-Spalte wird angegeben, wie viele EVs flexibel als Energiespeicher nutzbar sind. In Summe sind im Netz 88 PV-Anlagen,

40 Solarthermie-Anlagen, 72 BSs, 158 ZFLs und 140 EVs vorhanden. Die PV- und Solarthermie-Systeme sind individuell für die jeweiligen Haushalte dimensioniert. Die maximale Nennleistung je Anlage reicht von 5,694 bis 31,580 kWp für PV-Systeme und von 0,762 bis 4,684 kWp für Solarthermie-Systeme.

Die BSs unterscheiden sich zwischen den Haushalten hinsichtlich der Anzahl standardisierter Module. Ein Modul entspricht einer Kapazität von 2,4 kWh. Die BSs bestehen jeweils aus bis zu sechs Modulen, sodass die Gesamtkapazitäten im Bereich von 2,4 bis 14,4 kWh sind. Die maximale Lade- und Entladeleistung ist standardisiert auf 6 kW bei einem Wirkungsgrad von 95 % gesetzt. Diese Daten entspringen ebenfalls der CyEntEE-Datenbank.

Die Leistungsprofile von ZFLs werden ebenfalls standardisiert. Das verwendete Standardprofil besteht aus vier Betriebsphasen, d.h. vier halbstündigen Zeitschritten mit jeweils konstanten Leistungen von 1, 0,4, 0,2 bzw. 0,8 kW. Die Zeitfenster, in denen der Betrieb erfolgen muss, sind jedoch sowohl hinsichtlich der Länge als auch der zeitlichen Lage innerhalb des Tages unterschiedlich.

Die Eigenschaften der EVs beruhen auf Daten vier verschiedener realer EV-Modelle [32]–[35]. Die Speicher dieser Fahrzeuge haben Kapazitäten von 100, 82, 54,7 bzw. 36,8 kWh und maximale (Ent-)Ladeleistungen von 16,5, 11, 22 bzw. 7,2 kW. Die individuellen täglichen Fahrprofile der EVs werden randomisiert auf der Grundlage dreier Arten von Basisprofilen erstellt. So bildet das erste Basisprofil einen Fahrbedarf für einen Berufsalltag ab und das Nicht-Verfügbarkeitszeitfenster beginnt zwischen 04:00 und 09:00 und endet zwischen 15:00 und 21:00. Das zweite Basisprofil repräsentiert die Nutzung eines Fahrzeuges in der ersten Tageshälfte. Die entsprechenden Zeitfenster beginnen zwischen 03:00 und 07:00 und enden zwischen 11:00 und 15:00. Das dritte Basisprofil stellt einen Fahrbedarf in der zweiten Tageshälfte dar. Die entsprechenden EVs sind dementsprechend nur bis zu einer randomisierten Zeit zwischen 14:00 und 17:00, und ab einer Zeit zwischen 19:00 und 22:00 wieder als flexibler Energiespeicher nutzbar. Der Energiebedarf für das Fahren der EVs wird ebenfalls randomisiert erzeugt, indem unterschiedliche zu fahrende Distanzen mit der durchschnittlichen Verbrauchsrate des jeweiligen Fahrzeugmodells multipliziert werden. Der Verbrauch der vier Modelle beträgt 0,193, 0,170, 0,144 bzw. 0,175 kWh/km. Die randomisiert zugeordneten Distanzen reichen von 0,15 bis 322,89 km.

Anzahl Haushalte	PV	ST	BS	ZFL	EV
20	✓		✓	✓	1
13	✓		✓	✓	2
8	✓		✓		2
7				✓	1
7	✓	✓	✓	✓	1
5		✓		✓	1
5	✓		✓	✓	1
3		✓			0
3		✓		✓	2
3	✓			✓	1
3	✓		✓		0
3	✓		✓	✓	0
3	✓	✓		✓	2
3	✓	✓	✓	✓	0
2	✓			✓	0
2	✓		✓	✓	3
2	✓	✓	✓		1
2	✓	✓	✓		2
2	✓	✓	✓	✓	2
2	✓	✓	✓	✓	3
1				✓	0
1					1
1		✓		✓	0
1		✓			2
1		✓		✓	3
1	✓				2
1	✓			✓	2
1	✓			✓	3
1	✓	✓			0
1	✓	✓		✓	0
1	✓	✓			1
1	✓	✓		✓	1
1	✓	✓			2

Tabelle 5.1: Verfügbare Energieressourcen der 111 Haushalte

### 5.3 Szenarien und Konfigurationen

In der Fallstudie werden zwei verschiedene Szenarien betrachtet: ein Sommer- und ein Winterszenario. Diese Differenzierung ist nicht nur hinsichtlich großer Unterschiede in den äußeren Rahmenbedingungen der Haushalte relevant, sondern darüber hinaus wegen der zwei Varianten des EAM, die entweder den Heiz- oder den Kühlbetrieb von Wärmepumpen abbilden. Wie in Abschnitt 5.1 erwähnt, basiert die Fallstudie auf Wetterdaten des gesamten Jahres 2019. Aus diesen Daten werden für beide Szenarien jeweils 62 Tage als Gegenstand von Day-Ahead-Planungen ausgewählt. Im Sommerszenario handelt es sich um den Zeitraum vom 01.07. bis zum 31.08. und im Winterszenario um den Zeitraum vom 01.01. bis zum 28.02., zuzüglich der Tage vom 29.12. bis zum 31.12. Dementsprechend werden ebenfalls die zugehörigen Strompreise als Datengrundlage für Börsenpreise und die Lastprofile der jeweiligen Tage verwendet. Im Sommerszenario wird für jede Optimierungsinstanz eines Tages ein EA betrachtet, der alle 111 Haushalte managt. Im Winterszenario hingegen wird aufgrund der höheren Komplexität des EAM im Heizbetrieb und der daraus resultierenden längeren Rechenzeit die Haushaltszahl des EAs auf zehn reduziert. Eine Übersicht der Energieressourcen der zehn dafür ausgewählten Haushalte ist Tabelle 5.2 zu entnehmen.

Anzahl Haushalte	PV	ST	BS	ZFL	EV
3	✓		✓	✓	1
2	✓		✓	✓	2
1	✓	✓	✓	✓	2
1				✓	0
1		✓		✓	2
1	✓			✓	0
1	✓		✓		1

Tabelle 5.2: Verfügbare Energieressourcen der 10 Haushalte im Winterszenario

In diesem Szenario stehen dem EA acht PV- und zwei Solarthermie-Systeme, sowie sieben BSs, 17 ZFLs und zwölf EVs zur Verfügung. Aufgrund der langen Rechenzeiten werden die einzelnen Instanzen nicht bis zur Erreichung der optimalen Lösung gelöst, sondern bei Unterschreitung einer definierten Optimality Gap abgebrochen, d.h. wenn die beste zulässige Lösung nur noch um einen bestimmten Prozentwert von der oberen

Schranke abweicht. Im Sommerszenario liegt die gewählte Optimality Gap bei einem Prozent und im Winterszenario bei fünf Prozent. Die Berechnungen erfolgen mit dem Solver Gurobi, Version 11, in der Entwicklungsumgebung Spyder auf einem Standard-Bürorechner.

Für eine differenziertere Analyse werden innerhalb der beiden Szenarien zudem vier verschiedene Konfigurationen von EAs betrachtet. Diese unterscheiden sich durch die zur Verfügung stehenden Handelsmöglichkeiten. Die im Folgenden mit C4 bezeichnete Konfiguration stellt einen grundlegenden Referenzpunkt dar, indem die Möglichkeiten intern, lokal oder an der Strombörse zu handeln nicht gegeben sind und stattdessen lediglich externer Handel zu Fixpreisen möglich ist. Das heißt, dass es über einen Tag hinweg jeweils einen konstanten Kauf- und Verkaufspreis gibt und dies die einzige Möglichkeit für Haushalte darstellt, Strom zu kaufen oder verkaufen. Somit gibt es keine zeitlichen Preisschwankungen, die auszunutzen wären. Diese Basiskonfiguration stellt folglich eine Annäherung an ein heutiges Energiesystem ohne EAs dar, in dem isolierte und selbst-gemanagte Haushalte zu geregelten Festpreisen Energie beziehen und einspeisen können. C4 beinhaltet dennoch eine Optimierung des technischen Betriebs und resultiert tendenziell in geringeren Energieverlusten und einer effizienteren Nutzung der P2H-Systeme, als dies bei tatsächlich selbst-gemanagten Haushalten der Fall wäre. In den weiteren Konfigurationen werden schrittweise die zusätzlichen flexiblen Handlungsoptionen hinzugefügt und der externe Fixpreis-Handel wird nicht mehr betrachtet. C3 repräsentiert die Konfiguration, in der flexibler Strombörsenhandel mit zeitabhängigen Großhandelspreisen möglich ist, aber kein lokaler Markt existiert und kein interner Handel möglich ist. In C2 wird zunächst der lokale Markt ergänzt, bevor in C1 alle drei flexiblen Handelsmöglichkeiten zur Verfügung stehen. Die Konfiguration C1 repräsentiert somit einen voll funktionsfähigen EA. Diese Abstufungen ermöglichen die Untersuchung von Effekten, die sich aus dem Handel an verschiedenen Märkten ergeben. Eine Übersicht der vier Konfigurationen ist in Abbildung 5.1 dargestellt.

	Börsenhandel	Lokaler Handel	Interner Handel	Externer Fixpreis-Handel
C1	✓	✓	✓	
C2	✓	✓		
C3	✓			
C4				✓

Abbildung 5.1: Übersicht der Konfigurationen C1 - C4 (eigene Darstellung)



## **6 Energieaggregator-Modell: Ergebnisse, Analyse und Diskussion**

In diesem Kapitel werden Ergebnisse aus der Anwendung des EAM in der Fallstudie präsentiert, weitere Analysen durchgeführt und die darin gewonnenen Erkenntnisse diskutiert. Im Zuge dessen werden drei inhaltliche Schwerpunkte gesetzt. Zunächst erfolgt die Verifizierung und Validierung des EAM anhand der Ergebnisse der Fallstudie. Im Weiteren werden analytisch Strategien im Sinne einer vorausschauenden Nutzung von Energiespeichern entwickelt und es werden Analysen der Fairness im internen Handel zwischen aggregierten Haushalten durchgeführt.

### **6.1 Verifizierung und Validierung des EAM**

Das übergeordnete Ziel des Energiemanagements von EAs, das dementsprechend durch die Zielfunktion im EA abgebildet wird, ist die Maximierung des Überschusses aus dem Energiehandel. Da EAs stellvertretend für die gemanagten Haushalte agieren und dabei Handelsüberschüsse bzw.-defizite generieren, ist eine hohe Profitabilität zugleich eine Existenzgrundlage für die von EAs erbrachten Dienstleistungen und eine Voraussetzung dafür, dass Haushalte sich vom EA managen lassen. Im Folgenden wird aus diesem Grund analysiert, inwieweit ein EA für die aggregierten Haushalte tatsächlich wirtschaftliche Vorteile erzielen kann. Im Weiteren werden Zusammenhänge zwischen dem flexiblen Ressourceneinsatz und der Profitabilität mit dem Ziel untersucht, die Vorteilhaftigkeit des holistischen und detaillierten Modellierungsansatzes zu validieren. Die Durchführung dieser Analysen wird im Folgenden für die beiden Sommer- und Winterszenarien entsprechend der Ausführungen in Kapitel 5 separat dokumentiert.

#### **6.1.1 Sommerszenario**

Das Energiemanagement im Sommerszenario ist geprägt von einer hohen Verfügbarkeit dezentral erzeugter PV-Energie. Zunächst wird analysiert, inwieweit ein EA unter diesen Rahmenbedingungen Handelsüberschüsse für die Haushalte realisieren kann.

## Profitabilität von Energieaggregatoren

Die zeitweise aus der Verfügbarkeit von PV-Anlagen entstehenden Energieüberschüsse ermöglichen die Erzielung positiver Handelsüberschüsse in der Mehrzahl der Optimierungsinstanzen. Die Sonneneinstrahlung erweist sich als maßgebender Faktor für den zu erzielenden Handelsüberschuss des EAs von 111 Haushalten. So zeigt sich für alle vier Konfigurationen (vgl. Kapitel 5.3) jeweils eine starke positive Korrelation zwischen der täglichen solaren Strahlungsenergie und dem mittleren Haushalts-Handelsüberschuss. Dies spiegelt sich in einem Bestimmtheitsmaß von jeweils ca. 82,34 % (C1), 82,23 % (C2), 80,72 % (C3) und 98,09 % (C4) wider. Auf die Ursachen für das sehr hohe Bestimmtheitsmaß in C4 wird später eingegangen. Diese Werte bestätigen im Allgemeinen den erwarteten Zusammenhang, dass bei stärkerer Sonneneinstrahlung finanzielle Mehrwerte durch die größeren Mengen kostenlos verfügbarer PV-Energie erzielt werden können. Der Vergleich der Ergebnisse aller vier Konfigurationen offenbart eine klare Hierarchie hinsichtlich der Profitabilität. Grafisch dargestellt ist dieser Vergleich in Abbildung 6.1. Dort sind für alle vier Konfigurationen jeweils die 62 Sommertage durch einen Punkt abgebildet. In Abhängigkeit der täglichen solaren Strahlungsenergie wird somit dargestellt, wie hoch der durchschnittliche Handelsüberschuss der 111 Haushalte ist. Zur Veranschaulichung der Korrelationen sind zudem die entsprechenden Regressionskurven abgebildet.

Die Basiskonfiguration C4, die näherungsweise Haushalte abbildet, die nicht von einem EA gemanagt werden, weist die niedrigsten Handelsüberschüsse auf. Die Verfügbarkeit der von PV-Anlagen generierten Energie ermöglicht für den durchschnittlichen Haushalt dennoch an fast allen Tagen die Erzielung von positiven Handelsüberschüssen. Nur an den sonnenärmsten Tagen gibt es durchschnittlich geringe Defizite pro Haushalt, da für die Deckung der Bedarfe Energie extern zugekauft werden muss. Wird dem EA in C3 die Möglichkeit gegeben, für die Haushalte zu den zeitabhängigen Börsenpreisen zu handeln, ist ein deutlicher Anstieg der Handelsüberschüsse zu beobachten. In C4 wird für den durchschnittlichen Haushalt im Laufe der 62 Sommertage ein kumulierter Überschuss von 84,51 € erwirtschaftet; in C3 liegt der entsprechende Wert bei 185,37 € und ist somit um 119,35 % höher. Die zusätzlichen Handlungsoptionen in den Konfigurationen C2 und C1 tragen weiter zu einer Erhöhung der Handelsüberschüsse bei, jedoch in geringerem Ausmaß. Der durchschnittliche Gesamthandelsüberschuss beträgt in C2 192,406 € und in C1 203,70 €. Dies entspricht Steigerungen von 3,79 % bzw. 5,87 % relativ zur jeweils vorangehenden Konfiguration. Im Vergleich zur Basiskonfiguration C4 erzielt ein uneingeschränkt operierender EA (C1) somit einen um 141,04 % höheren

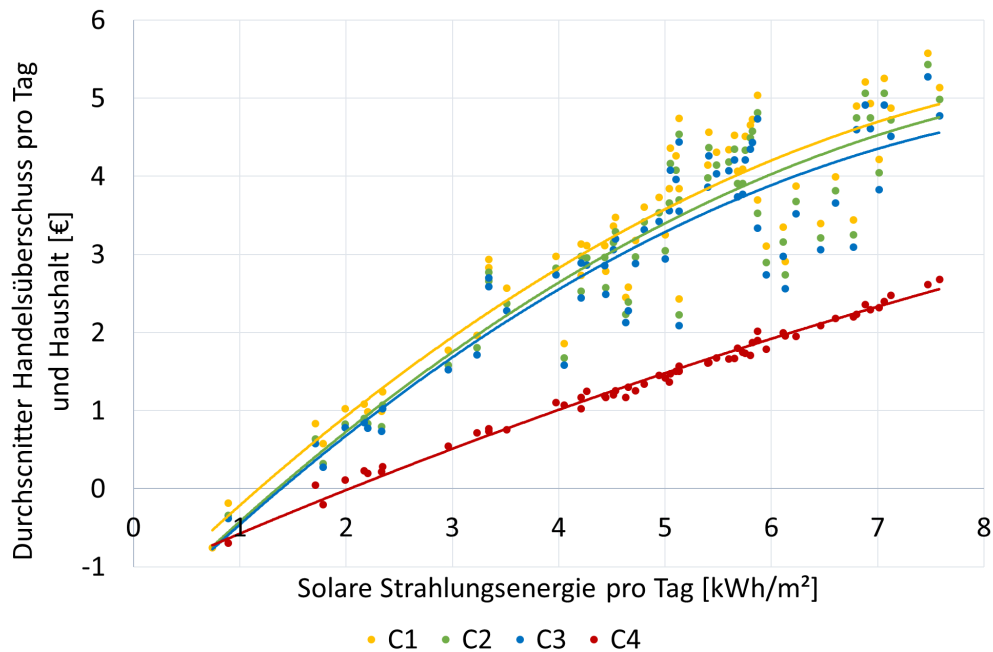


Abbildung 6.1: Durchschnittlicher Handelsüberschuss pro Tag und Haushalt im Sommerszenario

Handelsüberschuss. Für einen durchschnittlichen Haushalt entspricht dies einem Mehrwert von 1,93 € pro Tag bzw. von ca. 58 € pro Monat. Dies zeugt von einem hohen monetären Potential, das EAs durch effizientes Energiemanagement realisieren können.

Zwischen den vier Konfigurationen sind unterschiedliche Entwicklungen in Abhängigkeit der täglich solaren Strahlungsenergie zu erkennen. In C4 besteht ein annähernd linearer Zusammenhang zwischen Handelsüberschuss und solarer Strahlungsenergie. Folglich nimmt der Grenznutzen zusätzlicher Einheiten verfügbarer PV-Energie mit zunehmender Sonneneinstrahlung nur geringfügig ab. Dies ist damit zu erklären, dass die mangelnde Flexibilität selbst-gemanagter Haushalte keine effiziente Nutzung überschüssig erzeugter Energie ermöglicht. In dieser Konfiguration kann verfügbare PV-Energie entweder vom erzeugenden Haushalt selbst genutzt, oder sie kann zum Fixpreis eingespeist bzw. verkauft werden. Steht nur wenig überschüssige Energie zur Verfügung, besteht ein Potential zum Eigenverbrauch, wohingegen größere Überschüsse zunehmend eingespeist werden. Da der Preis pro eingespeister Energieeinheit konstant ist, gibt es diesbezüglich kein Optimierungspotential. Dementsprechend weist der Graph C3 in Abbildung 6.1 einen stark abweichenden Verlauf zum Graphen C4 auf. Durch die in Konfiguration

C3 zeitlich variierenden Börsenpreise besteht hier das Potential, den Energiehandel hinsichtlich des Preisverlaufes zu optimieren. Bei überschüssiger PV-Energie wird somit der Zeitpunkt des Verkaufs relevant und flexible Ressourcen wie Energiespeicher können als Mittel eingesetzt werden, um dieses Potential zu realisieren. Der Grenznutzen zusätzlicher Einheiten solarer Einstrahlung nimmt in diesem Fall deutlich stärker ab als in Konfiguration C4. Dies liegt vor allem daran, dass der Grenznutzen an sonnenarmen Tagen signifikant höher ist. Je mehr überschüssige Energie zur Verfügung steht, desto geringer wird der Grenznutzen, da das Flexibilitätspotential zunehmend erschöpft wird. Die zusätzlichen Handelsmöglichkeiten in C2 und C1 tragen zu weiteren Erhöhungen der Handelsüberschüsse bei. Die Abnahme des Grenznutzens zusätzlicher PV-Energie ist in C1 geringfügig schwächer und deutet an, dass durch den internen Handel noch mehr Flexibilität besteht, die eine effizientere Nutzung überschüssiger Energie ermöglicht.

Bei den oben beschriebenen Ergebnissen wird ersichtlich, dass in der durchgeführten Fallstudie die Nutzung zeitabhängiger anstelle fixer Börsenstrompreise einen deutlich größeren wirtschaftlichen Mehrwert bringt als die Ergänzung des lokalen und internen Handels. Ein relevanter Faktor für dieses Ergebnis kann in der Betrachtung der relativen täglichen Handelsvolumina in der Konfiguration C1 in Abbildung 6.2 festgestellt werden. Dort ist zu sehen, dass an fast allen Tagen der Handel mehrheitlich an der Strombörse stattfindet, da dies den größten Markt darstellt, in dem Handel jederzeit möglich ist. Über alle 62 Tage hinweg beläuft sich der relative Anteil des Börsenhandels auf 72,78 %. Insgesamt findet zudem mehr Handel im lokalen Markt statt als intern. Jedoch ist klar zu erkennen, dass der Anteil intern gehandelter Energie zunimmt, je weniger PV-Energie zur Verfügung steht. Der entsprechende Anteil übersteigt an den sonnenärmsten Tagen nicht nur den Anteil des lokalen Handels, sondern in den extremsten Fällen sogar den des Börsenhandels. Nichtsdestotrotz ist festzuhalten, dass sich die Energiegemeinschaft eines EAs an allen 62 Tagen bewährt und den Haushalten Mehrwerte erbringt, die in absoluten Zahlen umso größer werden, je mehr PV-Energie zur Verfügung steht.

Bei den in Abbildung 6.1 dargestellten Ergebnissen ist zudem zu berücksichtigen, dass im Übergang von C4 bis C1 die Handelsmöglichkeiten nicht substituiert, sondern ergänzt werden. Der große Unterschied zwischen C4 und C3 zeigt, dass in den zeitlichen Schwankungen von Energiepreisen ein großes Potential steckt, um effizientes Energiemanagement zu betreiben. Bei konstanten Preisen in C4 besteht Optimierungspotential lediglich hinsichtlich der Maximierung des Eigenverbrauchs von PV-Energie und der technischen Effizienz der Energieressourcen (d.h. zur Minimierung von Verlustleistun-

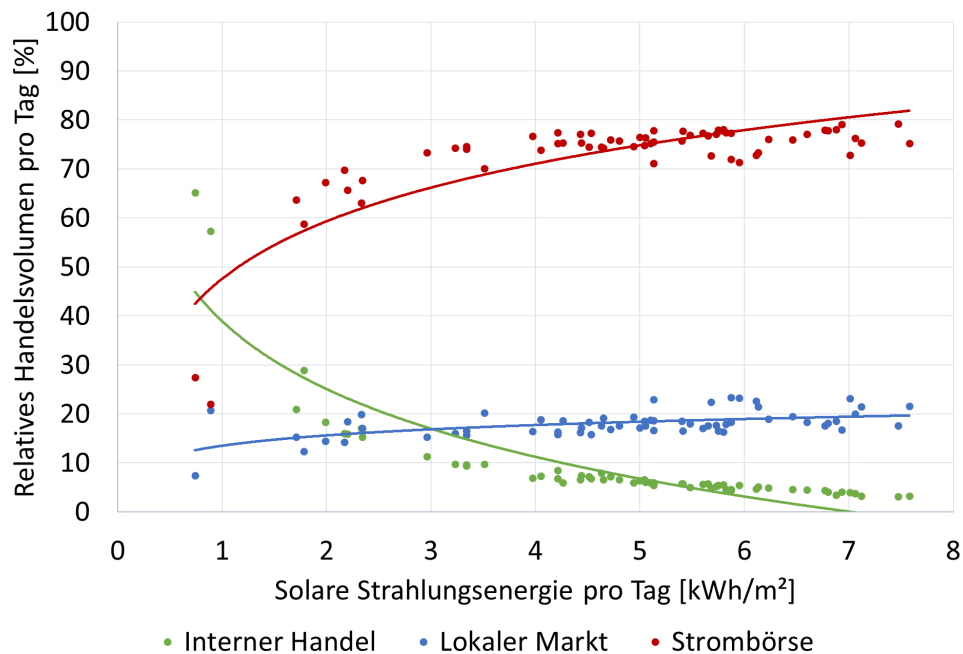


Abbildung 6.2: Relatives Handelsvolumen pro Tag im Sommerszenario (C1)

gen), aber darüber hinaus spielt es keine Rolle, zu welchem Zeitpunkt Energie genutzt oder erzeugt bzw. verkauft oder gekauft wird. Auch ohne die Möglichkeiten eines lokalen Marktes oder des internen Handels bringt ein EA den gemanagten Haushalten einen erheblichen monetären Mehrwert durch den Zugang zum Börsenhandel (C3). Wird in C2 ergänzend der Handel im lokalen Markt ermöglicht, kann dies zu bestimmten Zeiten des Tages die vorteilhafte Handlungsoption im Vergleich zum Börsenhandel darstellen. Wie groß der daraus entstehende Mehrwert für die Haushalte ist, hängt von zwei Faktoren ab. Dabei handelt es sich zum Einen um die Preisstruktur im lokalen Markt. Je größer die Differenz der Energiehandelsgebühren zwischen Strombörse und lokalem Markt ist, desto größer ist der Korridor für vorteilhafte lokale Preise und desto höhere Margen können realisiert werden. Zum Anderen ist die Größe des lokalen Marktes relevant, da der eventuelle Preisvorteil nur bei einem erfolgreichen Matching tatsächlich realisiert werden kann. Gibt es nur eine geringe Zahl von handelnden Akteuren im lokalen Markt, so ist die Wahrscheinlichkeit gering, dass zueinander komplementäre Gebote vorliegen. Ähnlich verhält es sich, wenn, wie in C1, zusätzlich die Möglichkeit besteht, intern zu handeln. Dies stellt nur eine vorteilhafte Handelsmöglichkeit dar, wenn es die Preisstrukturen gemäß der Erläuterungen in 3.1.2 zulassen. Somit ist auch hier ein entscheidender Faktor, inwieweit der interne Handel durch geringere Energiehandelsgebühren sub-

ventioniert wird. Ebenfalls ist die Größe des Marktes relevant, die in diesem Fall der Anzahl der Haushalte eines EAs entspricht. Wird eine große Zahl von Haushalten von einem EA aggregiert gemanagt, bestehen mehr Möglichkeiten zum internen Handel. Die Limitationen aufgrund weniger potentieller Handelspartner spiegeln sich im Verlauf des relativen Handelsanteils des internen Handels in Abbildung 6.2 wider. Während große Mengen überschüssiger PV-Energie intern (oder auch lokal) in dem Ausmaß nicht handelbar sind, werden die entsprechenden Handelsüberschüsse überwiegend durch Verkäufe an der Börse realisiert. Sind nur geringe Mengen überschüssiger Energie im System, gibt es für diese Überschüsse mehr profitable Möglichkeiten zur Deckung der Bedarfe anderer Haushalte.

Die dargestellten Ergebnisse dieser Fallstudie zeigen, dass unter den betrachteten Umständen Handelsüberschüsse durch alle drei Handelsmöglichkeiten realisiert werden können. Die Ausnutzung dieses Potentials bedarf der Flexibilität der Energieressourcen von Haushalten, um flexibel Handelsgebote abgeben zu können. Dass klare Mehrwerte durch die verschiedenen Handelsmöglichkeiten realisiert werden, unterstreicht somit, dass eine integrierte Betrachtung aller Systemkomponenten und damit eine Berücksichtigung der entsprechenden Zusammenhänge erforderlich ist, um das ganze Potential eines effizienten Energiemanagements durch EAs zu realisieren.

### **Flexible Nutzung von Energiespeichern**

Zur weiteren Analyse der oben beschriebenen Erkenntnisse werden im Folgenden tiefere Einblicke in die jeweiligen Ergebnisse gegeben, um die Zusammenhänge zwischen dem flexiblen Einsatz von Ressourcen und der Realisation von Handelsüberschüssen zu untersuchen. Zunächst erfolgt eine Betrachtung des Ausmaßes der Nutzung von EVs als flexible Energiespeicher (Abbildung 6.3). In C4 werden den EVs durchweg nur geringe Mengen von Energie zugeführt. Dies unterstreicht, dass in dieser Konfiguration wenig Bedarf nach einer solchen Flexibilität besteht, da die Speicherung von Energie lediglich für einen späteren Eigenverbrauch des erzeugenden Haushaltes sinnvoll sein kann. In der den EVs zugeführten Energie ist zudem der Fahrbedarf berücksichtigt. Dass pro EV im Durchschnitt nur Energie in Höhe von weniger als 2 kWh täglich aufgeladen wird, liegt an der gewählten Parametrierung der Speicheranfangsbestände und der Fahrbedarfe in der Fallstudie. So gibt es viele EVs, die bereits zu Tagesbeginn ausreichend geladen sind, um nicht zwingend weitere Energie zugeführt bekommen zu müssen. Dieser Aspekt wird in Kapitel 6.2 im Rahmen einer vorausschauenden

Speichernutzung genauer analysiert.

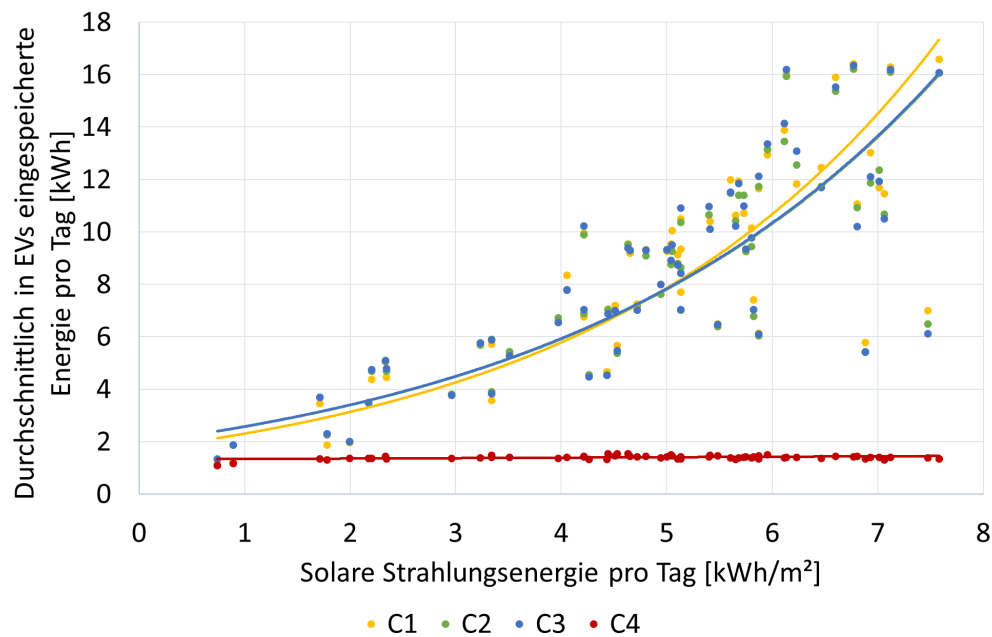


Abbildung 6.3: Nutzung von EV-Speichern pro Tag im Sommerszenario

Erst durch die Berücksichtigung von flexiblen Handlungsoptionen in den Konfigurationen C3 bis C1 werden die Speicherkapazitäten der EVs stärker genutzt, insbesondere mit zunehmender Verfügbarkeit von PV-Energie. Von dem progressiven Verlauf der Graphen dieser drei Konfigurationen lässt sich ableiten, dass bei geringer Sonneneinstrahlung die dezentral erzeugte PV-Energie häufiger unmittelbar verbraucht wird, wohingegen größere Überschüsse zunehmend für spätere Zeitpunkte eingespeichert werden, da die Möglichkeiten zum Direktverbrauch limitiert sind. Während die Verläufe der Graphen von C3 und C2 nur vernachlässigbar kleine Differenzen aufweisen, gibt es im Vergleich zu C1 eine etwas stärkere Abweichung zu beobachten. An den sonnenärmsten Tagen ist die Nutzung von EV-Speichern geringfügig schwächer ausgeprägt als in C3 und C2. Mit zunehmender Solareinstrahlung nimmt die Nutzung in C1 aber etwas zu, sodass an den sonnenreichsten Tagen die verfügbaren Flexibilitäten der EVs in dieser Konfiguration am stärksten genutzt werden. Diese leicht gegenläufigen Entwicklungen lassen sich dadurch erklären, dass die zusätzliche Option internen Handels auf der einen Seite zusätzliche Flexibilität für einen EA schafft, die synergetisch mit der Flexibilität von Energiespeichern eingesetzt werden kann. Auf der anderen Seite können sich verschiedene Flexibilitäten substituieren. In den Fällen der Tage mit sehr geringer Solareinstrahlung ist es folglich

so, dass Teile der nur geringen Mengen verfügbarer PV-Energie in den Konfigurationen C3 und C2 für späteren Verbrauch eingespeichert werden. Ist zusätzlich jedoch die Möglichkeit vorhanden, intern zu handeln, so kann eine Last eines anderen Haushaltes unmittelbar gedeckt werden und dies kann eine vorteilhafte Option gegenüber einer verlustbehafteten Einspeicherung darstellen. Mit zunehmenden Überschüssen durch PV-Energie wird die Flexibilität der Speicher mehr beansprucht, da im Zusammenspiel mit dem internen Handel weitere Möglichkeiten zur Verfügung stehen, um überschüssige Energie gewinnbringend einzusetzen.

Für das Sommerszenario wird analog zu obigen Ausführungen auch die Nutzung der BSs analysiert. Eine grafische Darstellung der mittleren Einspeichermengen pro Tag für alle vier Konfigurationen zeigt Abbildung 6.4. In Konfiguration C4 werden die Speicher nur in geringem Ausmaß genutzt. Dies stellt eine Parallele zur Nutzung der EV-Speicher in Abbildung 6.3 dar. In dieser Basiskonfiguration mit näherungsweise selbst-gemanagten Haushalten besteht folglich nur wenig Potential, um die Flexibilität von Energiespeichern sinnvoll zu nutzen. Auffällig ist, dass im Rahmen der durchweg geringen Einspeichermengen von weniger als durchschnittlich 2 kWh pro Tag ein leicht fallender Verlauf des C4-Graphen in Abbildung 6.4 zu verzeichnen ist. Das heißt, dass den Speichern absolut weniger Energie zugeführt wird, wenn mehr PV-Energie zur Verfügung steht. Dies ist damit zu erklären, dass die Speicherung von Energie nicht nur die Verfügbarkeit der Energie voraussetzt, sondern auch, dass ein Verbrauch dieser Energie im späteren Verlauf des Tages gewährleistet ist. Ohne eine Vernetzung der Haushalte durch internen Handel ist ein späterer Verbrauch nur beim erzeugenden Haushalt selbst möglich. Je mehr Sonneneinstrahlung es an einem Tag gibt, desto mehr wird Direktverbrauch von PV-Energie ermöglicht, sodass wiederum weniger nicht-gedeckte Last verbleibt, die durch gespeicherte Energie bedient werden könnte.

Werden durch einen EA mehr Handelsmöglichkeiten realisiert, wird den BSs dabei signifikant mehr Energie zugeführt. Die Unterschiede zwischen C3, C2 und C1 sind nur geringfügig. Aus diesem Grund wird zunächst auf den qualitativ ähnlichen Verlauf der drei entsprechenden Graphen eingegangen. Allen drei Konfigurationen ist gemein, dass die durchschnittlich eingespeicherte Energiemenge an sonnenarmen Tagen mit zunehmender Verfügbarkeit von PV-Energie stark zunimmt. Die zunehmende Abflachung der Graphen bedeutet, dass immer geringere Anteile von zusätzlicher PV-Energie eingespeichert werden. Dies hängt mit der begrenzten Aufnahmefähigkeit der BS-Systeme zusammen, die zum Einen limitierte Kapazitäten und zum Anderen Leistungsgrenzen haben, die bei starker Einstrahlung nicht ausreichen, um die erzeugte Energie vollstän-

dig aufzunehmen. Hier ist ein Zusammenhang herzustellen zu der in Abbildung 6.3 beobachteten starken Zunahme der den EVs zugeführten Energie an sonnenreichen Tagen. Wenn BSs an ihre technischen Grenzen stoßen, werden sie folglich für weitere Energieeinspeicherungen durch EVs substituiert. Der Grund für die tendenziellen Bevorzugung von BSs gegenüber EVs, wenn die technischen Grenzen noch nicht erreicht sind, liegt in der höheren zeitlichen Flexibilität. BSs sind für die gesamte Dauer des zu planenden Tages verfügbar, wohingegen EVs aufgrund des Fahrbedarfs Zeitfenster aufweisen, in denen sie nicht als flexible Speicher zur Verfügung stehen. Durch diese Restriktionen wird das Flexibilitätspotential von EVs reduziert, da sie teilweise nicht zur Aufnahme überschüssig erzeugter Energie verfügbar sind oder sie eingespeicherte Energie nicht zu den Zeitpunkten des Bedarfs wieder herausgeben könnten. Jedoch greifen die Restriktionen der begrenzten zeitlichen Verfügbarkeit nicht immer, sodass es in den entsprechenden Konstellationen, wenn sowohl ein BS als auch ein EV verfügbar ist, keine Rolle spielt, welcher Speicher eingesetzt wird. In solchen Fällen sind die auftretenden Verluste ausschlaggebend, die in dieser Fallstudie für alle BSs und EVs jedoch gleichermaßen bei 5 % pro (Ent-)Ladevorgang liegen. Zudem gibt es 14 Haushalte, die EVs, aber keine BSs besitzen, sodass dort keine direkte Substitution möglich ist.

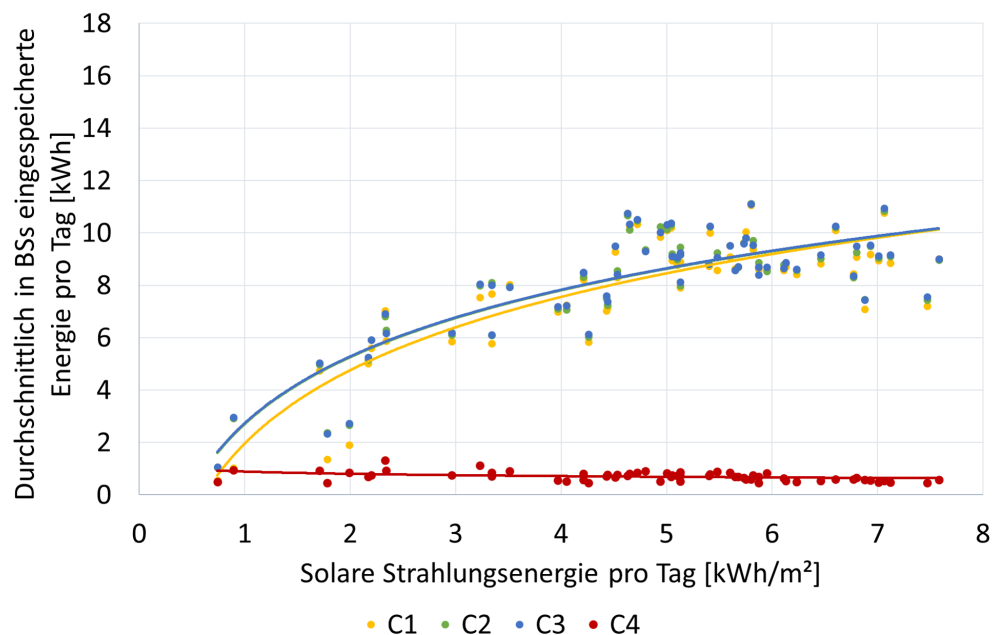


Abbildung 6.4: Nutzung von BS-Speichern pro Tag im Sommerszenario

Analog zu Abbildung 6.3 sind zwischen den Konfigurationen C3 und C2 nur vernachläss-

sigbar kleine Differenzen im Hinblick auf die Nutzung von BS-Speichern zu verzeichnen. Der Verlauf des C1-Graphen zeigt, dass der interne Handel die Nutzung der Speicher in Teilen substituiert. Die unmittelbare Deckung der Last anderer Haushalte stellt somit in manchen Fällen die profitablere Option im Vergleich zu einem späteren externen Verkauf oder einem späteren Eigenverbrauch des erzeugenden Haushaltes dar. Mit zunehmender Solareinstrahlung konvergieren die Graphen von C1, C2 und C3 zu einem gemeinsamen Wert. Dies ist mit der bereits erläuterten zunehmenden Erschöpfung verfügbarer BS-Kapazitäten zu erklären, da nahezu ausgelastete Energiespeicher keine Möglichkeiten für weitere Synergien mit anderen Flexibilitäten bieten.

Aus den beschriebenen Ergebnissen hinsichtlich der flexiblen Nutzung von EVs und BSs ist folglich ein Trade-Off zwischen verschiedenen technologischen Eigenschaften der beiden Arten von Energiespeichern abzuleiten. Die begrenzte zeitliche Verfügbarkeit von EVs stellt gegenüber BSs einen Nachteil hinsichtlich der Optimierung flexibler Speicherkapazitäten dar. Dies drückt sich darin aus, dass an Tagen mit geringer Solareinstrahlung insgesamt die BSs als flexible Speicher gegenüber EVs bevorzugt werden. Zu beachten ist bei Abbildungen 6.3 und 6.4 jedoch, dass die abgebildeten Werte sich auf den Durchschnitt der einzelnen Speicheranlagen beziehen. Da im betrachteten Netz 140 EVs, aber nur 72 BSs vorhanden sind, bestehen vergleichsweise mehr Möglichkeiten zur flexiblen Nutzung von EVs und in Summe speichern sie somit auch an sonnenarmen Tagen mehr Energie als die Summe der BSs. Auf der anderen Seite erweisen sich die vergleichsweise geringeren Kapazitäten und (Ent-)Ladeleistungen der BS-Systeme als Einschränkung im Zusammenhang mit großen Mengen überschüssig erzeugter Energie, da diese bei hohen Verfügbarkeiten von PV-Energie an den Rand ihrer Leistungsfähigkeit kommen und nicht mehr flexibel eingesetzt werden können. Folglich werden zunehmend EVs mit größeren Kapazitäten und Ladeleistungen als flexible Energiespeicher genutzt.

Vor dem Hintergrund solcher verschiedener technischer Restriktionen sowie unterschiedlicher Zusammenstellungen und Parametrierungen von Energiere Ressourcen bei Haushalten ergibt sich in der Komplexität des aggregierten Energiemanagements flexibler Energiespeicher ein großes Optimierungspotential. Dies zeigt sich insbesondere durch die sprunghafte Zunahme in der Nutzung der Speicher zwischen den Konfigurationen C4 und C3, die analog in den realisierten Handelsüberschüssen in Abbildung 6.1 zu beobachten ist. Darüber hinaus zeigt sich weiteres Potential zur profitbringenden Nutzung von Energiespeichern im Zusammenhang mit internem Handel. Dieser Zusammenhang ist komplexer Natur, da die zusätzliche Option internen Handels nicht grundsätzlich mit

einer verstärkten Nutzung von Speichern einhergeht, sondern unter Umständen eine Substitution von Einspeicherungen bewirkt. Um diese Zusammenhänge adäquat abzubilden und Energiemanagement zu ermöglichen, welches die sich daraus ergebenden Synergien nutzt, ist der holistische Modellierungsansatz erforderlich, der die Nutzung von Energiespeichern im Verbund mit Entscheidungen über andere Flexibilitäten optimiert. Zudem ist eine differenzierte Berücksichtigung der individuellen Eigenschaften und Restriktionen unterschiedlicher Energiespeicher sinnvoll, da deren Vor- und Nachteile situationsabhängig in unterschiedlichem Ausmaß zum Tragen kommen.

### **Flexibler Betrieb von P2H-Systemen**

Im Folgenden wird der Betrieb der P2H-Systeme analysiert. In Abbildung 6.5 ist für die Konfiguration C1 dargestellt, wie viel elektrische Energie jeweils für Wärmepumpen und Heizstäbe durchschnittlich an allen Tagen aufgebracht wird. Im Sommerszenario stehen die Wärmepumpen ausschließlich im Kühlmodus zur Verfügung, während die Heizstäbe ausschließlich zur Deckung des Warmwasserbedarfes zum Einsatz kommen. Da die Ergebnisse für alle vier Konfigurationen nahezu identisch sind, beschränkt sich diese Auswertung auf die Betrachtung von C1. Der Umstand, dass der Betrieb unabhängig von der Verfügbarkeit verschiedener Handelsmöglichkeiten ist, deutet an, dass in diesem Szenario wenig nutzbares Flexibilitätspotential hinsichtlich der Wärmesysteme steckt. Dies wird in der Analyse von C1 beleuchtet. So ist zu erkennen, dass die Wärmepumpen nahezu vollständig außer Betrieb sind. Lediglich an einem der 62 betrachteten Tage erfolgt eine Kühlung von Haushalten und dies auch nur in geringem Ausmaß von ca. 0,15 kWh im Mittel pro Anlage. Daraus lässt sich ableiten, dass in dieser Fallstudie nahezu kein Kühlbedarf besteht und die vorgeschriebenen Temperaturfenster der Wohnungstemperaturen größtenteils ohne aktive Kühlung eingehalten werden können. Bei dem angesprochenen Tag, an dem Wärmepumpen in Betrieb genommen werden, handelt es sich um den wärmsten Tag der Fallstudie mit einer Tagesdurchschnittstemperatur von 27,91 °C und zudem einer hohen Solareinstrahlung von 6,77 kWh/m<sup>2</sup>, die einen verstärkten Wärmebeitrag in die Haushalte erbringt. Erst unter solch extremen Bedingungen gibt es einen geringfügigen Kühlungsbedarf. Somit liegt die Schlussfolgerung nahe, dass in einer Day-Ahead-Planung die Berücksichtigung des Kühlungsmodus von Wärmepumpen erst dann sinnvoll ist, wenn hinreichend extreme äußere Bedingungen oder strengere Temperaturpräferenzen vorliegen.

Im Gegensatz zu den Wärmepumpen sind die Heizstäbe im Sommerszenario regelmäßig in Betrieb. Dies ist zur Deckung der Warmwasserbedarfe der Haushalte erforderlich.

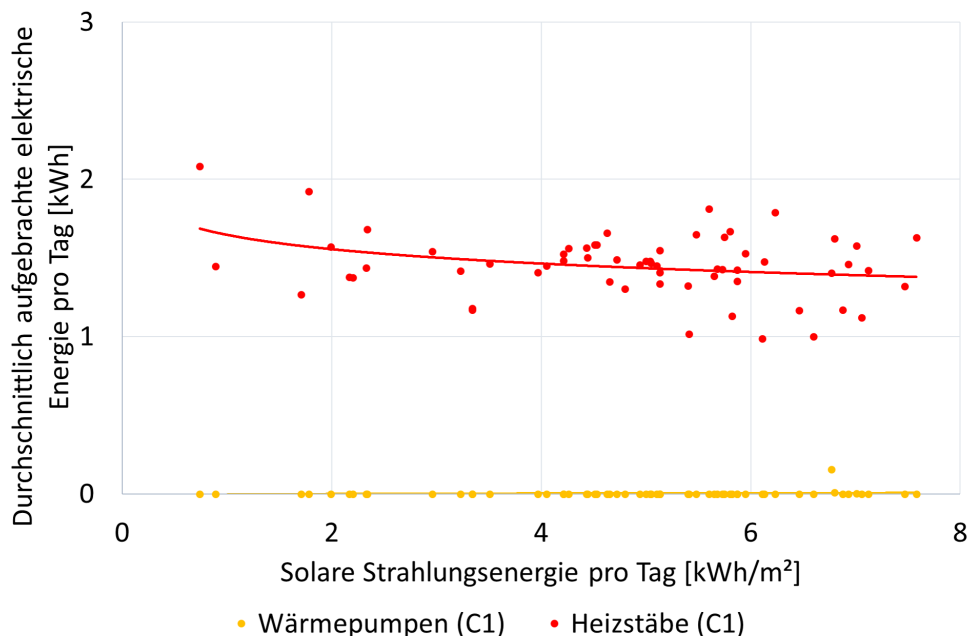


Abbildung 6.5: Betrieb von Wärmepumpen und Heizstäben pro Tag im Sommerszenario in Konfiguration C1

In Abbildung 6.5 ist zu erkennen, dass die dafür notwendige elektrische Leistung keinen großen Schwankungen unterliegt, aber tendenziell höher ist, je schwächer die solare Einstrahlung ist. Hintergrund dessen ist, dass bei stärkerer Sonneneinstrahlung mehr Wärme durch Solarthermie-Anlagen generiert wird, sodass ein kleinerer Anteil der Warmwasserwärme durch Betrieb der Heizstäbe erbracht werden muss. In Anbetracht der oben beschriebenen Erkenntnis, dass die vorhandenen Wärmepumpen im Kühlmodus überwiegend inaktiv sind, wäre es folglich möglich, diese stattdessen zur Erzeugung der für Warmwasser benötigten Wärme im Heizmodus zu betreiben. Dies wäre aufgrund der höheren Effizienz von Wärmepumpen, die für die gleiche Wärmemenge weniger elektrische Energie aufbringen müssen als Heizstäbe, hinsichtlich des Energiebedarfes und somit auch der Kosten vorteilhaft. So beträgt der Wirkungsgrad von Heizstäben in der Fallstudie 95 %, wohingegen der COP einer Wärmepumpe im Bereich von ca. 2 bis 4 liegt.

Das entwickelte EAM weist zwei verschiedene Varianten auf, die eine a-priori Entscheidung bezüglich des grundsätzlichen Betriebsmodus von Wärmepumpen erfordern. In dieser Fallstudie wurde vereinfachend davon ausgegangen, dass im Sommerszena-

rio grundsätzlich der Kühlmodus aktiviert wird. Aus den hier analysierten Ergebnissen lässt sich jedoch die Erkenntnis gewinnen, dass differenziertere Kriterien auf Grundlage der Wetterprognosen sowie Temperaturpräferenzen der Haushalte zum Treffen dieser Entscheidung ausgearbeitet werden sollten, um die Möglichkeit der effizienten Wärmeenergieerzeugung von Wärmepumpen nicht unnötigerweise auszuschließen. Dies würde es nicht nur ermöglichen, den Warmwasserbedarf mit der grundsätzlich höheren Effizienz von Wärmepumpen gegenüber Heizstäben zu decken, sondern im Rahmen der Flexibilität von Wärmepumpen auch zusätzliches Optimierungs- und Synergiepotential zur Maximierung der technischen Effizienz bieten. Auf der anderen Seite geht die Berücksichtigung des Heizbetriebs aufgrund der höheren Komplexität der modellierten Zusammenhänge mit längeren Rechenzeiten einher. Inwieweit das vermutete Potential tatsächlich realisierbar ist, und inwieweit dies den zusätzlichen Rechenaufwand rechtfertigt, stellt eine mögliche Forschungsfrage für zukünftige Arbeiten mit entsprechenden Fallstudien dar.

### 6.1.2 Winterszenario

Analog zu den im vorangegangenen Abschnitt präsentierten Ergebnissen des Sommerszenarios werden in diesem Abschnitt die Ergebnisse des Winterszenarios analysiert und diskutiert. Im Winterszenario werden 62 Tage für einen EA betrachtet, der zehn Haushalte managt (vgl. Abschnitt 5.3).

#### Profitabilität von Energieaggregatoren

In Abbildung 6.6 ist der durchschnittliche Handelsüberschuss aller Haushalte für jeweils 62 Tage in den vier EA-Konfigurationen dargestellt. Als größter Einflussfaktor auf den Handelsüberschuss wurde die Außentemperatur identifiziert. So liegt zwischen diesen beiden Größen eine mäßige positive Korrelation vor, die für die Konfigurationen C1 bis C3 ein Bestimmtheitsmaß von etwa 47 % und für C4 von etwa 48 % aufweist. Zudem ist die solare Strahlungsenergie ein etwas schwächerer, aber dennoch relevanter Einflussfaktor auf den Handelsüberschuss. Das entsprechende Bestimmtheitsmaß für die Korrelation zwischen diesen Größen liegt für C1 bis C4 bei 28, 27, 26 bzw. 24 %. Abbildung 6.6 ist zu entnehmen, dass die durchschnittlichen Handelsüberschüsse in den meisten Optimierungsinstanzen negativ sind. Dies bedeutet, dass die Haushalte in Summe mehr Ausgaben für die Deckung des Energiebedarfes haben, als sie Einnahmen durch den Verkauf von Energie generieren. Dies steht im Gegensatz zu den überwiegend positiven Handelsüberschüssen im Sommerszenario (s. Abbildung 6.1). Dies ist im Wesentlichen

auf zwei Aspekte zurückzuführen. Zum Einen ist die solare Einstrahlung im Sommer erheblich stärker. So liegt der Tagesmittelwert im Sommerszenario bei  $4,83 \text{ kWh/m}^2$  und im Winterszenario nur bei  $0,99 \text{ kWh/m}^2$ . Somit steht im Sommerszenario eine fast fünffache Menge an kostenlos verfügbarer PV-Energie zur Verfügung, die zur Generierung von Verkaufseinnahmen oder - infolge von Eigenverbrauch - zur Reduktion der Ausgaben für den Energieeinkauf genutzt werden kann. Zum Anderen sind im Winterszenario aufgrund der Kälte und Dunkelheit der Jahreszeit höhere Lasten bei den Haushalten zu decken. Dies betrifft sowohl die verwendeten Grundlastprofile als auch den Energiebedarf der Wärmesysteme. Pro Tag und Haushalt beträgt die durchschnittliche Grundlast im Sommerszenario  $4,20 \text{ kWh}$  und im Winterszenario  $6,54 \text{ kWh}$ . Die Analyse des Wärmebedarfs im Winterszenario erfolgt in späteren Ausführungen dieses Unterkapitels.

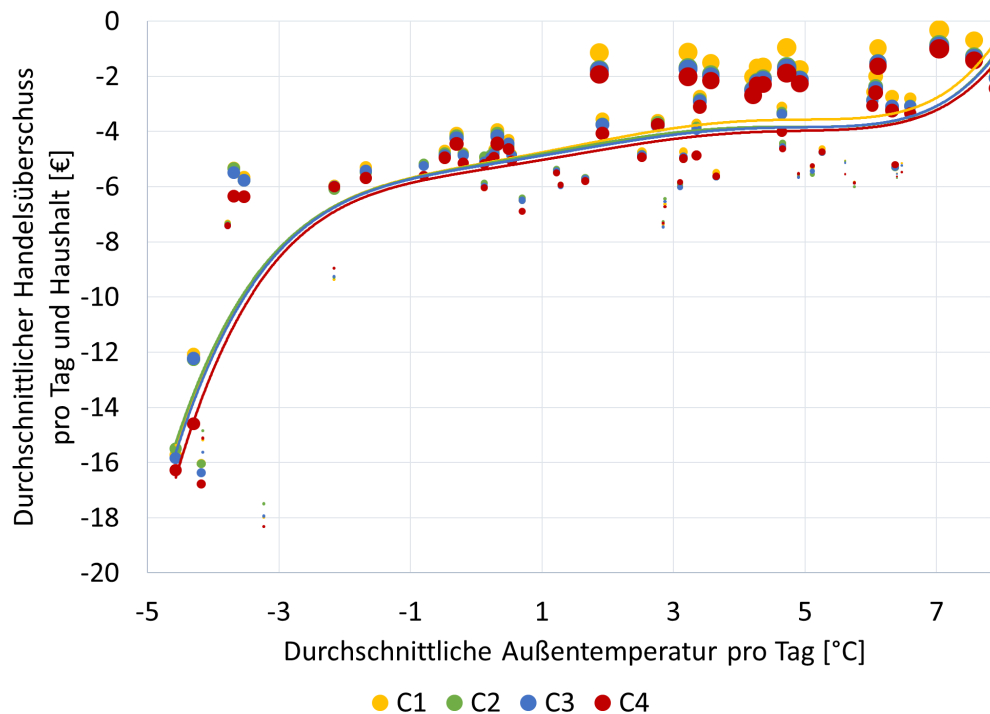


Abbildung 6.6: Durchschnittlicher Handelsüberschuss pro Tag und Haushalt im Winterszenario (Blasengröße repräsentiert solare Strahlungsenergie pro Tag)

Die hierarchische Abstufung der vier Konfigurationen spiegelt sich hier ebenfalls in den Handelsüberschüssen wider. Während der durchschnittliche Handelsüberschuss aller Haushalte über alle 62 Wintertage für annähernd selbst-gemanagte Haushalte in C4 bei  $-5,50 \text{ €}$  liegt, bringt in C3 die Möglichkeit des Handels mit Echtzeitpreisen an der Börse einen durchschnittlichen Mehrwert von  $0,20 \text{ €}$  und somit eine Reduktion

des Handelsdefizites in Höhe von 3,64 % auf -5,30 €. Weitere 0,06 € können pro Tag und Haushalt eingespart werden, wenn zusätzlich lokaler Handel ermöglicht wird (C2). Die Defizitreduzierung auf -3,24 € entspricht einer Verbesserung von 1,13 %. Ein uneingeschränkt operierender EA entsprechend C1 reduziert das durchschnittliche Handelsdefizit um weitere 0,14 € (2,67 %) auf -5,10 €. Im Vergleich zwischen C1 und C4 kann der durchschnittliche Mehrwert des EAs pro Tag und Haushalt auf 0,40 € beziffert werden und die Handelsdefizite um 7,27 % reduzieren. Auf einen Monat hochgerechnet ergibt dies eine Differenz in der Größenordnung von 12 €. Somit kann auch im Winterszenario für die teilnehmenden Haushalte ein finanzieller Mehrwert durch das Energiemanagement eines EAs erwirtschaftet werden.

Analog zum Sommerszenario tragen die unterschiedlichen Handelsmengen auf den unterschiedlichen Handelsebenen zu den oben beschriebenen Abstufungen der Handelsüberschüsse bei. Dargestellt werden die relativen Handelsvolumina in der Konfiguration C1 in Abbildung 6.7. Insgesamt dominiert der Börsenhandel, dessen Anteil mit steigenden Temperaturen jedoch abnimmt, bis an den wärmsten Wintertagen die Menge intern gehandelter Energie überwiegt. Auf der Ebene des internen Handels findet eine gegenläufige Entwicklung statt. An sehr kalten Tagen ist nahezu kein interner Handel möglich, wohingegen an den milden Tagen etwa die Hälfte der insgesamt von dem EA gehandelten Menge auf dieser Ebene gehandelt wird. Diese Verläufe sind auf die Wärmebedarfe zurückzuführen. An kalten Tagen ist die Heizlast aller Haushalte so hoch, dass sie extern Strom zukaufen müssen und verfügbare Flexibilität zur Deckung der eigenen Bedarfe nutzen. Bei höheren Temperaturen und geringeren Heizlasten werden die flexiblen Energieressourcen nicht in dem Ausmaß für Eigenbedarfe genutzt und somit sind manche Haushalte in der Lage, intern Energie zu verkaufen. Der Anteil der im lokalen Markt gehandelten Energiemenge weist eine leicht negative Abhängigkeit von der Außentemperatur auf und stellt insgesamt die am wenigsten genutzte Handelsmöglichkeit dar.

Die Verläufe der Handelsanteile in Abhängigkeit von der Außentemperatur spiegeln sich im Vergleich der Handelsüberschüsse in den vier Konfigurationen in Abbildung 6.6 wider. So zeigt sich insbesondere bei niedrigen Temperaturen ein großer Mehrwert durch den Börsenhandel (im Vergleich von C3 und C4), der eine günstigere Deckung der hohen Heizbedarfe ermöglicht. Zugleich wirkt sich die geringe Inanspruchnahme internen Handels bei diesen Temperaturen dahingehend aus, dass die realisierten Handelsüberschüsse zwischen C1 und C2 zueinander konvergieren. Bei hohen Temperaturen ist

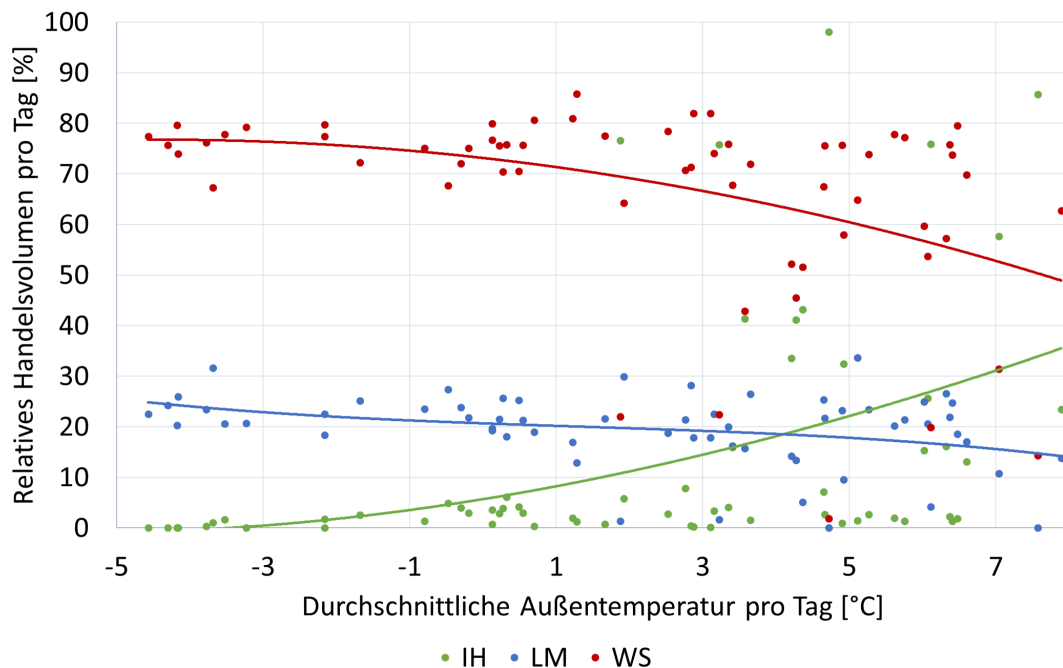


Abbildung 6.7: Relatives Handelsvolumen pro Tag im Winterszenario (C1)

hingegen eine klare Differenz zwischen den Graphen von C1 und C2 zu erkennen, die auf den relativen Anteil des internen Handels in der Größenordnung von 50 % zurückzuführen ist. Da alle drei Handelsebenen vom EA genutzt werden und finanzielle Mehrwerte für die Haushalte mit sich bringen, kann auch im Winterszenario das Potential von EAs verifiziert werden. Da sich zudem die beschriebenen Zusammenhänge zwischen der Nutzung der jeweiligen Märkte und den temperaturabhängigen Heizlasten offenbaren, bekräftigt dies die Notwendigkeit des ganzheitlichen Modellierungsansatzes, um diese Aspekte integriert zu betrachten. In den folgenden Auswertungen werden die synergetischen Zusammenhänge zwischen der Flexibilität verschiedener Energieressourcen sowie unterschiedlicher Energiemärkte detaillierter analysiert.

### Flexibler Betrieb von P2H-Systemen

Der Verlauf der Graphen in Abbildung 6.6 weist eine Auffälligkeit auf. Generell nehmen die Handelsdefizite bei sinkenden Temperaturen zu, jedoch nimmt diese Entwicklung an sehr kalten Tagen mit Durchschnittstemperaturen unterhalb von  $-3\text{ °C}$  einen extremeren Verlauf an, sodass die Defizite an diesen Tagen stark ansteigen. Dieser Zusammenhang ist durch eine Analyse des Betriebs der Wärmesysteme zu erklären. Grundlage für diese

Analyse ist Abbildung 6.8, die den Verlauf der täglich durchschnittlich pro Haushalt umgesetzten elektrischen Energie von Wärmepumpen bzw. Heizstäben in Abhängigkeit der Außentemperatur in der Konfiguration C1 darstellt. In den Konfigurationen C2 bis C4 sind die Verläufe fast identisch. Zu sehen ist, dass üblicherweise ausschließlich mit Wärmepumpen geheizt wird und dass die Heizstäbe nahezu inaktiv sind. Mit sinkenden Außentemperaturen nehmen der Heizbedarf und somit die für den Betrieb der Wärmepumpen erforderliche elektrische Energie zu. Einen Bruch in dieser Entwicklung gibt es nur an sehr kalten Tagen. Zu beobachten ist, dass an einigen der bereits angesprochenen Tage mit Durchschnittstemperaturen von unter  $-3\text{ °C}$  der Betrieb der Wärmepumpen derart eingeschränkt wird, dass in diesem Bereich die aufgebrachte Energie mit sinkenden Temperaturen ebenfalls abnimmt. Der Verlauf des Graphen für Heizstäbe zeigt jedoch, dass diese den Einsatz der Wärmepumpen in diesen Fällen teilweise substituieren. Die Größenordnungen der Energiemengen für Wärmepumpen und Heizstäbe deuten die Effizienzunterschiede an, da Heizstäbe mit höherer elektrischer Leistung betrieben werden müssen, um dieselbe Wärme zu erzeugen, die eine Wärmepumpe bei geringerer Leistung erzeugt. Dass in den genannten Fällen dennoch Heizstäbe betrieben werden, ist auf eine im EAM berücksichtigte technische Restriktion von Wärmepumpen zurückzuführen. Der Bivalenzpunkt bei  $-5\text{ °C}$  verhindert den Betrieb von Wärmepumpen, wenn die Außentemperatur diesen Punkt unterschreitet. Tritt an einem Tag zeitweise eine solche geringe Außentemperatur ein, erfolgt die Inbetriebnahme des Heizstabs zur Deckung des Wärmebedarfs somit aus einer technischen Notwendigkeit heraus. Ein klarer Zusammenhang zwischen den aus diesem Umstand entstehenden Heizlasten und hohen Energieversorgungsausgaben ist ersichtlich. Es gibt in der Fallstudie nur fünf Tage, an denen Heizstäbe in einem nicht vernachlässigbarem Ausmaß betrieben werden. Dieselben fünf Tage sind es, die in Abbildung 6.6 für die starke Zunahme der Defizite aus dem Energiehandel sorgen. Diese Ergebnisse unterstreichen damit die Sinnhaftigkeit der differenzierten Betrachtung von technischen Restriktionen verschiedener Ressourcen, da die Vernachlässigung der Auswirkungen des Bivalenzpunktes auf den Betrieb von Wärmepumpen oder eine weniger differenzierte Modellierung der Effizienz der jeweiligen Komponenten diesen relevanten Kostenfaktor nicht aufdecken und den Betrieb nicht realitätsnah abbilden würden.

Der grafisch beobachtbare Zusammenhang, dass bei abnehmender Temperatur sowohl die Handelsdefizite zunehmen (vgl. Abbildung 6.6) als auch die Heizlast stark ansteigen (vgl. Abbildung 6.8), wird durch eine Korrelationsanalyse bestätigt. Das Bestimmtheitsmaß beträgt in den Konfigurationen C1 bis C4 jeweils 81,00 %, 82,09 %, 82,53 % bzw.

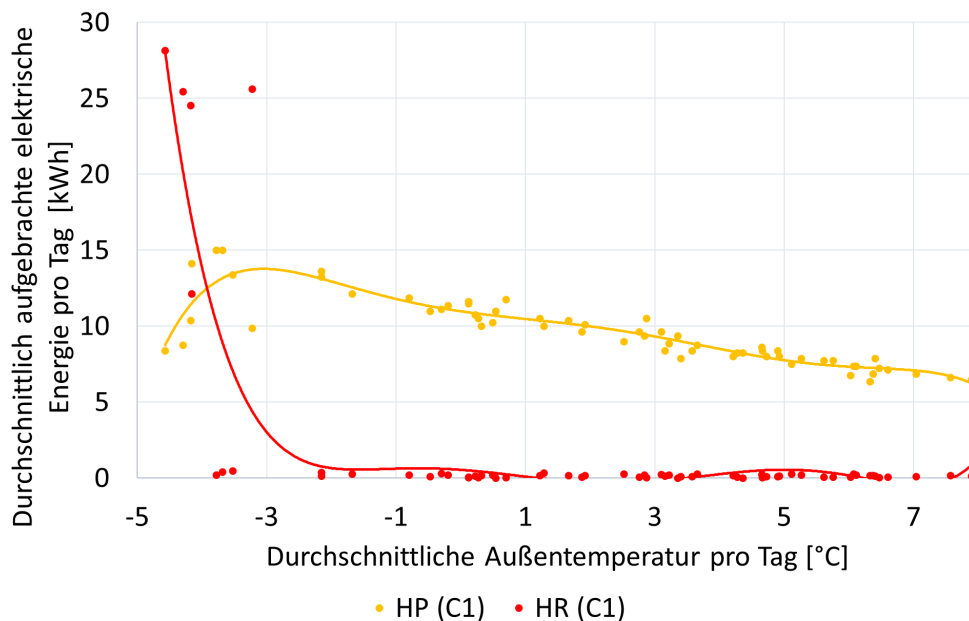


Abbildung 6.8: Betrieb von Wärmepumpen und Heizstäben pro Tag im Winterszenario in Konfiguration C1

86,54 % und zeigt somit, dass eine starke positive Korrelation zwischen den Handelsüberschüssen und der Gesamtheizlast von Wärmepumpen und Heizstäben vorliegt. Diese hohen Werte unterstreichen, dass die realisierten Handelsüberschüsse bzw. -defizite durch die Höhe der Heizlast maßgeblich beeinflusst werden. Darüber hinaus ist zu beachten, dass dieser Zusammenhang stärker wird, je weniger Handelsmöglichkeiten dem EA zur Verfügung stehen. Höhere Heizlasten wirken sich folglich umso stärker negativ auf die Profitabilität aus, je weniger Handlungsoptionen bestehen. Durch die integrierte Modellierung eines EAs, der in verschiedenen Märkten aktiv ist und differenziert über den Betrieb von P2H-Systemen entscheidet, kann die Effizienz des Energiemanagements somit gesteigert werden. Zu beachten sind in diesem Kontext zudem die Einflüsse der technischen Effizienz solcher Systeme. In der durchgeführten Fallstudie reicht die Spanne der möglichen COP-Werte, mit denen die Wärmepumpen betrieben werden, von 2,3018 bis 4,0208. Der ineffizienteste Betriebszustand benötigt dementsprechend ca. 74,68 % mehr Betriebsleistung als der effizienteste Betriebszustand, um denselben Wärmestrom zu generieren. Diese Betriebszustände sind nicht nur von den exogenen Umgebungstemperaturen, sondern auch von den Temperaturen der jeweiligen haus-eigenen Wärmespeicher abhängig, die wiederum selbst Variablen des EAM sind. Da es sich um elektrifizierte P2H-Systeme handelt, sind die komplexen Entscheidungen in

Bezug auf die thermischen Zusammenhänge an die Entscheidungen eines EAs in Bezug auf alle anderen Energieressourcen und auf den Energiehandel gekoppelt. Dementsprechend würde eine Vernachlässigung dieser Zusammenhänge oder vereinfachte Modellierungen der thermischen Systeme, beispielsweise durch die Annahme konstanter COP-Werte, erhebliche Diskrepanzen der Effizienz zwischen den Modellergebnissen und der Realität hervorrufen. Das in dieser Arbeit entwickelte Optimierungsmodell leistet somit einen wichtigen Forschungsbeitrag, indem es eine differenzierte Integration solcher P2H-Systeme in das Energiemanagement von EAs ermöglicht und damit die Realität genauer abbildet.

### **Flexible Nutzung von Energiespeichern**

Die Analyse der den EVs und BSs täglich zugeführten Energiemengen in Abbildungen 6.9 und 6.10 zeigt, dass im Winterszenario als flexible Energiespeicher bevorzugt BSs eingesetzt werden. Trotz der geringeren Anzahl von sieben BS-Systemen im Vergleich zu zwölf EVs wird in Summe über alle 62 betrachteten Wintertage deutlich mehr Energie in BSs eingespeichert (C1: 132,00 % mehr, C2: 157,94 % mehr, C3: 141,07 % mehr, C4: 92,19 % mehr). Der bereits im Sommerszenario beobachtete Effekt tritt hier somit noch stärker auf. Zurückzuführen ist dies auf den höheren Grad an zeitlicher Flexibilität, den BSs im Vergleich zu EVs haben, die somit mehr Möglichkeiten bieten, um Energie in Zeiten geringer Preise zu kaufen und einzuspeichern und die insbesondere im Winter hohen Heiz- und Grundlasten in Abstimmung mit der Verfügbarkeit geladener Energiespeicher kostengünstig zu decken. Analog zum Sommerszenario besteht in der Basiskonfiguration C4 wenig Bedarf nach einer flexiblen Nutzung von Speichern, da bei konstanten Preisen kein Mehrwert aus der zeitlichen Verschiebung des Energiehandels generiert werden kann.

Die Analyse des Einsatzes von EV-Speichern zeigt, dass diese dann am stärksten beansprucht werden, wenn die Außentemperatur sehr gering ist. Dies ist auf hohe Heizlasten zurückzuführen. Insbesondere der Einsatz von Heizstäben erfordert kurzzeitig hohe Leistungen von bis zu 11 kW, sodass die Leistungs- und Kapazitätsvorteile von EVs gegenüber BSs unter diesen Umständen zum Tragen kommen. Weitere vereinzelt vorkommende Tage mit hoher Nutzung von EV-Speichern sind dadurch bedingt, dass dies Tage mit punktuell hoher Solareinstrahlung sind. In diesen Fällen werden EVs genutzt, um die überschüssige PV-Energie aufzunehmen, wenn BSs aufgrund technischer Restriktionen nicht vollumfänglich dazu in der Lage sind.

In Bezug auf BS-Systeme besteht ein schwacher positiver Zusammenhang zwischen

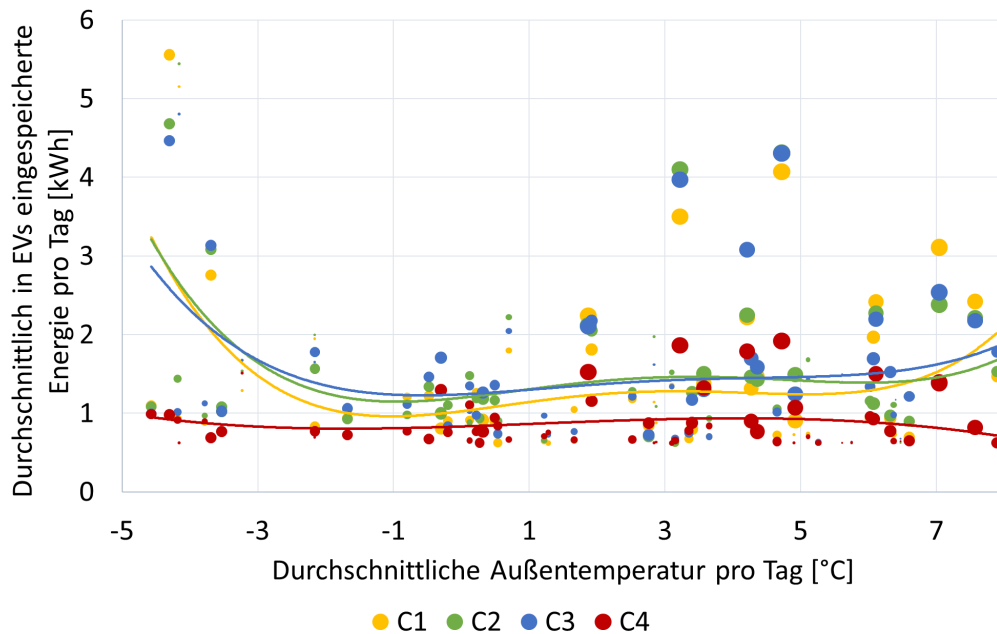


Abbildung 6.9: Nutzung von EV-Speichern pro Tag im Winterszenario (Blasengröße repräsentiert solare Strahlungsenergie pro Tag)

der Außentemperatur und der eingespeicherten Energiemenge. In Abbildung 6.10 ist jedoch ersichtlich, dass dieser Zusammenhang auf die verstärkte solare Einstrahlung an wärmeren Tagen zurückzuführen ist, sodass mehr PV-Energie zur Verfügung steht. Zur Deckung der Haushaltslasten in Zeiten hoher Preise kann die generierte PV-Energie gespeichert werden, um den Kauf zu hohen Preisen zu vermeiden bzw. zu reduzieren. Dies drückt sich in Form höherer Handelsüberschüsse bei größerer Verfügbarkeit von PV-Energie in Abbildung 6.6 aus. Die vermehrte Nutzung der Energiespeicher bei der Verfügbarkeit überschüssiger Energie trägt somit positiv zur Profitabilität der Haushalte bei. Festzuhalten ist als Erkenntnis aus den obigen Analysen, dass die unterschiedlichen Nutzungsmuster der jeweiligen Arten von Energiespeichern den Ansatz der ganzheitlichen und technisch differenzierten Modellierung bekräftigen, da sich bestimmte Eigenschaften von Energiespeichern unter bestimmten Gegebenheiten der Haushalte als vorteilhaft oder nachteilig erweisen. Dies zeugt davon, dass sowohl die spezifischen Eigenschaften der Speicher als auch die Gegebenheiten explizit modelliert werden müssen, um die Ressourcen effizient einsetzen zu können. Als zukünftiges Forschungsfeld bietet sich in diesem Kontext an, den Einsatz von BS- und EV-Speichern noch differenzierteren Analysen zu unterziehen. Von Relevanz könnten beispielsweise

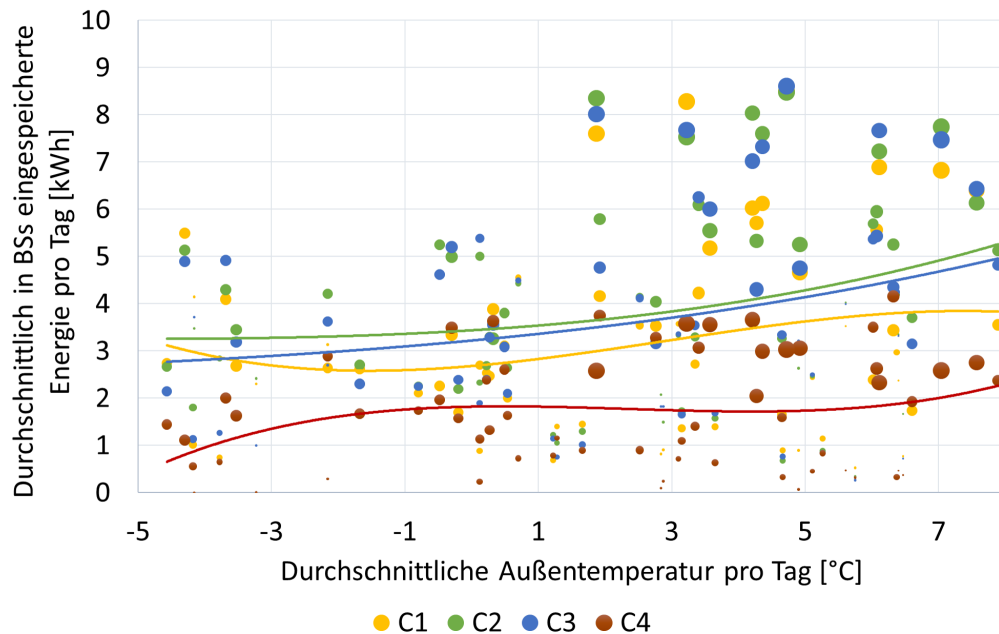


Abbildung 6.10: Nutzung von BS-Speichern pro Tag im Winterszenario (Blasengröße repräsentiert solare Strahlungsenergie pro Tag)

haushaltsspezifische Konstellationen oder Parametrierungen von verfügbaren Energieressourcen sein, die sich unter verschiedenen Umständen unterschiedlich auf die wirtschaftliche Effizienz einzelner Ressourcen auswirken könnten.

Die oben diskutierten Aspekte behandeln Entscheidungen auf der Grundlage komplexer Interdependenzen zwischen Eigenschaften und Restriktionen verschiedenartiger Energieressourcen, sowie zeitlich variabler Energiepreise. Wie sich gezeigt hat, kann durch effizientes Energiemanagement eines EAs wirtschaftlicher Profit für die beteiligten Haushalte realisiert werden. Dazu trägt die Flexibilität der einzelnen Energieressourcen bei, die im Verbund durch Synergieeffekte noch effizienter eingesetzt werden können. Insbesondere im Zusammenhang mit dem Betrieb der Wärmesysteme führt dies zu einer hohen Komplexität, die eine adäquate Methodik des Energiemanagements erfordert, um unter Einhaltung aller thermischen Restriktionen und Anforderungen die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes von Wärmepumpen und Puffer-Wärmespeichern im Zusammenspiel mit der Flexibilität anderer verfügbarer, flexibler Ressourcen quantifizieren zu können. Die oben diskutierten Ergebnisse zeigen, dass EAs in der Lage sind, dies zu leisten und somit als Akteur in zukünftigen Energiesystem mit einer Vielzahl dezentraler und rege-

nerativer Energieressourcen eine wichtige Rolle einzunehmen. Ebenfalls unterstreichen die Ergebnisse die Sinnhaftigkeit, auf technischer Ebene einen hohen Detailgrad in der Modellierung zu realisieren, um die jeweiligen Energieressourcen entsprechend ihrer individuellen Eigenschaften bestmöglich einzusetzen.

## 6.2 Vorausschauende Speichernutzung

In diesem Kapitel wird die Nutzung der EV- und BS-Energiespeicher tiefergehender analysiert. Vor dem Hintergrund der im EAM verankerten Eigenschaften, dass für alle Speicher ein definierter Tagesanfangsbestand vorliegt und Nebenbedingungen die Einhaltung eines Mindestbestandes am Tagesende vorschreiben, lässt sich durch die Parametrierung dieser Größen das Optimierungsergebnis stark beeinflussen. Die Mindestbestände am Tagesende stellen aus Sicht eines EAs eigentlich frei festzulegende Variablen dar, über die idealerweise in Abhängigkeit von Prognosen über Folgetage zu entscheiden ist. Im Rahmen einer Day-Ahead-Planung mit einem zeitlich abgegrenzten Planungshorizont von 24 Stunden sind folglich solche Prognosen vorausschauend bei der Festlegung der Parameter für Mindestbestände zu berücksichtigen. Die Anfangsbestände stellen zum Zeitpunkt der Planung zwar eine unbeeinflussbare Gegebenheit dar, jedoch stehen diese auch in einem unmittelbaren kausalen Zusammenhang zu den festgelegten Mindestbeständen des Vortages. In den Ergebnissen der Fallstudie in Kapitel 6.1, die gezeigt haben, dass EAs grundsätzlich ein hohes wirtschaftliches Potential für ihre Haushalte haben, wurden diese Parameter im Rahmen der isoliert optimierten Tagesplanungen randomisiert für die einzelnen Speicher bestimmt. Die entsprechenden Ergebnisse repräsentieren jedoch einen wenig vorausschauenden Umgang mit Energiespeichern, da im Allgemeinen eher niedrige Mindestbestände vorgeschrieben wurden. Die dadurch entstehenden ungünstigen Voraussetzungen für Folgetage mit niedrigen Speicheranfangsbeständen wurden in Kapitel 6.1 nicht berücksichtigt. Die Analysen im folgenden Kapitel berücksichtigen dies und liefern damit Einblicke, inwiefern es vorteilhaft sein kann, höhere Mindestbestände in Kauf zu nehmen und wie durch eine an äußere Umstände angepasste Festlegung der Modellparameter im Sinne einer vorausschauenden Speichernutzung das Energiemanagement von EAs nachhaltig effizienter gestaltet werden kann, d.h. inwieweit die im vorangegangenen Kapitel identifizierten Mehrwerte eines EAs (Konfiguration C1) im Vergleich zu nicht-aggregierten Haushalten (C4) weiter erhöht werden können. Dabei gelten zwei Annahmen. Die erste Annahme ist, dass die in Abschnitt 6.1 identifizierten Mehrwerte nicht maßgeblich davon

beeinflusst sind, dass in den entsprechenden Analysen allgemein geringe Mindestbestände der Speicher vorgeschrieben wurden und somit frei verfügbare Energiemengen in den Speichern verfügbar waren, da dies nicht nur in C1, sondern auch in C4 der Fall war. Die zweite Annahme ist, dass erst durch einen EA eine vorausschauende Speichernutzung möglich wird, wohingegen selbst-gemanagte Haushalte dazu nicht in der Lage wären. Somit besteht nur in den Ergebnissen der Konfiguration C1 potentiell die Möglichkeit für einen effizienteren Umgang mit Speichern und damit für eine zusätzliche Erhöhung des entsprechenden Mehrwertes von C1 gegenüber C4. Um dieses Potential zu analysieren, werden grundlegende Strategien abgeleitet, wie unter welchen Umständen mit den verfügbaren Speichern umzugehen ist. In Abschnitt 6.2.1 wird zunächst das Konzept vorgestellt, nach dem die Analysen durchgeführt werden. Vor dem Hintergrund eines möglichen Trade-Offs zwischen dem Vorteil einer genaueren Differenzierung bei längerer Vorausschau und dem Nachteil einer damit einhergehenden Zunahme der Prognoseunsicherheit, werden die Analysen zunächst in Unterkapitel 6.2.2 mit einer Ein-Tages-Vorausschau und in 6.2.3 mit einer Zwei-Tages-Vorausschau durchgeführt.

### **6.2.1 Analysekonzept zur vorausschauenden Planung**

Um im Rahmen einer Day-Ahead-Planung eine vorausschauende Nutzung von Energiespeichern zu gewährleisten, ist es notwendig, zusätzlich zu den Auswirkungen auf den Handelsüberschuss des zu planenden Tages, ebenfalls Auswirkungen auf den Handelsüberschuss an Folgetagen zu berücksichtigen. Für das Ziel, verallgemeinerbare Strategien aus der Analyse abzuleiten, erfolgt eine Klassifizierung der jeweiligen Größen. So werden sowohl für die Tagesanfangsbestände als auch für die Mindestbestände der Speicher drei Stufen definiert, die jeweils für einen niedrigen, mittleren und hohen Speicherbestand stehen. Zudem erfolgt eine Klassifizierung für eine niedrige, mittlere und hohe Menge an täglicher solarer Strahlungsenergie im Sommerszenario, und für eine niedrige, mittlere und hohe durchschnittliche Außentemperatur im Winterszenario. Für beide Szenarien gibt es somit jeweils 27 verschiedene Konstellationen aus den entsprechenden drei Größen mit ihren jeweiligen drei Ausprägungen. Da die Analysen in dieser Arbeit darauf abzielen, festzustellen, inwiefern ein allgemeines Potential in der Anpassung von Speicherstrategien vorliegt, erfolgt die Klassifizierung der Größen vereinfachend in der groben Einteilung mit nur drei verschiedenen Ausprägungen. Als Datengrundlage zur Quantifizierung der wirtschaftlichen Effizienz möglicher Strategien in den verschiedenen Konstellationen werden Instanzen aus der in Kapitel 5 beschriebenen Fallstudie jeweils entsprechend parametrisiert und gelöst. Aus beiden Szenarien

werden jeweils 27 Tage ausgewählt, sodass im Sommerszenario für die drei Klassifizierungsstufen der Menge solarer Strahlungsenergie jeweils neun Tage vorliegen. Analog werden im Winterszenario 27 Tage derart ausgewählt, dass für die drei Klassifizierungsstufen der durchschnittlichen Außentemperatur jeweils neun Tage enthalten sind. Die Klassifizierung orientiert sich dabei an den Werten, die für den entsprechenden Parameter in der jeweiligen Menge der 62 Tage der Fallstudie vorliegen. Das heißt, dass die jeweils neun kleinsten Werte als "niedrig" klassifiziert werden (Sommerszenario: 0,74 bis 2,34 kWh/m<sup>2</sup>, Winterszenario: -4,57 bis -2,16 °C); die neun größten Werte werden als "hoch" klassifiziert (Sommerszenario: 6,77 bis 7,58 kWh/m<sup>2</sup>, Winterszenario: 6,11 bis 7,89 °C). Die Auswahl der Tage mit einer "mittleren" Ausprägung des entsprechenden Parameters orientieren sich am Median. So werden für beide Szenarien die neun Tage ausgewählt, die am nächsten zum Median liegen (Sommerszenario: 4,21 bis 4,72 kWh/m<sup>2</sup>, Winterszenario: 1,22 bis 2,87 °C). Pro Szenario werden folglich  $9 \cdot 27 = 243$  Instanzen optimiert, deren Ergebnisse als Datengrundlage verwendet werden. In Abbildung 6.11 wird eine Übersicht aller Konstellationen der betrachteten Klassifizierungen präsentiert.

Die Werte für die Klassifizierungen der Anfangs- und Mindestendbestände werden relativ zur Kapazität des jeweiligen Speichers bestimmt. Die drei Stufen betragen bei BSs sowohl für die Anfangs- als auch für die Mindestendbestände 0 %, 50 % und 95 % der Kapazität. Aufgrund der im EAM berücksichtigten Grenzwerte von 20 % bzw. 80 % der Kapazität, die bei EV-Speichern nicht überschritten werden sollen (s. Abschnitt 3.2.3), betragen die entsprechenden Stufen der Bestände 20 %, 50 % und 75 % der jeweiligen Kapazität.

Für alle 54 abgebildeten Konstellationen werden jeweils neun Tage optimiert. Aus den neun optimalen Zielfunktionswerten wird pro Konstellation jeweils der Mittelwert bestimmt und dieser wiederum auf einen einzelnen, durchschnittlichen Haushalt normiert. In Abbildung 6.12 werden die resultierenden Werte graphisch dargestellt. Es ist zu beachten, dass sich die abgebildeten Haushalts-Handelsüberschüsse auf eine isolierte Planung eines Tages bei Anwendung der entsprechenden Speicherstrategie beziehen. Der an Folgetagen realisierte Mehrwert infolge der jeweiligen Strategie ist in diesen Werten noch nicht enthalten - sie dienen als Erwartungswerte der Haushalts-Handelsüberschüsse für isolierte Tage, deren Verkettung in den folgenden Analysen betrachtet wird. Zu erkennen sind für diese Basiswerte in Abbildung 6.12 die erwarteten Zusammenhänge: im Sommerszenario steigen die Handelsüberschüsse mit zunehmender solarer Strah-

Sommerzenario			Winterszenario			
Solare Strahlungsenergie	Anfangsbestände	Mindestendbestände	Außentemperatur	Anfangsbestände	Mindestendbestände	
Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig	
		Mittel			Mittel	
		Hoch			Hoch	
	Mittel	Niedrig		Niedrig	Mittel	Niedrig
		Mittel		Mittel		
		Hoch		Hoch		
	Hoch	Niedrig		Niedrig	Hoch	Niedrig
		Mittel		Mittel		
		Hoch		Hoch		
Mittel	Niedrig	Niedrig	Mittel	Niedrig	Niedrig	
		Mittel			Mittel	
		Hoch			Hoch	
	Mittel	Niedrig		Niedrig	Mittel	Niedrig
		Mittel		Mittel		
		Hoch		Hoch		
	Hoch	Niedrig		Niedrig	Hoch	Niedrig
		Mittel		Mittel		
		Hoch		Hoch		
Hoch	Niedrig	Niedrig	Hoch	Niedrig	Niedrig	
		Mittel			Mittel	
		Hoch			Hoch	
	Mittel	Niedrig		Niedrig	Mittel	Niedrig
		Mittel		Mittel		
		Hoch		Hoch		
	Hoch	Niedrig		Niedrig	Hoch	Niedrig
		Mittel		Mittel		
		Hoch		Hoch		

Abbildung 6.11: Übersicht aller Konstellationen zur vorausschauenden Speichernutzung

lungsenergie, ebenso im Winterszenario bei zunehmenden Außentemperaturen. Zudem werden höhere Handelsüberschüsse realisiert, wenn höhere Speicheranfangsbestände vorliegen, wohingegen höhere Mindestendbestände den Handelsüberschuss negativ beeinflussen. Der im Folgenden verwendete Begriff des "Standardtages" bezieht sich auf die jeweiligen Konstellationen, für die die Erwartungswerte der Handelsüberschüsse vorliegen. Durch die Verkettung mehrerer Standardtage wird gewährleistet, dass die Auswirkung einer Speicherstrategie auf Folgetage quantifiziert wird. Die zugrundeliegende Logik wird im Folgenden genauer erklärt.

Der Erwartungswert des mittleren Haushalts-Handelsüberschusses eines Standardtages wird durch  $\psi_{u,a,e}$  repräsentiert. Der Index  $u \in \Omega_u$  steht für die Ausprägung des maßgeblichen Umgebungsparameters des jeweiligen Szenarios (Solare Einstrahlung im

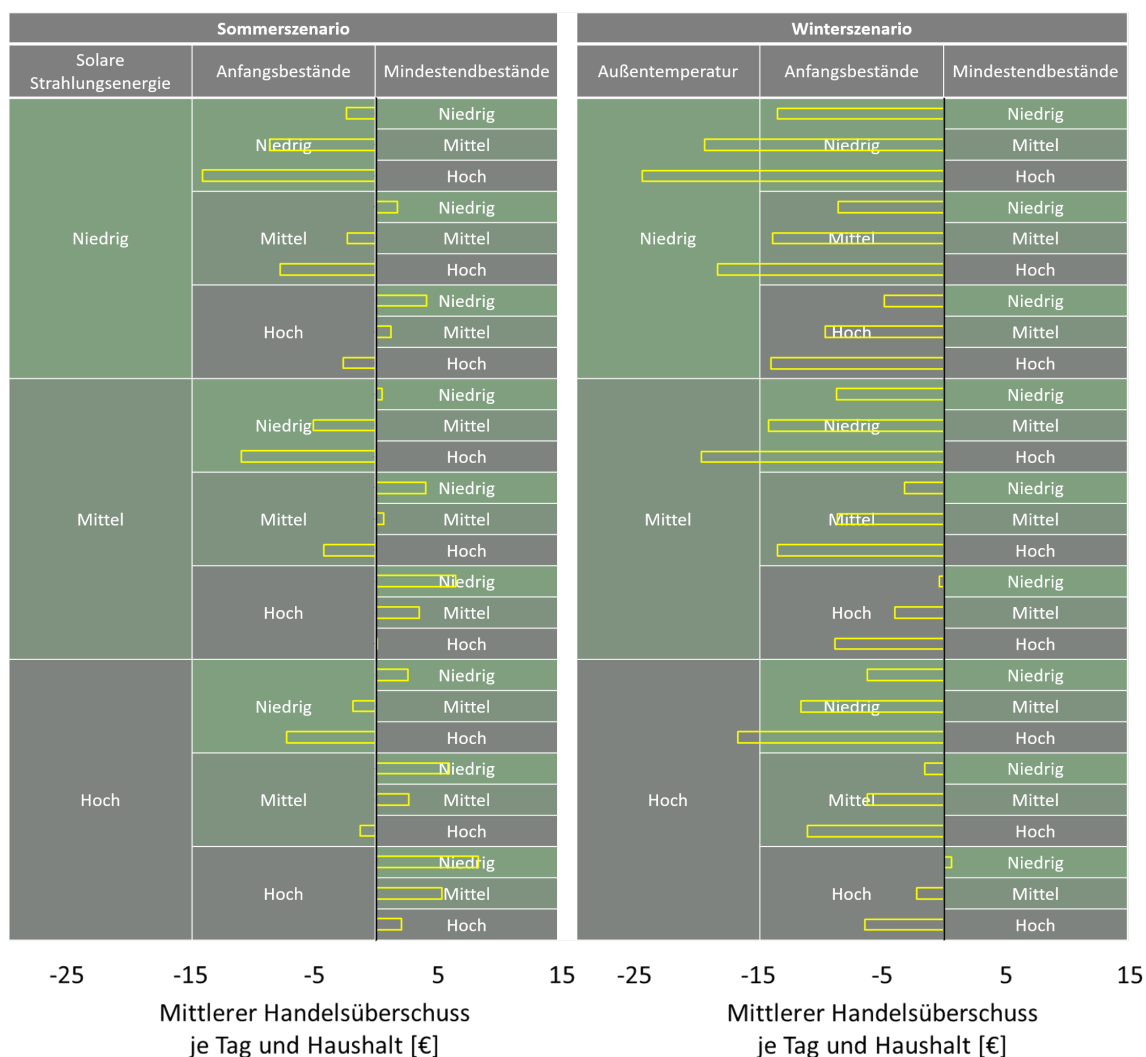


Abbildung 6.12: Erwarteter Handelsüberschuss pro Haushalt für alle Standardtage

Sommer-, Außentemperatur im Winterszenario). Die Indizes  $a \in \Omega_a$  und  $e \in \Omega_e$  geben die Klassifizierungsstufen der Anfangsbestände bzw. der Mindestendbestände wider. Um zu bewerten, welchen wirtschaftlichen Nutzen die vorausschauende Festlegung des einzuhaltenden Mindestbestandes erbringt, ist der Erwartungswert der in der Vorausschau verketteten Standardtage zu bestimmen. In Formel (6.1) wird beschrieben, wie ausgehend von einem Standardtag mit den Parametern  $u$ ,  $a$  und  $e$  und einer für den Folgetag prognostizierten Ausprägung  $p \in \Omega_u$  des jeweiligen Umgebungsfaktor diese Bewertung für die Ein-Tages-Vorausschau vorgenommen wird. In den hier durchgeführten Analysen gilt  $\Omega_u = \Omega_a = \Omega_e = \{Niedrig, Mittel, Hoch\}$ . Der pro Haushalt

durchschnittlich erwartete Handelsüberschuss über beide Tage hinweg wird durch  $\Psi^{+1}$  repräsentiert. Dieser besteht aus zwei Komponenten. Der Beitrag des zu planenden Tages wird durch den entsprechenden Standardtag  $\psi_{u,a,e}$  bestimmt. Für den Folgetag wird als Ausprägung des Umgebungsfaktors die Prognose  $p$  angenommen. Die dazugehörigen Speicheranfangsbestände hängen unmittelbar mit den Mindestendbeständen des Vortages zusammen und erhalten somit die Ausprägung  $e$ . Da in der Ein-Tages-Vorausschau keine Grundlage besteht, um die Mindestendbestände des Folgetages vorausschauend festzulegen, wird über alle möglichen Klassifizierungen  $e' \in \Omega_e$  der Mittelwert der entsprechenden Standardtage gebildet. Dies ist notwendig, um zum Ende des Betrachtungszeitraumes die Speicherstände unspezifiziert zu lassen und alle möglichen Entwicklungen abzubilden, da es ansonsten immer vorteilhaft wäre, alle verfügbare Energie zu verbrauchen oder zu verkaufen und zum Ende des Zeitraumes niedrige Speicherstände zu haben.

$$\Psi_{u,a,e,p}^{+1} = \psi_{u,a,e} + \sum_{e' \in \Omega_e} \frac{\psi_{p,e,e'}}{|\Omega_e|} \quad \forall \quad u, p \in \Omega_u, a \in \Omega_a, e \in \Omega_e \quad (6.1)$$

Aus der Sicht eines EAs im Day-Ahead-Energiemanagement stellen  $u$ ,  $a$  und  $p$  unbeeinflussbare Parameter dar, wohingegen die Ausprägung  $e$  frei wählbar ist. Somit ist für die Anwendung des EAM in einer gegebenen Konstellation  $u, a, p$  aus den möglichen Mindestendbeständen  $e \in \Omega_e$  derjenige zu wählen, für den  $\Psi_{u,a,e,p}^{+1}$  größtmöglich wird. Formal wird die Bestimmung der entsprechenden Speicherstrategie  $e_{u,a,p}^{+1}$  in Formel (6.2) dargestellt.

$$e_{u,a,p}^{+1} = \arg \max_{e \in \Omega_e} \Psi_{u,a,e,p}^{+1} \quad \forall \quad u, p \in \Omega_u, a \in \Omega_a \quad (6.2)$$

Im Kontext der Zwei-Tages-Vorausschau wird die oben beschriebene Logik auf eine Gesamtheit von drei Tagen angewandt. Die Ausgangslage wird beschrieben durch die Ausprägungen  $u$  und  $a$  des Umgebungsfaktors bzw. der Speicheranfangsbestände, sowie durch prognostizierte Klassifizierungsstufen  $p1$  und  $p2$  des Umgebungsfaktors für beide Folgetage. Durch die Berücksichtigung eines zweiten Folgetages erhöht sich die Komplexität dahingehend, dass für jede mögliche Ausrichtung  $e$  der Mindestendbestände des zu planenden Tages wiederum am ersten Folgetag eine an den zweiten Folgetag angepasste Ausrichtung erfolgt. Dies bedeutet, dass die Entscheidung für eine Speicherstrategie  $e$  am ersten Folgetag der Logik der Ein-Tages-Vorausschau folgt. Unter Bezugnahme auf Formel (6.2) wird somit in der Zwei-Tages-Vorausschau der beste Mindestbestand  $e_{p1,e,p2}^{+1}$  für den ersten Folgetag bestimmt. Die Bestimmung des Drei-Tages-Erwartungswertes  $\Psi_{u,a,e,p1,p2}^{+2}$  des Handelsüberschusses erfolgt gemäß

Formel (6.3). Für den zu planenden Tag wird der Standardtag  $u, a, e$  verwendet. Der Beitrag des ersten Folgetages wird ebenfalls anhand eines Standardtages bestimmt. Als Ausprägung für den Umgebungsfaktor gilt dabei die Prognose  $p1$ . Das Level der Speicheranfangsbestände korrespondiert mit den Mindestendbeständen des Vortages und beträgt somit  $e$ . Die Mindestendbestände des ersten Folgetages werden, wie bereits erklärt, durch  $e_{p1,e,p2}^{+1}$  beschrieben. Der Beitrag des zweiten Folgetages wird analog zu Formel (6.1) als Mittelwert der Standardtage für die Menge aller möglichen Mindestendbestände  $\Omega_e$  angenommen. Die Umgebungsfaktoren werden dabei anhand der Prognose  $p2$  parametrisiert und die Anfangsbestände entsprechen den Mindestendbeständen  $e_{p1,e,p2}^{+1}$  des Vortages.

$$\Psi_{u,a,e,p1,p2}^{+2} = \psi_{u,a,e} + \psi_{p1,e,e_{p1,e,p2}^{+1}} + \sum_{e' \in \Omega_e} \frac{\psi_{p2,e_{p1,e,p2}^{+1},e'}}{|\Omega_e|} \quad \forall \quad u, p1, p2 \in \Omega_u, a \in \Omega_a, e \in \Omega_e \quad (6.3)$$

In einer gegebenen Konstellation  $u, a, p1, p2$  wird die Auswahl der besten Speicherstrategie  $e_{u,a,p1,p2}^{+2}$  der Mindestendbestände anhand von Formel (6.4) dargestellt. Aus der Menge der möglichen Strategien  $\Omega_e$  wird diejenige ausgewählt, für die der Drei-Tages-Erwartungswert  $\Psi_{u,a,e,p1,p2}^{+2}$  des durchschnittlichen Handelsüberschusses der Haushalte maximal ist.

$$e_{u,a,p1,p2}^{+2} = \arg \max_{e \in \Omega_e} \Psi_{u,a,e,p1,p2}^{+2} \quad \forall \quad u, p1, p2 \in \Omega_u, a \in \Omega_a \quad (6.4)$$

Mithilfe der oben erläuterten Methodik und den in Abbildung 6.12 dargestellten Werten für alle Standardtage werden in den folgenden Abschnitten die möglichen Strategien bezüglich der Festlegung von Speichermindestendbeständen für die Ein- und Zwei-Tages-Vorausschau präsentiert und diskutiert.

## 6.2.2 Ein-Tages-Vorausschau

In der Ein-Tages-Vorausschau ist für 27 Konstellationen (bestehend aus den verschiedenen Ausprägungen des Umgebungsfaktors, der Speicheranfangsbestände und der Prognose des Umgebungsfaktors für den Folgetag) jeweils die beste Strategie im Hinblick auf die einzuhaltenden Mindestendbestände zu bestimmen. Eine entsprechende Übersicht ist für das Sommerszenario in Abbildung 6.13 dargestellt. Alle drei möglichen Speicherstrategien sind in der Auswahl vertreten. Jedoch überwiegt die Strategie "Mittel", die in 19 Konstellationen zu bevorzugen ist, wohingegen "Niedrig" in 6 Fällen die beste

Strategie darstellt, und "Hoch" nur in zwei Konstellationen. Würde eine Strategie pauschal für alle 27 Konstellationen angewandt werden, zeigt sich ebenfalls, dass "Mittel" insgesamt die beste Strategie ist. In diesem Fall wäre über jeweils beide betrachteten Tage hinweg der mittlere Handelsüberschuss pro Haushalt bei -0,64 €, wohingegen die Strategien "Niedrig" und "Hoch" bei pauschaler Anwendung deutlich schlechtere Ergebnisse erzielen und in einem mittleren Handelsüberschuss pro Haushalt von -1,85 € bzw. -2,01 € resultieren. Unter Anwendung der in Abbildung 6.13 gezeigten angepassten Strategien liegt der entsprechende Wert bei -0,46 €.

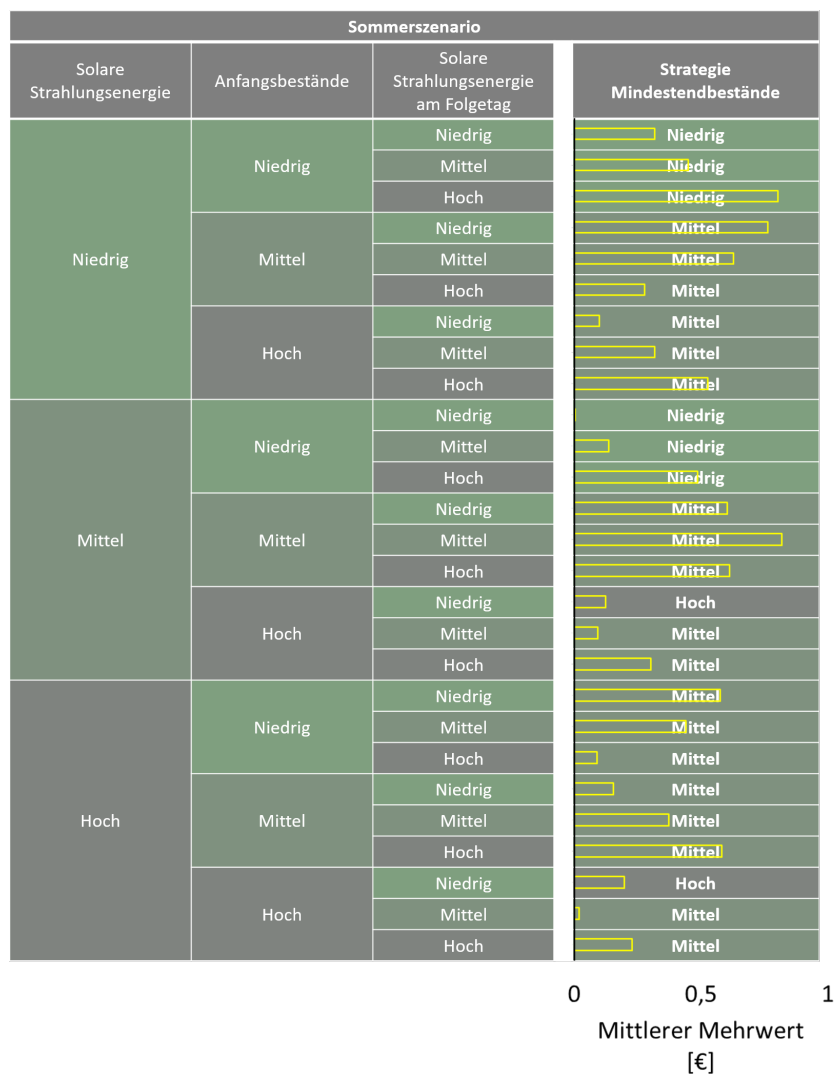


Abbildung 6.13: Speicherstrategien im Sommerszenario

Dies zeigt den Mehrwert der Anpassung von Speicherstrategien im Vergleich zu einer pauschal angewandten Strategie auf. Im Vergleich zur besten Pauschalstrategie "Mittel" ergibt sich ein durchschnittlicher täglicher Mehrwert von 0,09 € pro Haushalt. Auf einen Sommermonat hochgerechnet ergibt dies einen Mehrwert von ca. 2,70 € für einen Haushalt. Im Vergleich zu den beiden für diese Fallstudie schlechteren Pauschalstrategien belaufen sich die monatlichen Mehrwerte auf ca. 21 € bzw. 23 €. Dies stellt den zusätzlichen Mehrwert dar, den ein EA zur Effizienzsteigerung seines Energiemanagements realisieren kann. Im Vergleich zu den Ergebnissen aus Abschnitt 6.1 ist zu beachten, dass die dort gezeigten Handelsüberschüsse nicht auf einer vorausschauenden Speichernutzung basieren und der Einfluss auf Folgetage nicht berücksichtigt wurde.

Ein differenzierter Einblick in die Vorteilhaftigkeit angepasster Strategien ist in Abbildung 6.13 durch das integrierte Balkendiagramm enthalten. Darin ist für jede Konstellation abgebildet, wie groß der wirtschaftliche Mehrwert ist, den eine Strategie im Vergleich zu der jeweils nächstbesten Strategie erbringt. Dabei handelt es sich um den durchschnittlichen Mehrwert je Haushalt und Tag. Die Werte erstrecken sich über den Bereich von 0,0016 € bis 0,7629 €. In Einzelfällen sind die Differenzen zwischen verschiedenen Strategien im Ergebnis nur marginal, aber in den meisten Konstellationen ergibt sich durch die Wahl einer geeigneten Strategie ein klarer Mehrwert für die Haushalte, sodass die Wahl einer angepassten Strategie für die Effizienz des Energiemanagements durch EAs von Relevanz ist.

Um eine kompaktere Übersicht über die zu wählenden Strategien zu geben, erfolgt in Abbildung 6.14 eine Zusammenfassung. Darin zeigt sich, dass bei geringer Verfügbarkeit von kostengünstiger Energie, d.h. bei niedriger Solareinstrahlung und niedrigen Anfangsbeständen, erwartungsgemäß tendenziell weniger Energie für Folgetage vorzuhalten ist als bei höherer Verfügbarkeit. Die Prognose der solaren Strahlungsenergie des Folgetages beeinflusst die Strategiefestlegung, wie zu erwarten, dahingehend, dass bei höher prognostizierter Einstrahlung weniger Energie einzuspeichern ist. Durch die Betrachtung aufeinanderfolgender Tage entsteht jedoch ein Spannungsfeld, in dem die betrachteten Faktoren gegenläufigen Einfluss auf die Strategieauswahl haben und diese Entscheidung zu einer komplexen Aufgabe machen. Für die oben beschriebenen Klassifizierungen stellen die in Abbildung 6.14 identifizierten Strategien eine Orientierung dar, die in der Anwendung des EAM zur Festlegung der Mindestendbestände von Energiespeichern in der jeweils gegebenen Konstellation heranzuziehen ist.

Sommerzenario			
Solare Strahlungsenergie	Anfangsbestände	Solare Strahlungsenergie am Folgetag	Strategie Mindestbestände
Niedrig	Niedrig	Niedrig/Mittel/Hoch	Niedrig
	Mittel/Hoch	Niedrig/Mittel/Hoch	Mittel
Mittel	Niedrig	Niedrig/Mittel/Hoch	Niedrig
	Mittel	Niedrig/Mittel/Hoch	Mittel
	Hoch	Niedrig	Hoch
Hoch	Niedrig/Mittel	Mittel/Hoch	Mittel
		Niedrig	Hoch
	Hoch	Niedrig	Hoch
		Mittel/Hoch	Mittel

Abbildung 6.14: Zusammengefasste Speicherstrategien im Sommerszenario

Die Ergebnisse der Strategieauswahl für alle Konstellationen im Winterszenario sind in Abbildung 6.15 zu sehen. In keiner der 27 Konstellationen wird die Strategie "Hoch" bevorzugt. In acht Fällen sind niedrige Mindestbestände vorzuschreiben und in 19 Fällen mittlere Mindestbestände. Würde eine pauschale Strategie für alle Konstellationen angewandt werden, wäre der mittlere Handelsüberschuss pro Tag und Haushalt für "Niedrig" bei -10,03 €, für "Mittel" bei -9,69 € und für "Hoch" bei -10,12 €. Die Anpassung der Strategien führt zu einem Wert von -9,65 €. Im Vergleich zu den drei möglichen Pauschalstrategien beläuft sich der monatliche Mehrwert von angepassten Strategien pro Haushalt auf ca. 11,40 €, 1,20 € bzw. 14,10 €. Die Balken in Abbildung 6.15 zeigen den Mehrwert pro Haushalt und Tag im Vergleich zur jeweils nächstbesten Strategie in den spezifischen Konstellationen. Die entsprechenden Werte befinden sich im Bereich von 0,0099 € bis 0,6304 €. Somit erweist sich auch im Winterszenario die Anpassung der Speicherstrategien in Abhängigkeit der Gegebenheiten eines Tages als wirtschaftlich sinnvoll.

Zugunsten einer besseren Übersichtlichkeit erfolgt in Abbildung 6.16 eine zusammenfassende Darstellung der auszuwählenden Strategien. Im Winterszenario gestalten sich die Zusammenhänge zwischen Umgebungsfaktoren und Speichernutzung komplexer als im Sommerszenario. Zum Einen führen geringe Außentemperaturen aufgrund hoher Heizlasten dazu, dass mehr Bedarf besteht, diese Lasten mithilfe von Energiespeichern effizient abzudecken. Auf der anderen Seite gehen höhere Temperaturen mit höherer solarer Einstrahlung einher, sodass mehr einzuspeichernde PV-Energie zur Verfügung steht. Diese Ambiguität erhöht die Komplexität einer adäquaten Strategieauswahl. In den meisten Fällen überwiegt der erwartete Effekt, dass aufgrund der Heizlasten niedri-

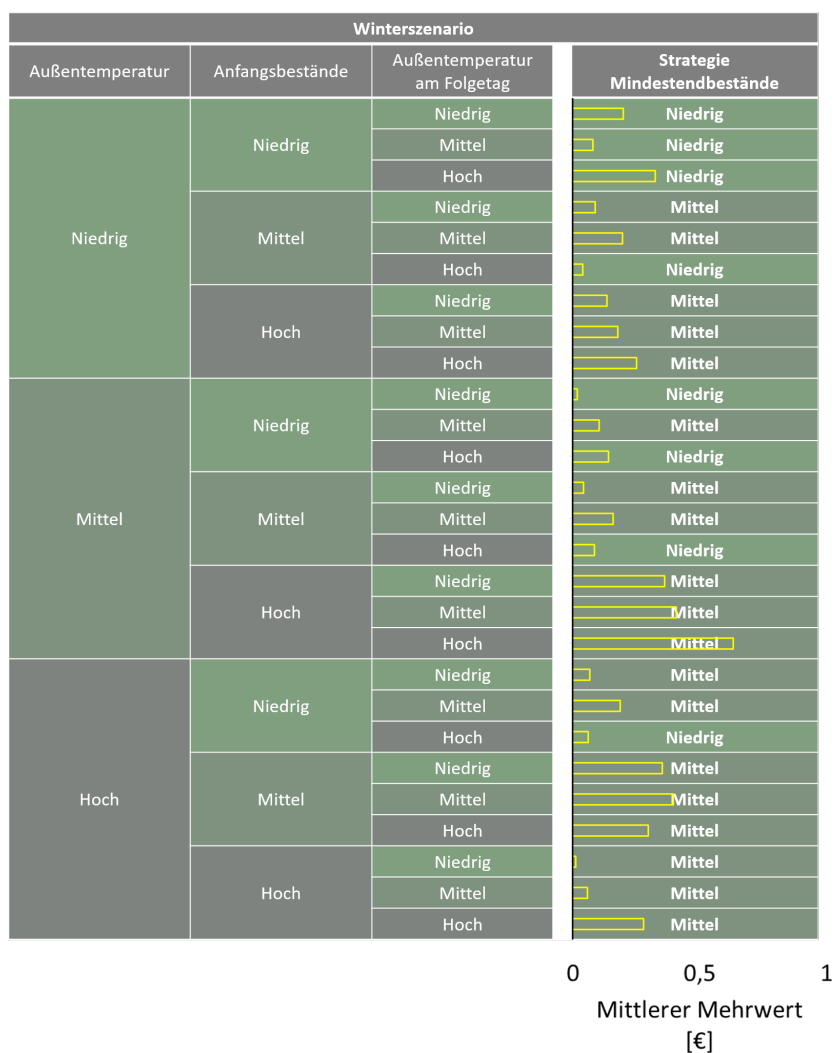


Abbildung 6.15: Speicherstrategien im Winterszenario

gere Temperaturen am zu planenden Tag dazu führen, dass weniger Energie für den Folgetag gespeichert wird, wohingegen niedrigere Temperaturen am Folgetag höhere Mindestbestände erfordern.

Eine Ausnahme ist in der Konstellation einer mittleren Außentemperatur und niedrigen Anfangsbeständen ersichtlich. Werden am Folgetag geringe Heizlasten aufgrund hoher Temperaturen prognostiziert, so wird erwartungsgemäß ein niedriger Mindestbestand vorgeschrieben. Bei einer mittleren Temperaturprognose sind mittlerer Mindestbestände vorteilhaft. Diese Logik setzt sich jedoch nicht fort, wenn für den

Winterszenario			
Außentemperatur	Anfangsbestände	Außentemperatur am Folgetag	Strategie Mindestendbestände
Niedrig	Niedrig	Niedrig/Mittel/Hoch	Niedrig
	Mittel	Niedrig/Mittel	Mittel
		Hoch	Hoch
Mittel	Niedrig	Niedrig/Hoch	Niedrig
		Mittel	Mittel
	Mittel	Niedrig/Mittel	Mittel
Hoch	Niedrig	Hoch	Niedrig
		Niedrig/Mittel/Hoch	Mittel
	Mittel	Niedrig/Mittel/Hoch	Mittel
	Hoch	Niedrig/Mittel/Hoch	Mittel

Abbildung 6.16: Zusammengefasste Speicherstrategien im Winterszenario

Folgetag niedrige Temperaturen und somit hohe Heizlasten prognostiziert werden. In dem Fall ist die zu wählende Speicherstrategie wieder "Niedrig". Für diese Konstellation wird deshalb im Folgenden veranschaulicht, wie die Bewertung der Strategien "Niedrig" und "Mittel" gemäß Formel 6.1 erfolgt. Für die jeweilige Strategie  $e$  wird zunächst der Wert des entsprechenden Standardtages  $\psi_{Mittel,Niedrig,e}$  bestimmt. Dieser beläuft sich für  $e = Niedrig$  auf  $-8,67 \text{ €}$  und für  $e = Mittel$  auf  $-14,19 \text{ €}$  (vgl. Abbildung 6.12). Der durchschnittliche Handelsüberschuss pro Haushalt ist am zu planenden Tag also um  $5,52 \text{ €}$  höher, wenn die Speicherstrategie "Niedrig" gewählt wird. Die Auswirkung auf den Folgetag wird anhand des Mittelwertes der Standardtage  $\psi_{Niedrig,e,e'}$  über alle drei möglichen Strategien  $e' \in \Omega_e$  berücksichtigt. Diese Mittelwerte betragen für die jeweiligen Strategien  $-19,06 \text{ €}$  ( $e = Niedrig$ ) bzw.  $-13,58 \text{ €}$  ( $e = Mittel$ ). Hier liegt eine Differenz von  $5,48 \text{ €}$  zugunsten der Strategie "Mittel" vor. In Summe überwiegt somit der Mehrwert der Strategie "Niedrig" am zu planenden Tag, sodass diese über beide Tage hinweg einen Mehrwert von  $0,04 \text{ €}$  erbringt. Die Berechnung der entsprechenden Werte ist Formeln (6.5) und (6.6) dokumentiert.

$$\begin{aligned}
\Psi_{Mittel,Niedrig,Niedrig,Niedrig}^{+1} &= \\
&\psi_{Mittel,Niedrig,Niedrig} + \sum_{e' \in \Omega_e} \frac{\psi_{Niedrig,Niedrig,e'}}{|\Omega_e|} = \\
&-8,67 \text{ €} + \frac{-13,46 \text{ €} - 19,35 \text{ €} - 24,38 \text{ €}}{3} = -8,67 \text{ €} - 19,06 \text{ €} = -27,73 \text{ €} \quad (6.5)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Psi_{Mittel,Niedrig,Mittel,Niedrig}^{+1} = & \psi_{Mittel,Niedrig,Mittel} + \sum_{e' \in \Omega_e} \frac{\psi_{Niedrig,Mittel,e'}}{|\Omega_e|} = \\ & -14,19 \text{ €} + \frac{-8,56 \text{ €} - 13,87 \text{ €} - 18,29 \text{ €}}{3} = -14,19 \text{ €} - 13,58 \text{ €} = -27,77 \text{ €} \quad (6.6) \end{aligned}$$

Die Komplexität in den Zusammenhängen aufeinanderfolgender Tage bekräftigt die Notwendigkeit einer analytischen Vorgehensweise im Umgang mit Speicherstrategien und zeigt als weitere Forschungsmöglichkeit auf, noch differenziertere Analysen durchzuführen, beispielsweise in Form einer größeren Zahl an Klassifizierungsstufen oder der gleichzeitigen Betrachtung verschiedener Klassifizierungsfaktoren. Eine weitere Form der Differenzierung durch die Berücksichtigung eines zweiten Folgetages wurde bereits in Abschnitt 6.2.1 eingeführt. Die entsprechenden Ergebnisse werden im Folgenden vorgestellt.

### 6.2.3 Zwei-Tages-Vorausschau

In der Zwei-Tages-Vorausschau werden alle 27 Konstellationen, die in der Ein-Tages-Vorausschau berücksichtigt wurden, jeweils um die drei möglichen Ausprägungen des Umgebungsfaktors am zweiten Folgetag erweitert, sodass insgesamt 81 Konstellationen pro Szenario betrachtet werden. Eine entsprechende Übersicht der besten Strategien ist für das Sommerszenario in Abbildung 6.17 gegeben. Die dabei in grüner Schrift markierten Einträge weisen auf eine Abweichung im Vergleich zur Ein-Tages-Vorausschau hin. Bei Anwendung pauschaler Strategien beträgt der mittlere Handelsüberschuss pro Tag und Haushalt jeweils -0,48 €, -0,12 € bzw. -0,61 €. Die Anwendung der identifizierten besten Strategien liefert hingegen einen Wert von -0,05 €. Auf einen Monat hochgerechnet entspricht dies einem Mehrwert von ca. 12,90 €, 2,10 € bzw. 16,80 €. Auch im Vergleich zur Ein-Tages-Vorausschau mit einem durchschnittlichen Handelsüberschuss pro Tag und Haushalt von -0,23 € ist ein klarer Mehrwert zu verzeichnen. Nichtsdestotrotz ist zu beachten, dass die Berücksichtigung des zweiten Folgetages im Sommerszenario nur wenige zusätzliche Erkenntnisse bringt. So tritt es nur in zwei Fällen ein, dass abhängig vom zweiten Folgetag unterschiedliche Strategien zu bevorzugen sind. Dies sind gleichzeitig auch die einzigen beiden Fälle, in denen eine Abweichung zur besten Strategie der Ein-Tages-Vorausschau auftritt (die beiden grün markierten Einträge in Abbildung 6.17). Abgesehen von diesen beiden Fällen ist der quantifizierte tägliche Mehrwert gegenüber der Ein-Tages-Vorausschau von 0,18 € pro Haushalt jedoch nicht relevant, da bei der Entscheidung für dieselbe Speicherstrategie

am zu planenden Tag der ermittelte Mehrwert nur den Folgetagen zuzuschreiben ist. Die in der Zwei-Tages-Vorausschau implizierte Speicherstrategie für den ersten Folgetag hat jedoch keinerlei Verbindlichkeit in der Planung und dient nur als Hilfsgröße für eine fundiertere Entscheidung. Nur in den beiden markierten Konstellationen kann ein täglicher Mehrwert von 0,03 € bzw. 0,07 € pro Haushalt realisiert werden, da tatsächlich eine andere Entscheidung im Vergleich zur Ein-Tages-Vorausschau getroffen wird. In allen übrigen Konstellationen ergibt sich durch die Zwei-Tages-Vorausschau kein Vorteil gegenüber der Ein-Tages-Vorausschau.

Sommerzenario						
Solare Strahlungsenergie	Anfangsbestände	Solare Strahlungsenergie am ersten Folgetag	Strategie Mindestendbestände in Abhängigkeit der solaren Strahlungsenergie am zweiten Folgetag			
			Niedrig	Mittel	Hoch	
Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig	
		Mittel	Niedrig	Niedrig	Niedrig	
		Hoch	Niedrig	Niedrig	Niedrig	
	Mittel	Mittel	Niedrig	Mittel	Mittel	Mittel
			Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
			Hoch	Mittel	Mittel	Mittel
		Hoch	Niedrig	Mittel	Mittel	Mittel
			Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
			Hoch	Mittel	Mittel	Mittel
Mittel	Niedrig	Niedrig	Mittel	Niedrig	Niedrig	
		Mittel	Mittel	Niedrig	Niedrig	
		Hoch	Niedrig	Niedrig	Niedrig	
	Mittel	Mittel	Niedrig	Mittel	Mittel	Mittel
			Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
			Hoch	Mittel	Mittel	Mittel
		Hoch	Niedrig	Hoch	Hoch	Hoch
			Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
			Hoch	Mittel	Mittel	Mittel
Hoch	Niedrig	Niedrig	Mittel	Mittel	Mittel	
		Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	
		Hoch	Mittel	Mittel	Mittel	
	Mittel	Mittel	Niedrig	Mittel	Mittel	Mittel
			Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
			Hoch	Mittel	Mittel	Mittel
		Hoch	Niedrig	Hoch	Hoch	Hoch
			Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
			Hoch	Mittel	Mittel	Mittel

Abbildung 6.17: Speicherstrategien im Sommerszenario - Zwei-Tages-Vorausschau

In der Konstellation eines Tages mit mittlerer Solareinstrahlung, geringen Anfangsbeständen und der Prognose niedriger bis mittlerer Solareinstrahlung am Folgetag sind in der Ein-Tages-Vorausschau die Energiespeicher am Ende des Tages auf einem niedrigen

Speicherstand zu halten, da Energie nicht in dem Ausmaß verfügbar ist, dass es sinnvoll wäre, für den Folgetag Energie vorzuhalten. Ist die Prognose für den zweiten Folgetag derart, dass eine mittlere bis hohe Solareinstrahlung erwartet wird, so ändert sich an der Entscheidung nichts. Wird jedoch auch für diesen eine geringe Solareinstrahlung prognostiziert, ist es wirtschaftlich effizienter, der geringen Verfügbarkeit von Energie an den Folgetagen entgegenzuwirken und mittlere Mindestendbestände vorzuschreiben. Wie in Abbildung 6.13 zu sehen ist, ist für diese Konstellation in der Ein-Tages-Vorausschau der Mehrwert der Strategie "Niedrig" im Vergleich zur nächstbesten Strategie "Mittel" marginal. In solchen Grenzfällen bietet eine längere Vorausschau dementsprechend die Möglichkeit, die Ausrichtung der Mindestendbestände genauer an die Gegebenheiten anzupassen.

In den anderen Grenzfällen dieses Szenarios ergibt sich durch die Berücksichtigung des zweiten Folgetages jedoch keine Änderung der zu wählenden Strategie. Am Beispiel der Konstellation einer hohen Solareinstrahlung, hoher Anfangsbestände und der Prognose einer mittleren Solareinstrahlung am ersten Folgetag wird dies genauer analysiert. In der Ein-Tages-Vorausschau hat die beste Strategie "Mittel" gegenüber der Strategie "Hoch" einen Mehrwert von nur 0,0196 € pro Tag und Haushalt. Dieser Wert beruht darauf, dass gemäß Formel (6.1) nicht spezifiziert wird, welche Mindestendbestandsstrategie am ersten Folgetag angewandt wird und stattdessen für die Bewertung dieses Tages der Mittelwert über alle drei möglichen Strategien gebildet wird. Ist auf Grundlage dieser Bewertung die Differenz zwischen den Strategien "Mittel" und "Hoch" für den zu planenden Tag gering, wäre zu erwarten, dass die Spezifizierung der Prognose für den zweiten Folgetag die Entscheidung über die zu wählende Strategie in unterschiedliche Richtungen beeinflusst. Im Falle einer prognostizierten niedrigen Solareinstrahlung am zweiten Folgetag wäre somit eine Tendenz zugunsten der Strategie "Hoch" zu erwarten, da bereits am zu planenden, sonnenreichen Tag mehr Energie für die sonnenärmeren Folgetage zu speichern ist. Dieser Effekt zeigt sich in den Ergebnissen jedoch nicht. Dies unterstreicht die Komplexität der Zusammenhänge bei der Verkettung von unterschiedlichen Tagen und zeigt, dass solche strategischen Ausrichtungen nicht intuitiv, sondern analytisch zu bestimmen sind. Für das genannte Beispiel (mit  $u = Hoch, a = Hoch, p1 = Mittel, p2 = Niedrig$ ) wird im Folgenden die Berechnung der Zwei-Tages-Vorausschau gemäß Formel (6.3) erklärend ausgeführt. Dies wird auf die zwei zu vergleichenden Strategien  $e = Mittel$  und  $e = Hoch$  beschränkt. Wird am zu planenden Tag die Strategie "Mittel" gewählt, so liegt der Wert  $\psi_{u=Hoch,a=Hoch,e=Mittel}$  des entsprechenden Standardtages bei 5,30 €.

Wird hingegen im Rahmen der Strategie "Hoch" mehr Energie im Speicher belassen, werden entsprechend geringere Handelsüberschüsse realisiert und für den dazugehörigen Standardtag hat  $\psi_{u=Hoch,a=Hoch,e=Hoch}$  einen Wert von 2,05 €. Die Bewertung beider Folgetage erfolgt auf Basis einer Ein-Tages-Vorausschau ausgehend vom ersten Folgetag, sodass implizit eine vorläufige Strategieauswahl für diesen Tag getroffen wird. Für den Fall der Strategie  $e = Mittel$  beträgt für den Folgetag die beste Strategie  $e_{p1=Mittel,e=Mittel,p2=Niedrig}^{+1} = Mittel$ , im Falle von  $e = Hoch$  beträgt die Folgestrategie hingegen  $e_{p1=Mittel,e=Hoch,p2=Niedrig}^{+1} = Hoch$ . Somit sind für die Bewertung des ersten Folgetages in den jeweiligen Fällen die Standardtage  $\psi_{p1=Mittel,e=Mittel,e^{+1}=Mittel} = 0,60 \text{ €}$  bzw.  $\psi_{p1=Mittel,e=Hoch,e^{+1}=Hoch} = 0,09 \text{ €}$  zu verwenden. Auch der erste Folgetag ist somit zunächst infolge der Strategie "Mittel" höher zu bewerten. In der gemittelten Bewertung des zweiten Folgetages wirken sich die höheren Mindestendbestände positiv aus, sodass sich die entsprechenden Mittelwerte für  $e = Mittel$  auf -2,82 € und für  $e = Hoch$  auf 0,83 € belaufen. In Summe über alle drei Tage ergibt sich für die Strategie "Mittel" dennoch ein höherer erwarteter Handelsüberschuss von 3,08 € im Vergleich zu 2,97 € für die Strategie "Hoch". Die vollständigen Berechnungen sind in Formeln (6.7) und (6.8) aufgeführt.

$$\begin{aligned} \Psi_{Hoch,Hoch,Mittel,Mittel,Niedrig}^{+2} &= \\ &\psi_{Hoch,Hoch,Mittel} + \psi_{Mittel,Mittel,Mittel} + \sum_{e' \in \Omega_e} \frac{\psi_{Niedrig,Mittel,e'}}{|\Omega_e|} = \\ &5,30 \text{ €} + 0,60 \text{ €} + \frac{1,67 \text{ €} - 2,38 \text{ €} - 7,75 \text{ €}}{3} = 3,08 \text{ €} \quad (6.7) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Psi_{Hoch,Hoch,Hoch,Mittel,Niedrig}^{+2} &= \\ &\psi_{Hoch,Hoch,Hoch} + \psi_{Mittel,Hoch,Hoch} + \sum_{e' \in \Omega_e} \frac{\psi_{Niedrig,Hoch,e'}}{|\Omega_e|} = \\ &2,05 \text{ €} + 0,09 \text{ €} + \frac{4,02 \text{ €} + 1,16 \text{ €} - 2,69 \text{ €}}{3} = 2,97 \text{ €} \quad (6.8) \end{aligned}$$

Im Falle des Sommerszenarios ist die Vorteilhaftigkeit einer Zwei-Tages-Vorausschau gegenüber der Ein-Tages-Vorausschau auf Grundlage der obigen Ergebnisse nicht klar zu identifizieren. Der höhere Differenzierungsgrad führt in dieser Fallstudie nur in zwei von 81 Fällen zu einer anderen Entscheidung. Da diese Differenzierung neben den Vorteilen der höheren Genauigkeit auch die Nachteile eines höheren Berechnungsaufwandes und einer größeren Unsicherheit aufgrund der Notwendigkeit von zweitägigen Prognosen

aufweist, kann an dieser Stelle kein klares Urteil getroffen werden, welcher Ansatz in diesem Szenario zu bevorzugen ist. Dies bietet weitere Forschungsmöglichkeiten, um im Rahmen weiterer Anwendungen Vergleiche zwischen beiden Ansätzen vorzunehmen und somit tiefere Einblicke zu bekommen, inwiefern die Berücksichtigung des zweiten Folgetages zu anderen Ergebnissen führen kann als die Ein-Tages-Vorausschau. Insbesondere im Zusammenhang mit einer stärkeren Differenzierung bei der Klassifizierung mit mehr als drei Stufen der Parameter könnten die Vorteile der Zwei-Tages-Vorausschau möglicherweise stärker zum Tragen kommen.

Die Ergebnisse der Zwei-Tages-Vorausschau für das Winterszenario sind in Abbildung 6.18 dargestellt. In vier der 27 Basiskonstellationen (aus der Ein-Tages-Vorausschau) tritt der Fall ein, dass in Abhängigkeit des zweiten Folgetages unterschiedliche Strategien zu wählen sind. Zudem gibt es in 22 von allen 81 betrachteten Konstellationen eine Abweichung der Zwei-Tages-Strategie im Vergleich zur Ein-Tages-Strategie (durch grüne Schrift markiert). Dies zeugt davon, dass im Winterszenario ein effizienter Umgang mit Energiespeichern einer höheren Komplexität unterliegt als im Sommerszenario. Bei Anwendung pauschaler Strategien ergibt sich jeweils ein durchschnittlicher Handelsüberschuss pro Tag und Haushalt von -9,81 €, -9,64 € bzw. -9,80 €. Die angepasste Anwendung der Strategien liefert hingegen ein Ergebnis von -9,59 €. Der entsprechende Wert liegt für die Ein-Tages-Vorausschau bei -9,65 €. Somit zeigt sich, dass die Effizienz des Energiemanagements von EAs durch Anwendung der Zwei-Tages-Vorausschau im Winterszenario weiter verbessern lässt.

Die beschriebenen Fälle, in denen die Zwei-Tages-Vorausschau auffällige Resultate liefert, lassen sich in zwei Arten unterteilen. Zum Einen gibt es die Entscheidungen, die der intuitiven Logik folgen, dass die Prognosen niedriger Temperaturen die Einspeicherung von mehr Energie bewirken als dies bei Prognosen höherer Temperaturen der Fall ist. Zum Anderen gibt es auch Ergebnisse, die im Widerspruch zu dieser Logik stehen. Für beide Fälle werden im Folgenden beispielhafte Ergebnisse erläutert.

In der Konstellation einer mittleren Außentemperatur, niedriger Anfangsbestände und der Prognose einer mittleren Außentemperatur am Folgetag ist die beste Strategie in der Ein-Tages-Vorausschau, mittlere Mindestendbestände vorzugeben. In der Zwei-Tages-Vorausschau hat dies weiterhin Bestand, wenn für den zweiten Folgetag eine niedrige bis mittlere Außentemperatur prognostiziert wird. Wird jedoch eine hohe Außentemperatur prognostiziert, wird "Niedrig" zur besten Strategie. Aufgrund der Erwartung geringer Heizlasten am zweiten Folgetag, für die mithilfe von Energiespeichern vorgesorgt werden

Winterszenario						
Außentemperatur	Anfangsbestände	Außentemperatur am ersten Folgetag	Strategie Mindestendbestände in Abhängigkeit der Außentemperatur am zweiten Folgetag			
			Niedrig	Mittel	Hoch	
Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig	
		Mittel	Niedrig	Niedrig	Niedrig	
		Hoch	Niedrig	Niedrig	Niedrig	
	Mittel	Mittel	Niedrig	Niedrig	Mittel	Niedrig
			Mittel	Hoch	Hoch	Hoch
			Hoch	Mittel	Mittel	Niedrig
	Hoch	Hoch	Niedrig	Mittel	Mittel	Mittel
			Mittel	Hoch	Hoch	Hoch
			Hoch	Mittel	Mittel	Mittel
Mittel	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig	
		Mittel	Mittel	Mittel	Niedrig	
		Hoch	Niedrig	Niedrig	Niedrig	
	Mittel	Mittel	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig
			Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
			Hoch	Niedrig	Niedrig	Niedrig
	Hoch	Hoch	Niedrig	Mittel	Mittel	Mittel
			Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
			Hoch	Mittel	Mittel	Mittel
Hoch	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig	Niedrig	
		Mittel	Mittel	Mittel	Mittel	
		Hoch	Mittel	Mittel	Niedrig	
	Mittel	Mittel	Niedrig	Mittel	Mittel	Mittel
			Mittel	Mittel	Mittel	Mittel
			Hoch	Mittel	Mittel	Mittel
	Hoch	Hoch	Niedrig	Hoch	Hoch	Hoch
			Mittel	Hoch	Hoch	Hoch
			Hoch	Mittel	Mittel	Mittel

Abbildung 6.18: Speicherstrategien im Winterszenario - Zwei-Tages-Vorausschau

könnte, kann dementsprechend bereits am zu planenden Tag mehr von der verfügbaren Energie genutzt werden. Dies entspricht somit einem Fall, in dem quantifiziert werden kann, dass die Berücksichtigung des zweiten Folgetages die Ein-Tages-Strategie in der intuitiv erwartbaren Weise verändert. Dies kann ebenfalls in der Konstellation  $u = Hoch, a = Niedrig, p1 = Hoch$  beobachtet werden. Die Ein-Tages-Strategie lautet in diesem Fall "Niedrig" und bleibt für  $p2 = Hoch$  bestehen. Wird für den zweiten Folgetag hingegen eine mittlere oder niedrige Außentemperatur prognostiziert, sodass höhere Heizlasten zu decken sind, ist am zu planenden Tag bereits mehr Energie für die Folgetage einzuspeichern, sodass die Strategie "Mittel" zu wählen ist.

Darüber hinaus sind in Abbildung 6.18 überraschende Ergebnisse zu beobachten, die sich infolge der Komplexität der Zusammenhänge zwischen den Größen ergeben. So

ist in der Konstellation  $u = \text{Niedrig}, a = \text{Mittel}, p1 = \text{Niedrig}$  für niedrige und hohe prognostizierte Temperaturen am zweiten Folgetag die beste Strategie "Niedrig", für die Zwischenstufe mittlerer Temperaturprognosen ist dies hingegen die Strategie "Mittel". Dies stellt eine Analogie zu dem in Abschnitt 6.2.2 beschriebenen Fall der Ein-Tages-Vorausschau dar, in dem eine hierarchische Inkonsistenz zwischen den Folgetagsprognosen und den entsprechenden auszuwählenden Strategien aufgezeigt wurde. So wäre auch in diesem Fall zu erwarten, dass bei niedrigen Temperaturen am zweiten Folgetag vorausschauend mehr Energie in den Speichern bereitzuhalten sei als bei mittleren Temperaturen. Im Zusammenspiel aller Faktoren zeigt sich jedoch über die Gesamtheit der drei betrachteten Tage, dass der erwartete Handelsüberschuss pro Haushalt  $\Psi_{u=\text{Niedrig}, a=\text{Mittel}, e, p1=\text{Niedrig}, p2=\text{Niedrig}} -41,09 \text{ €}$  beträgt, wenn  $e = \text{Niedrig}$ , und  $-41,32 \text{ €}$ , wenn  $e = \text{Mittel}$ . Zu beachten ist, dass abhängig von  $e$  auch unterschiedliche Entscheidungen über die implizierte Strategie  $e_{p1, e, p2}^{+1}$  des ersten Folgetages gemäß Formel (6.2) getroffen werden. In beiden Fällen ist am ersten Folgetag jeweils dieselbe Strategie  $e^{+1}$  auszuwählen, die am zu planenden Tag ausgewählt wird ( $e$ ), sodass  $e_{p1=\text{Niedrig}, e=\text{Niedrig}, p2=\text{Niedrig}}^{+1} = \text{Niedrig}$  und  $e_{p1=\text{Niedrig}, e=\text{Mittel}, p2=\text{Niedrig}}^{+1} = \text{Mittel}$  gelten. Die Tatsache, dass in Abhängigkeit des zweiten Folgetages unterschiedliche Strategien an beiden Vortagen ausgewählt werden, unterstreicht damit die Sinnhaftigkeit der Zwei-Tages-Vorausschau im Vergleich zur Ein-Tages-Vorausschau, die eine solch differenzierte Betrachtung nicht ermöglicht.

Eine weitere Auffälligkeit in Abbildung 6.18 stellen fünf verschiedene Basiskonstellationen der Ein-Tages-Vorausschau (bestehend aus Umgebungsfaktor  $u$ , Speicheranfangsbeständen  $a$  und der Prognose  $p1$  für den ersten Folgetag) dar, für die jeweils konsistent über alle drei Prognosen  $p2$  des zweiten Folgetages dieselbe beste Strategie identifiziert wird, die jedoch von der entsprechenden Strategie aus der Ein-Tages-Vorausschau abweicht. Dabei handelt es sich in der Abbildung um die Zeilen, in denen jeweils die Einträge der drei rechten Spalten mit grüner Schrift markiert sind. Illustriert wird dies im Folgenden anhand des Beispiels der Konstellation  $u = \text{Hoch}, a = \text{Hoch}, p1 = \text{Mittel}$  mit den zugehörigen Berechnungen, die bei der Ein- und Zwei-Tages-Vorausschau jeweils zu unterschiedlichen besten Strategien führen. Wird nur ein Folgetag berücksichtigt, so ist für diese Konstellation, wie in Abbildung 6.15 zu sehen ist, die Strategie "Mittel" zu bevorzugen. In der Zwei-Tages-Vorausschau wird als bestmögliche Strategie jedoch für alle drei möglichen Ausprägungen des zweiten Folgetages die Strategie "Hoch" identifiziert. Insbesondere im Fall  $p2 = \text{Hoch}$ , also bei hohen Temperaturen und somit geringen Heizlasten am zweiten Folgetag, wäre zu erwarten, dass nicht mehr Energie

für Folgetage gespeichert wird, als dies bei der Ein-Tages-Vorausschau der Fall ist, da in der Bewertung des ersten Folgetages die strategische Ausrichtung der Mindestbestände gemittelt betrachtet wird. So ergibt sich in der Ein-Tages-Vorausschau für die Strategie "Mittel" die in Formel (6.9) folgende Bewertung. Der zu planende Tag mit mittel-vollen Speichern zum Tagesende bringt einen durchschnittlichen Handelsüberschuss pro Haushalt von -2,24 €. Für den Folgetag wird über alle drei möglichen Strategien ein Erwartungswert von -8,42 € bestimmt, sodass über beide Tage hinweg ein Handelsüberschuss von -10,66 € erwartet wird.

$$\begin{aligned} \Psi_{Hoch,Hoch,Mittel,Mittel}^{+1} &= \psi_{Hoch,Hoch,Mittel} + \sum_{e' \in \Omega_e} \frac{\psi_{Mittel,Mittel,e'}}{|\Omega_e|} = \\ &= -2,24 \text{ €} + \frac{-3,21 \text{ €} - 8,61 \text{ €} - 13,44 \text{ €}}{3} = -2,24 \text{ €} - 8,42 \text{ €} = -10,66 \text{ €} \quad (6.9) \end{aligned}$$

In Formel (6.10) wird dem die Ein-Tages-Bewertung der Strategie "Hoch" gegenübergestellt. Es zeigt sich, dass der Mehrwert der vollen Speicher am Folgetag den Mehraufwand am zu planenden Tag nicht kompensieren kann. Für den zu planenden Tag beträgt der erwartete Handelsüberschuss pro Haushalt -6,38 €; für den Folgetag ist der mittlere Erwartungswert über alle drei möglichen Folgestrategien -4,39 €. In Summe über beide Tage ist diese Strategie mit einer Bewertung von -10,77 € in der Ein-Tages-Vorausschau somit um 0,11 € schlechter als die Strategie "Mittel".

$$\begin{aligned} \Psi_{Hoch,Hoch,Hoch,Mittel}^{+1} &= \psi_{Hoch,Hoch,Hoch} + \sum_{e' \in \Omega_e} \frac{\psi_{Mittel,Hoch,e'}}{|\Omega_e|} = \\ &= -6,38 \text{ €} + \frac{-0,40 \text{ €} - 3,97 \text{ €} - 8,81 \text{ €}}{3} = -6,38 \text{ €} - 4,39 \text{ €} = -10,77 \text{ €} \quad (6.10) \end{aligned}$$

Ein Vergleich der Werte der Standardtage als Summanden im Zähler zur Bewertung des Folgetages gibt einen Einblick, wie sich unterschiedliche Strategien am Folgetag auswirken würden. So zeigt sich, dass für  $e = Mittel$  der Mehraufwand höherer Mindestbestände am Folgetag stärker zunimmt als für  $e = Hoch$ . Niedrige Mindestbestände am Folgetag sind infolge der Strategie "Mittel" um  $-3,21 \text{ €} - (-0,40 \text{ €}) = 2,81 \text{ €}$  teurer als dies infolge der Strategie "Hoch" der Fall wäre. Für mittlere oder hohe Mindestbestände am Folgetag erhöht sich diese Differenz auf 4,64 € bzw. 4,63 €. Folglich wird in der Ein-Tages-Vorausschau nicht berücksichtigt, dass die Strategie "Hoch" wirtschaftlich effizienter höhere Speicherbestände am Folgetag realisieren kann, um wiederum für den zweiten Folgetag bessere Voraussetzungen zu schaffen. In der Zwei-Tages-Vorausschau wird dies berücksichtigt und wirkt sich darauf aus, welche Strategie für den Folgetag

vorläufig angenommen wird. Im Folgenden wird für  $p2 = Hoch$ , also für den Fall, in dem die vorausschauende Speicherung von Energie die geringste Bewandnis hat, analysiert, warum abweichend zur Ein-Tages-Vorausschau die Strategie "Hoch" der Strategie "Mittel" vorzuziehen ist. So zeigt sich, dass infolge von  $e = Mittel$  in der Zwei-Tages-Vorausschau der Mehraufwand mittlerer oder hoher Mindestendbestände am ersten Folgetag vermieden wird, sodass  $e_{p1=Mittel,e=Mittel,p2=Hoch}^{+1} = Niedrig$  beträgt und dieser Tag mit dem Erwartungswert von  $-3,21 \text{ €}$  bewertet wird. Dies bringt jedoch ein hohes erwartetes Defizit von  $-11,50 \text{ €}$  am zweiten Folgetag mit sich. Für  $e = Hoch$  wird hingegen der Mehraufwand mittlerer Mindestendbestände am ersten Folgetag mit  $e_{p1=Mittel,e=Hoch,p2=Hoch}^{+1} = Mittel$  in Kauf genommen, sodass dieser Tag mit dem Erwartungswert von  $-3,97 \text{ €}$  bewertet wird, aber dafür größere Einsparungen am zweiten Folgetag ermöglicht. Für diesen gilt somit der mittlere Erwartungswert von  $-6,26 \text{ €}$ . Aufgrund der weiteren Voraussicht ist mit der Strategie "Hoch" über alle drei Tage hinweg ein Mehrwert von  $0,31 \text{ €}$  pro Haushalt im Vergleich zur Strategie "Mittel" zu realisieren. Die vollständigen Berechnungen der entsprechenden Bewertungen sind in Formeln (6.11) und (6.12) dokumentiert.

$$\begin{aligned} \Psi_{Hoch,Hoch,Mittel,Mittel,Hoch}^{+2} &= \\ & \psi_{Hoch,Hoch,Mittel} + \psi_{Mittel,Mittel,Niedrig} + \sum_{e' \in \Omega_e} \frac{\psi_{Hoch,Niedrig,e'}}{|\Omega_e|} = \\ -2,24 \text{ €} - 3,21 \text{ €} + \frac{-6,23 \text{ €} - 11,59 \text{ €} - 16,68 \text{ €}}{3} &= -2,24 \text{ €} - 3,21 \text{ €} - 11,50 \text{ €} = -16,95 \text{ €} \end{aligned} \quad (6.11)$$

$$\begin{aligned} \Psi_{Hoch,Hoch,Hoch,Mittel,Hoch}^{+2} &= \\ & \psi_{Hoch,Hoch,Hoch} + \psi_{Mittel,Hoch,Mittel} + \sum_{e' \in \Omega_e} \frac{\psi_{Hoch,Mittel,e'}}{|\Omega_e|} = \\ -6,38 \text{ €} - 3,97 \text{ €} + \frac{-1,56 \text{ €} - 6,21 \text{ €} - 11,02 \text{ €}}{3} &= -6,38 \text{ €} - 3,97 \text{ €} - 6,26 \text{ €} = -16,61 \text{ €} \end{aligned} \quad (6.12)$$

Im Winterszenario zeigt sich also eine größere Relevanz der vorausschauenden Berücksichtigung des zweiten Folgetages, da die Zusammenhänge zwischen den Auswirkungen verschiedener Speicherstrategien und dem Umgebungsfaktor der Außentemperatur einer höheren Komplexität unterliegen als im Sommerszenario. Unter der Voraussetzung verlässlicher Prognosen für zwei Folgetage sind relevante Effekte zu beobachten, die

bei der Ein-Tages-Vorausschau verborgen bleiben und somit zu einer weniger effizienten Nutzung der Energiespeicher führen. Somit lässt sich feststellen, dass eine analytische Anpassung der Mindestendbestände von Energiespeichern an die Gegebenheiten eines Tages Potential zur Steigerung der Effizienz des Energiemanagements von EAs hat.

Einen alternativen Ansatz für eine vorausschauende Nutzung von Energiespeichern stellt die Möglichkeit der rollierenden Planung dar [72]. Das Grundprinzip dieses Ansatzes ist es, dass mehrere Perioden gleichzeitig geplant werden und sich dieser Planungshorizont kontinuierlich verschiebt, sodass jede Periode mehrfach einer Planung unterzogen wird und jeweils Anpassungen im Vergleich zur vorherigen Planung vorgenommen werden können. Im Hinblick auf das EAM würde dies bedeuten, dass nicht nur der zu planende Tag optimiert wird, sondern zugleich auch ein oder mehrere Folgetage. Dieser Ansatz weist in der Theorie den Vorteil einer höheren Genauigkeit auf, jedoch gibt es dabei verschiedene Einschränkungen zu beachten. Zum Einen erhöht dies erheblich die Rechenzeit, die für ein Optimierungsmodell dieser Komplexität schon bei einem Betrachtungszeitraum von einem Tag ein relevanter Faktor ist. Zum Anderen ist in Frage zu stellen, inwiefern eine solche explizite Planung des Energiemanagements über mehrere Tage sinnvoll ist. Da mit zunehmender Prognoseunsicherheit im Hinblick auf Folgetage die zugehörigen Ergebnisse an Genauigkeit verlieren und die Wahrscheinlichkeit steigt, dass diese im nächsten Zyklus der rollierenden Planung verworfen werden, ist eine solche Feinplanung der Folgetage gegenüber der Grobplanung, wie sie in dieser Arbeit erfolgt, möglicherweise nicht vorteilhaft. Diesen Aspekt zu analysieren und herauszufinden, inwiefern der zusätzliche Rechenaufwand einer mehrtägigen rollierenden Day-Ahead-Planung durch ein signifikant effizienteres Energiemanagement zu rechtfertigen ist, ist in diesem Kontext eine zukünftige Forschungsfrage.

### 6.3 Fairnessanalyse

In diesem Abschnitt wird der Frage nachgegangen, inwieweit das Energiemanagement eines EAs den Aspekt der Fairness zwischen den Haushalten berücksichtigt. Zu diesem Zweck wird auf Grundlage der Ergebnisse aus der Anwendung der Fallstudie in Abschnitt 6.1 (die Ergebnisse aus Abschnitt 6.2 beruhen nur auf ausgewählten Tagen aus der Fallstudie und werden deshalb nicht verwendet) zunächst ausgewertet, in welchem Ausmaß die unterschiedlichen Haushalte von der wirtschaftlichen Effizienz des EAs jeweils profitieren und damit, gemäß der in dieser Arbeit verwendeten Definition der Fairness eines EAs, fair behandelt werden. Im Weiteren wird analysiert, auf welche

Faktoren und auf welche vorhandenen Energieressourcen die beobachteten Differenzen zurückzuführen sind. Diese Analysen werden nur für das Sommerszenario durchgeführt, da sich dieses aufgrund der größeren Zahl von Haushalten besser für Auswertungen hinsichtlich der Fairness zwischen Haushalten eignet.

Das Sommerszenario besteht, wie bereits in Kapitel 5 beschrieben, aus 62 Tagen, für die jeweils das EAM auf einen EA angewandt wird, der 111 Haushalte managt. Abschließend wird konzeptuell auf notwendige Umverteilungsmaßnahmen zugunsten einer verbesserten Fairness eingegangen.

### 6.3.1 Verteilung der Handelsüberschüsse

Die Notwendigkeit einer Fairnessanalyse in Bezug auf das EAM begründet sich darin, dass die Zielfunktion des Modells den gemeinschaftlichen Handelsüberschuss der aggregierten Haushalte optimiert. Dies bedeutet jedoch nicht zwangsläufig, dass für die einzelnen Haushalte die jeweils optimalen Handelsüberschüsse realisiert werden. Da ein EA seine Haushalte durch internen Handel aneinander koppelt, ist es möglich, dass die gemeinschaftliche Optimierung manche Haushalte auf Kosten anderer Haushalte bevorteilt. Da es eine elementare Voraussetzung für das Konzept von EAs ist, dass die Haushalte die Bereitschaft haben, sich daran zu beteiligen und ihre Energieressourcen zur Verfügung stellen, um einen wirtschaftlichen Mehrwert zu erlangen, ist das Energiemanagement eines EAs als fair zu betrachten, wenn die individuellen Handelsüberschüsse aller Haushalte mindestens so hoch sind wie die Handelsüberschüsse, die sie ohne den internen Handel erzielen könnten. Die Beteiligung am internen Handel darf für Haushalte also nicht nachteilig sein. Eine Fairnessanalyse weist jedoch die Komplexität auf, dass die Haushalte durch ihre individuellen Verhaltensmuster und die verschiedenen Zusammenstellungen ihrer Energieressourcen unterschiedliche Potentiale für effizientes Energiemanagement aufweisen. Dies muss in der Analyse berücksichtigt werden, da Ungleichheiten in den Haushalts-Handelsüberschüssen nicht zwangsläufig auf mangelnde Fairness, sondern möglicherweise auf solche Potentialunterschiede zurückzuführen sind. Insbesondere ist es im Sinne der obigen Definition fair, wenn Haushalte, die der Gemeinschaft Flexibilitätspotential zur Verfügung stellen, dafür monetär belohnt werden.

Als Anhaltspunkt für eine Fairnessanalyse muss zunächst festgestellt werden, inwieweit in den einzelnen Optimierungsinstanzen die Spanne der realisierten Handelsüberschüsse der Haushalte auseinandergeht. Als Grundlage für diese Analyse werden zur Be-

schreibung der Verteilungen der Handelsüberschüsse jeweils fünf Kennzahlen bestimmt. Dabei handelt es sich um den minimalen und den maximalen Wert, sowie um die drei Quartile Q1, Q2 und Q3, die jeweils die 25-, 50- und 75 %-Quantile beschreiben. In Abbildung 6.19 sind diese fünf Werte jeweils für jeden Tag dargestellt und repräsentieren somit, wie die Handelsüberschüsse der 111 Haushalte am jeweiligen Tag verteilt sind. Dabei werden die Tage der Übersichtlichkeit halber nach dem Median Q2 aufsteigend sortiert.

Aus den Verläufen der fünf Verteilungs-Kennzahlen ist zunächst die Schlussfolgerung zu ziehen, dass es klare qualitative Unterschiede zwischen den 62 Tagen im Hinblick auf die erzielten Handelsüberschüsse gibt. So ist an dem Tag mit dem geringsten Potential (Tag 1 in Abbildung 6.19) der Median der Haushalts-Handelsüberschüsse bei -0,61 € und das Maximum liegt bei 4,56 €. Dieser Wert ist jedoch deutlich kleiner als der Median (6,12 €) der Haushalts-Handelsüberschüsse an dem Tag mit dem höchsten Potential (Tag 62). Somit haben an Tag 62 die oberen 50 % der Haushalte einen klar höheren Handelsüberschuss als der profitabelste Haushalt an Tag 1. Der Maximalwert an Tag 62 beläuft sich hingegen sogar auf 19,81 €. Wie später folgende Analysen zeigen werden, ist ein maßgeblicher Einflussfaktor für das Potential der Tage die solare Einstrahlung. Je stärker die Sonneneinstrahlung eines Tages ist und je mehr kostenlose PV-Energie den Haushalten somit zur Verfügung steht, desto höher sind im Allgemeinen die erzielten Handelsüberschüsse.

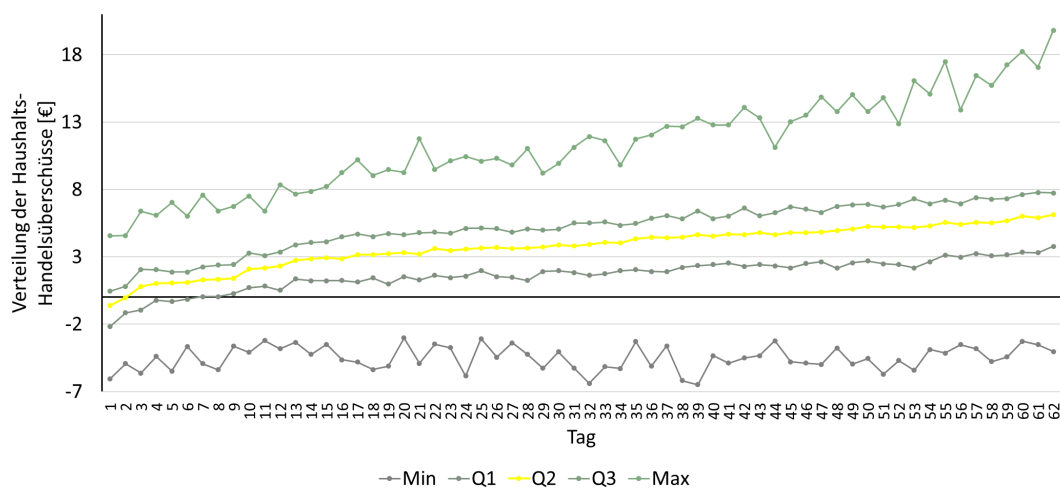


Abbildung 6.19: Verteilungen der Haushalts-Handelsüberschüsse je Tag - Sommer-szenario

Die Verläufe der Kennzahlen über alle 62 Tage zeigen unterschiedliche Muster auf. So

steigen die Q1-, Q3- und Maximalwerte der Haushalts-Handelsüberschüsse im Verlauf von Tag 1 bis Tag 62 in ähnlicher Weise wie die Q2-Werte, die für die Sortierung der Tage maßgeblich sind. Dies spiegelt sich in den Korrelationskoeffizienten zwischen Q2 und der jeweils anderen Kennzahl wider (0,98 für Q1, 0,99 für Q3, 0,94 für das Maximum). Zwischen Q2 und dem Minimum ist in Abbildung 6.19 jedoch kein klarer Zusammenhang ersichtlich. Dementsprechend beträgt der zugehörige Korrelationskoeffizient 0,13. Es gibt zwar Schwankungen innerhalb der Menge der Minimalwerte, diese korrespondieren aber nicht mit dem Verlauf der anderen vier Verteilungs-Kennzahlen. Die unterschiedlichen Potentiale der jeweiligen Tage können bei den Haushalten folglich in unterschiedlichem Ausmaß ausgenutzt werden. Während die oberen 75 % der Haushalte eines jeweiligen Tages annähernd gleichsinnig ihre Handelsüberschüsse erhöhen können, je höher das Potential eines Tages ist, wird der jeweils unprofitabelste Haushalt eines Tages davon nicht beeinflusst. Worauf sich die Unterschiede zwischen den Haushalten zurückführen lassen, wird in den folgenden Auswertungen dieses Unterkapitels analysiert.

Um zunächst einen Einblick zu bekommen, inwieweit die aufgezeigten Potentialunterschiede zwischen den Haushalten auf bestimmte Eigenschaften zurückzuführen sind, werden in Abbildung 6.20 die Verteilungen der 62 Tages-Handelsüberschüsse für alle 111 Haushalte separat dargestellt. Die Haushalte sind nach der Größe von Q2 aufsteigend sortiert. In der Grafik sind deutliche qualitative Unterschiede zwischen Haushalten zu erkennen. So gibt es auf der einen Seite Haushalte, deren Handelsüberschüsse an allen 62 Tagen negativ sind, auf der anderen Seite gibt es Haushalte mit ausschließlich positiven Handelsüberschüssen. Dabei gehen die Größenordnungen der erzielten Tages-Handelsüberschüsse weit auseinander. Die profitabelsten Haushalte erzielen an ihren Median-Tagen Handelsüberschüsse in Höhe von etwa 10 €. Hingegen liegt für den Großteil der 111 Haushalte (und sogar für die Mehrheit der Haushalte mit einem positivem Median) sogar der Maximalwert unterhalb von 10 €.

Die beobachteten qualitativen Unterschiede zwischen den Haushalten sind noch kein Indikator für eine mangelhafte Fairness des EAs. Da die Haushalte große Unterschiede hinsichtlich ihrer Dimensionierungen und verfügbaren Energieressourcen aufweisen, sind grundsätzliche Unterschiede in den Handelsüberschüssen zu erwarten. Dies wird im Weiteren genauer betrachtet. Kritisch sind jedoch die teilweise auftretenden Peaks in den Verläufen der Minimal- und Maximalwerte in Abbildung 6.20. Diese deuten an, dass einzelne Haushalte an bestimmten Tagen Handelsüberschüsse erzielen, die im Verhältnis zu ihrem grundsätzlichen Potential ungewöhnlich hoch oder niedrig sind.

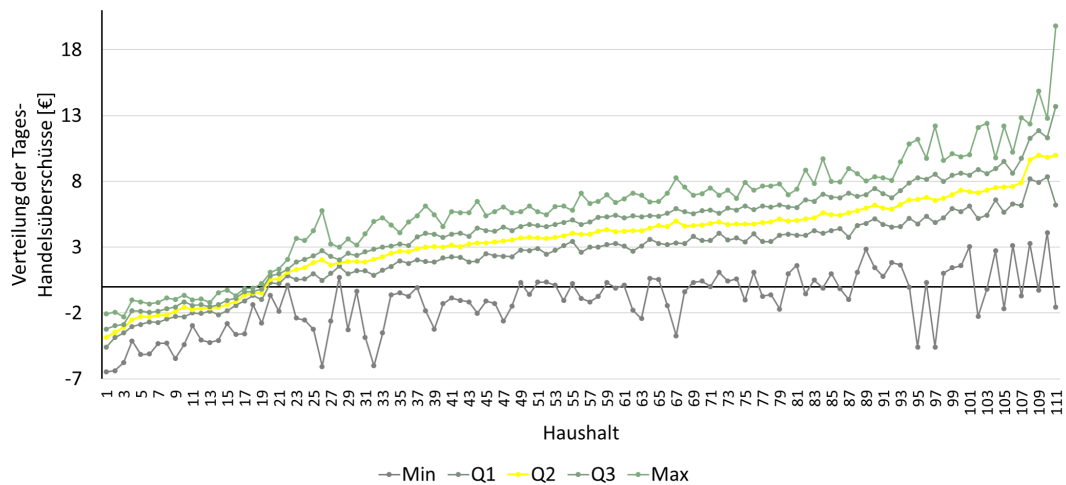


Abbildung 6.20: Verteilungen der Tages-Handelsüberschüsse je Haushalt - Sommer-szenario

Solche Extremfälle werden ebenfalls im Laufe der folgenden Analysen beleuchtet, um festzustellen, inwieweit ungewöhnlich hohe oder niedrige Handelsüberschüsse auf Kosten oder zugunsten anderer Haushalte entstehen.

Da die obigen Auswertungen die Annahme grundsätzlicher Unterschiede in den Potentialen der Haushalte für effizientes Energiemanagement bestätigen, werden Referenzwerte benötigt, die auf das jeweilige Potential schließen lassen. Zu diesem Zweck werden die in Abschnitt 5.3 vorgestellten Konfigurationen erneut herangezogen. Die oben dargestellten Ergebnisse entsprechen einem voll funktionsfähigen EA in der Konfiguration C1. Im Folgenden werden zudem die Ergebnisse der Konfiguration C2 (EA ohne die Möglichkeit internen Handels) betrachtet, um zu analysieren, inwieweit die Haushalte vom internen Handel profitieren. Ist der Haushalts-Handelsüberschuss an einem spezifischen Tag in C2 höher als in C1, so bedeutet dies, dass dieser Haushalt bessergestellt wäre, wenn er nicht für internen Handel zur Verfügung stünde. Die Flexibilität wird in diesem Fall somit zum Vorteil der Gemeinschaft genutzt, aber zum Nachteil des einzelnen Haushaltes. Im umgekehrten Fall bedeutet ein höherer Tages-Handelsüberschuss in C1, dass der jeweilige Haushalt ein Profiteur der gemeinschaftlichen Optimierung ist und ihm durch den internen Handel wirtschaftlich effizienteres Energiemanagement ermöglicht wird.

In Abbildung 6.21 erfolgt der entsprechende Vergleich der Haushalts-Handelsüberschüsse pro Tag zwischen C1 und C2. Auffällig ist, dass Unterschiede nur in manchen Bereichen

auftreten. Der Verlauf des Medians, von Q1 und von Q3 ist in beiden Konfigurationen nahezu identisch. Unterschiede hinsichtlich der Maximalwerte treten nur etwa in der oberen Hälfte der Tage mit höheren Handelsüberschüssen auf. In C1 können diese Haushalte höhere Handelsüberschüsse in einer Größenordnung von bis zu 1,70 € pro Tag erzielen. Dies bedeutet, dass für Haushalte mit einem hohem Potential der interne Handel insbesondere dann einen Mehrwert bringt, wenn es sich um sonnenreiche Tage mit einem ebenfalls hohen Potential handelt. Die Betrachtung der Minimalwerte offenbart hingegen Unterschiede in der Größenordnung von bis zu 2,40 € pro Tag und Haushalt. Über alle Tage lässt sich somit beobachten, dass insbesondere die Haushalte, die ein grundsätzlich geringes wirtschaftliches Potential haben, die größten Profiteure des internen Handels sind. Während im Bereich der "oberen" Tage sowohl die Haushalte mit geringem als auch mit hohem Potential gemeinsam vom internen Handel profitieren, beschränken sich die Mehrwerte im Bereich der "unteren" Tage überwiegend auf die Haushalte mit geringem Potential. Dies ist hinsichtlich der Fairness eine kritische Erkenntnis, da in diesen Fällen der interne Handel einseitig vorteilhaft zu sein scheint.

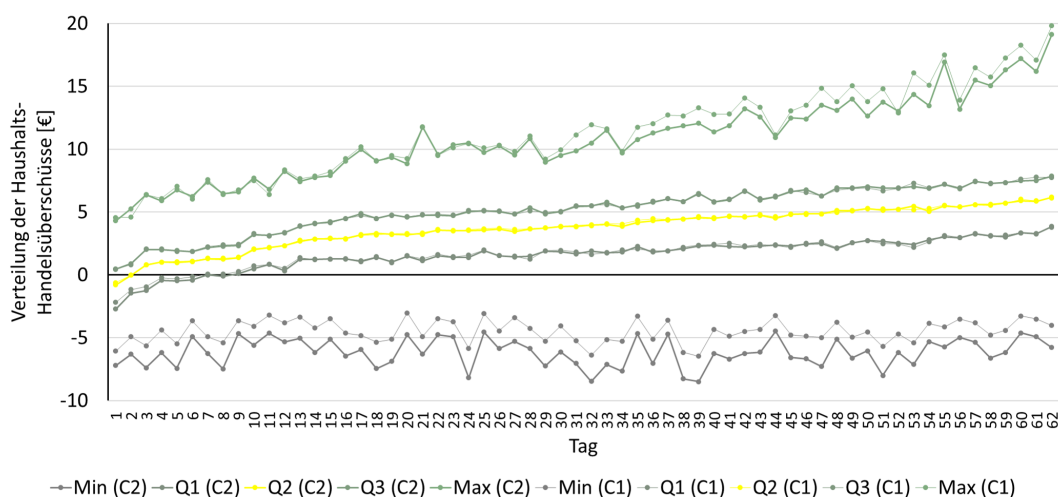


Abbildung 6.21: Verteilungen der Haushalts-Handelsüberschüsse je Tag für Konfigurationen C1 und C2 - Sommerszenario

Für eine differenziertere Betrachtung werden zudem die Tages-Handelsüberschüsse je Haushalt in Konfiguration C1 aus Abbildung 6.20 denen aus Konfiguration C2 gegenübergestellt. Der Vergleich ist Abbildung 6.22 zu entnehmen. Diese Analyse bestätigt, dass für die im Allgemeinen weniger profitablen Haushalte im linken Teil der Grafik die Unterschiede zwischen C1 und C2 groß sind und sie folglich vom internen Handel profitieren. Dies lässt sich, analog zu den Analysen bezüglich Abbildung 6.21, auf die

Gesamtheit der Tage in der Fallstudie übertragen, da die gesamten Verteilungen dieser Haushalte eine Differenz zwischen C1 und C2 aufweisen. Folglich profitieren diese Haushalte unabhängig von den äußeren Umständen grundsätzlich von der Flexibilität anderer Haushalte.

Auf der anderen Seite schwinden die Differenzen für die im Allgemeinen profitableren Haushalte im mittleren und rechten Bereich der Grafik zunehmend, da in dem Bereich kaum Abweichungen zwischen den C1- und C2-Graphen zu beobachten sind. Kleine Mehrwerte durch internen Handel sind dort nur punktuell ersichtlich. Der oben beschriebene Effekt, dass Haushalte mit hohem Potential insbesondere an den profitablen, sonnenreichen Tagen vom internen Handel profitieren, lässt sich jedoch in Abbildung 6.22 nicht beobachten. Dies deutet auf eine zusätzliche Ungleichheit in der Handelsüberschussverteilung zwischen den Haushalten hin, die in Einzelfällen auftritt und überwiegend die Haushalte bevorteilt, die ein geringes Potential haben. Haushalte mit einem mittleren bis hohem Potential erlangen durch den internen Handel dementsprechend kaum wirtschaftliche Vorteile. In den folgenden Analysen wird dieser Zusammenhang weiter vertieft und in Beziehung zu den verschiedenen Arten von Energieressourcen gestellt.

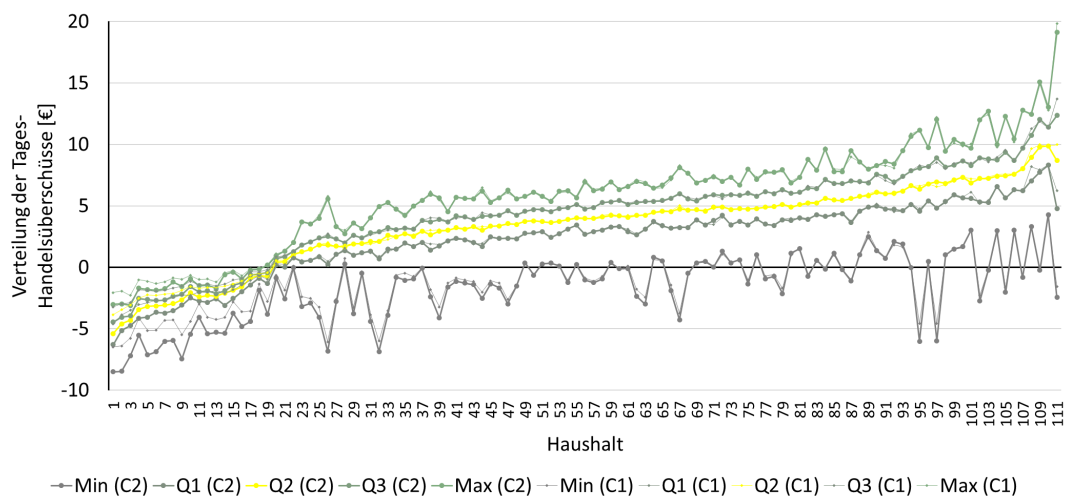


Abbildung 6.22: Verteilungen der Tages-Handelsüberschüsse je Haushalt für Konfigurationen C1 und C2 - Sommerszenario

Aus den obigen Analysen lassen sich drei zentrale Erkenntnisse ableiten. Erstens, dass die Erwartung grundsätzlicher Unterschiede hinsichtlich des wirtschaftlichen Potentials der Haushalte, die sich in den erzielten Handelsüberschüssen widerspiegeln, bestätigt wird. Zweitens, dass die im Vergleich zwischen C1 und C2 identifizierten Mehrwerte

durch internen Handel nicht bei allen Haushalten realisiert werden, sondern hauptsächlich die Haushalte mit einem geringen Potential bevorzugen. Dies deutet auf ein Problem in der Fairness des EAs hin. Drittens, dass abweichende Einzelfälle auftreten, die einer gesonderten Betrachtung bedürfen. Im Folgenden wird ausgewertet, inwieweit sich sowohl die Potentialunterschiede als auch die Bevorzugung und Benachteiligung durch internen Handel auf bestimmte Eigenschaften zurückführen lassen. Zudem werden die erwähnten Einzelfälle betrachtet und analysiert.

### 6.3.2 Verteilung der Beiträge von PV-Anlagen und der Grundlast

In den folgenden Analysen wird der Median der Tages-Handelsüberschüsse in der Konfiguration C1 als Indikator für das wirtschaftliche Potential eines Haushaltes genutzt. Ein wesentlicher Einflussfaktor für die Profitabilität eines Haushaltes ist das Vorhandensein einer PV-Anlage und ihre Peakleistung. Dies zeigt sich darin, dass zwischen dem Median der Tages-Handelsüberschüsse und der PV-Peakleistung eine starke positive Korrelation mit einem Bestimmtheitsmaß von ca. 72,12 % vorliegt. In Abbildung 6.23 ist zu erkennen, dass das Vorhandensein einer PV-Anlage das Potential signifikant erhöht. Die 23 Haushalte ohne PV-Anlage nehmen in der Rangfolge des Handelsüberschusspotentials aller 111 Haushalte die letzten 22 Plätze, sowie den 28.-letzten Platz ein. Bei Betrachtung der 88 Haushalte mit PV-Anlage lässt sich darüber hinaus feststellen, dass größere Anlagen mit höheren Handelsüberschüssen positiv korrelieren. Dieser Zusammenhang ist logisch erklärbar und erwartbar, jedoch offenbaren die Schwankungen des Graphen in Abbildung 6.23, dass es weitere wichtige Einflussfaktoren gibt.

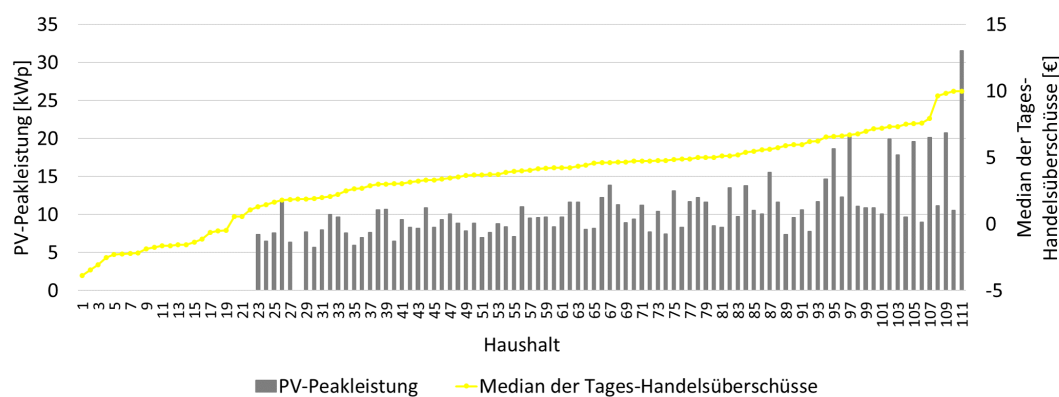


Abbildung 6.23: Zusammenhang zwischen PV-Peakleistung und Haushaltsprofitabilität in C1 - Sommerszenario

Dass Haushalte mit (großen) PV-Anlagen tendenziell höhere Handelsüberschüsse erzielen als Haushalte ohne bzw. mit kleineren Anlagen, kann als Erfüllung einer notwendigen Bedingung für einen fairen Umgang mit verfügbarer PV-Energie betrachtet werden, da diese Haushalte der Gemeinschaft eigens erzeugte Energie zur Verfügung stellen, die monetarisiert wird. Darüber hinaus ist jedoch die Frage relevant, inwieweit die erzeugenden Haushalte selbst an dem Mehrwert durch internen Handel teilhaben, der sich im Vergleich der Konfigurationen C1 und C2 zeigt. In Abbildung 6.24 ist eine schwache negative Korrelation zwischen der PV-Peakleistung und dem Mehrwert durch internen Handel mit einem Bestimmtheitsmaß von ca. 16,24 % ersichtlich. Somit profitieren im Allgemeinen die Haushalte mit kleineren PV-Anlagen tendenziell stärker vom internen Handel. Grafisch ist insbesondere zu erkennen, dass Haushalte, die gar keine PV-Anlage besitzen (d.h. mit einer PV-Peakleistung von 0 kWp) für diesen Zusammenhang verantwortlich sind, da sie mehrheitlich große Mehrwerte im Vergleich zu den Haushalten mit PV-Anlagen realisieren.

Zudem ist zu beobachten, dass die Haushalte ohne PV-Anlagen ausnahmslos positive Mehrwerte generieren, wohingegen viele PV-Haushalte negative Mehrwerte aufweisen. Dies bedeutet, dass diese Haushalte durch internen Handel finanziell schlechter gestellt sind, als sie es in der Konfiguration C2 ohne internen Handel wären. Die internen Handelsentscheidungen des EAs nehmen somit teilweise in Kauf, dass einzelne Haushalte zum Vorteil anderer Haushalte ausgebeutet werden.

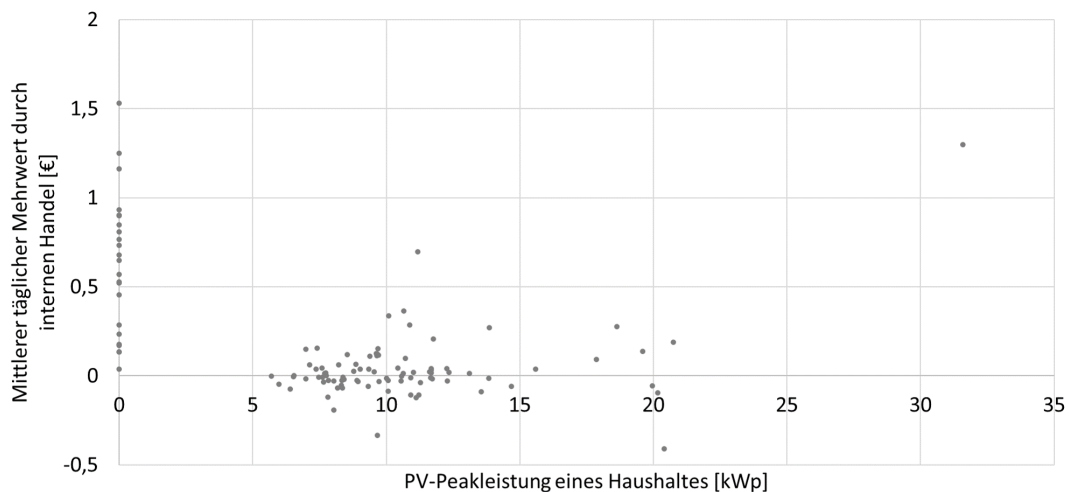


Abbildung 6.24: Mittlerer täglicher Mehrwert durch internen Handel in Abhängigkeit der PV-Peakleistung - Sommerszenario

Diese Erkenntnisse sind als Indikator für mangelnde Fairness zu betrachten, da nicht

für alle Haushalte durch den vom EA initiierten internen Handel Mehrwerte entstehen. Unter diesen Umständen wäre es für viele der 111 Haushalte nicht sinnvoll, sich an der Gemeinschaft des EAs zu beteiligen bzw. ihre Ressourcen vollumfänglich zur Verfügung zu stellen. Problematisch ist nicht nur, dass in Abbildung 6.24 negative Mehrwerte vorliegen, sondern auch, dass das Ausmaß der positiven Mehrwerte starke Schwankungen aufweist. Während einige Haushalte durchschnittliche tägliche Mehrwerte im Bereich von 0,50 € bis 1,50 € erzielen, liegen die entsprechenden Werte für viele andere Haushalte zwar im positiven Bereich, aber unterhalb von 0,10 €. Aufgrund der unterschiedlichen Potentiale der Haushalte ist jedoch eine Gleichverteilung der Mehrwerte auch nicht als fair zu betrachten, da die Haushalte, die der Gemeinschaft einen höheren Wertbeitrag liefern, normativ absolut stärker profitieren sollten. Dass die Bereitstellung von Energieressourcen für die Gemeinschaft eines EAs mit erhöhten Mehrwerten belohnt wird, ist relevant, damit ein entsprechender Anreiz für die Haushalte besteht. Im Hinblick auf die Verfügbarkeit von PV-Anlagen ist dies nicht erfüllt, weil die zur Verfügung gestellte PV-Energie nicht adäquat belohnt wird. Da die PV-Peakleistung nur ein Teil des komplexen Geflechts von interdependenten Energieressourcen ist, die das wirtschaftliche Potential eines Haushaltes determinieren, werden im Folgenden weitere Analysen durchgeführt, um zu untersuchen, inwieweit Haushalte tatsächlich für ihre Beiträge belohnt werden.

Hinsichtlich der Grundlast von Haushalten wäre zu erwarten, dass ein negativer Zusammenhang mit dem wirtschaftlichen Potential vorliegt, da eine höhere Grundlast einen höheren zu deckenden Energiebedarf darstellt, der Kosten verursacht. Es zeigt sich jedoch, dass ein positiver Zusammenhang vorliegt, wenn auch nur in schwacher Form mit einem Bestimmtheitsmaß von ca. 8,59 %. Dies ist damit zu erklären, dass sich in der Parametrierung der Haushalte ein positiver Zusammenhang zwischen Grundlast und PV-Peakleistung ergibt (Bestimmtheitsmaß: ca. 31,59 %), da größere Haushalte mit einem höheren Energiebedarf tendenziell größere PV-Anlagen besitzen. Da im Sommerszenario durch die Solareinstrahlung viele Energieüberschüsse generiert werden, überwiegt somit insgesamt der positive Handelsüberschusseinfluss der PV-Peakleistung den negativen Einfluss der Grundlast, sodass bei einer isolierten statistischen Betrachtung der Grundlasten die positive Korrelation mit Handelsüberschüssen zu verzeichnen ist. Im Hinblick auf die Mehrwerte durch internen Handel lässt sich nur ein schwacher positiver Zusammenhang mit der Höhe der Grundlast ermitteln, der besagt, dass diese Größen nahezu unabhängig voneinander sind (Bestimmtheitsmaß: ca. 5,37 %). Bei einem idealen, fairen EA, der seine Haushalte dafür belohnt, dass sie der Gemeinschaft einen Nutzen bringen, wäre tendenziell eine negative Korrelation zwischen dem

Mehrwert und der Grundlast zu erwarten, da die Grundlast ein inflexibler Verbrauch ist, der die Flexibilität anderer Energieressourcen beanspruchen kann. Demzufolge ist die oben beschriebene schwache positive Korrelation hinsichtlich der Fairness des EAs als problematisch zu betrachten.

### 6.3.3 Verteilung der Beiträge von BS-Systemen

Im Weiteren wird analysiert, welchen Einfluss BS-Systeme auf die Profitabilität der besitzenden Haushalte haben. Zwischen der Kapazität eines BS-Systems und dem Median des Tages-Handelsüberschusses besteht ein mittelstarker, positiver statistischer Zusammenhang mit einem Bestimmtheitsmaß von ca. 23,69 %. Werden in der Auswertung aus Abbildung 6.23 zusätzlich die Werte der BS-Kapazitäten abgetragen (s. Abbildung 6.25), so wird der Hintergrund dieses positiven Zusammenhangs ersichtlich. Analog zu den obigen Erläuterungen zum Einfluss der Grundlast ist auch hier ein Zusammenhang in der Datenstruktur zu erkennen, da die 22 unprofitabelsten Haushalte, die keine PV-Anlagen besitzen, ebenfalls keine BS-Systeme besitzen. Im Verlauf der weiteren Haushalte ist kein klarer Zusammenhang zwischen der Speicherkapazität und der Profitabilität ersichtlich. So ist zu schlussfolgern, dass das Vorhandensein eines BS-Systems insgesamt positiv mit dem wirtschaftlichen Potential eines Haushaltes korreliert, aber dass dies wiederum auf das Vorhandensein einer PV-Anlage zurückzuführen ist.

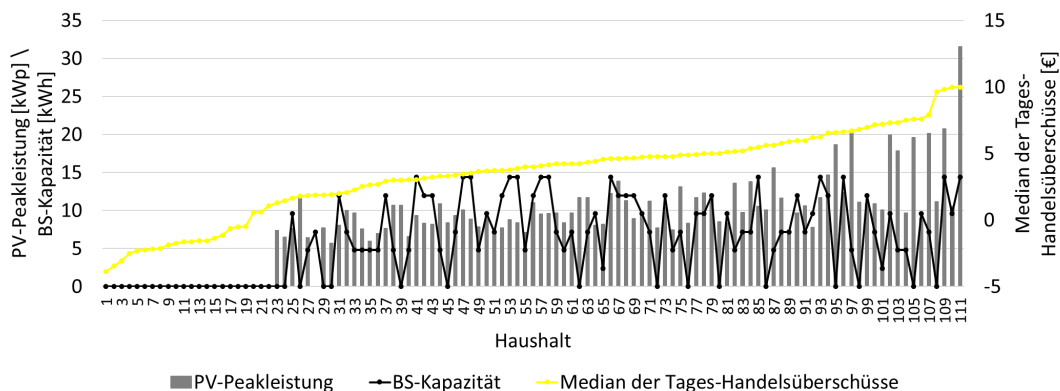


Abbildung 6.25: Zusammenhang zwischen BS-Kapazität, PV-Peakleistung und Haushaltsprofitabilität in C1 - Sommerszenario

Die Erkenntnis, dass Haushalte keinen signifikanten Mehrwert durch den Besitz eines BS-Systems erzielen, ist ein weiterer Indikator für mangelnde Fairness in den Entscheidungen des EAs. In Abschnitt 6.1 wurde gezeigt, dass Energiespeicher grundsätzlich zur

Profitabilität der Energiegemeinschaft beitragen. Dass aber die besitzenden Haushalte nicht die Profiteure dessen sind, zeigt, dass in den Ergebnissen des EAM die Flexibilität der BS-Systeme überwiegend zum Vorteil anderer Haushalte in der Gemeinschaft eingesetzt wird. Dies wird durch die Analyse des Zusammenhangs zwischen BS-Kapazität und dem Mehrwert infolge internen Handels bestätigt. Die negative Korrelation mit einem Bestimmtheitsmaß von ca. 17,69 % bedeutet, dass Haushalte umso weniger vom internen Handel profitieren, je größer ihr BS-System ist. Veranschaulicht wird dies mithilfe von Abbildung 6.26. Zu sehen ist, dass die Profiteure des internen Handels überwiegend in der Menge der Haushalte ohne BS-Systeme zu finden sind. Für die Haushalte mit BS-Systemen gibt es wiederum in dieser Form kaum Anreize, einen EA über ihre Speicherflexibilität verfügen zu lassen, da sie mehrheitlich in Konfiguration C1 keine signifikant höheren Handelsüberschüsse realisieren als in C2 und in vielen Fällen sogar geringe negative Mehrwerte aufweisen und somit durch internen Handel ausgebeutet werden.

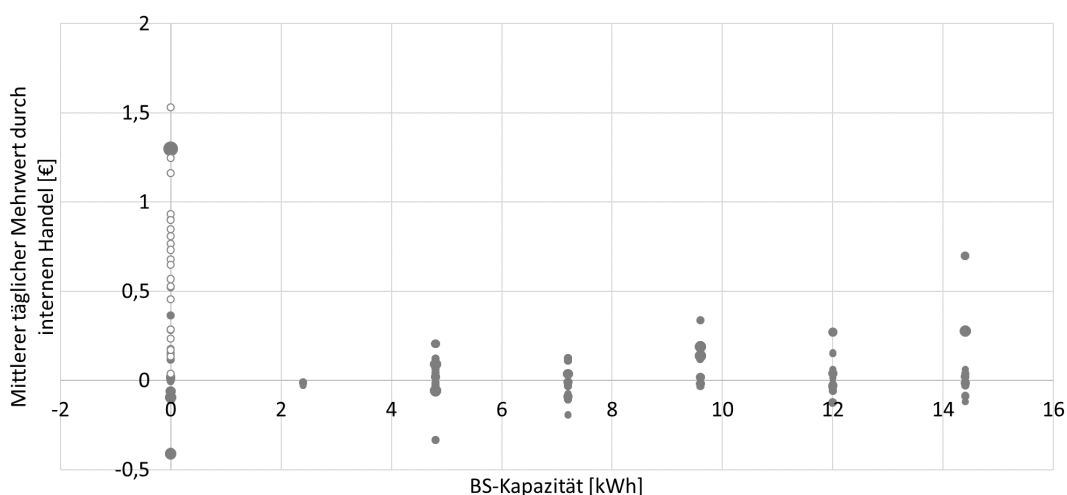


Abbildung 6.26: Mittlerer täglicher Mehrwert in C1 gegenüber C2 durch internen Handel in Abhängigkeit der BS-Kapazität - Sommerszenario (Blasengröße repräsentiert PV-Peakleistung - leere Blase: Haushalt ohne PV-Anlage)

Auffällig ist in der Grafik zudem, dass sich innerhalb der Menge der Haushalte ohne BSs das Vorhandensein einer PV-Anlage tendenziell negativ auf die Profitabilität internen Handels auswirkt. Die Haushalte mit PV-Anlage, aber ohne BS-System, befinden sich überwiegend im unteren Bereich der geringen oder sogar negativen Mehrwerte. Daraus ist abzuleiten, dass sich die oben festgestellte Bevorteilung der Haushalte ohne BS-Systeme insbesondere bei den Haushalten zeigt, die zudem auch keine eigene

Erzeugungsanlage besitzen. Somit sind im Allgemeinen die Haushalte, die den größten Mehrwert aus internem Handel ziehen, diejenigen, die weder die Flexibilität eines Speichers, noch die eigenerzeugte Energie einer PV-Anlage besitzen. Ein erwähnenswerter Einzelfall ist der in Abbildung 6.26 oben links erkennbare Haushalt 111 ohne BS-System, aber mit großer PV-Anlage, der einen hohen durchschnittlichen Mehrwert von ca. 1,30 € durch internen Handel realisiert. Dieser Haushalt verfügt über die größte PV-Anlage in der Fallstudie mit einer Peakleistung von ca. 31,58 kWp und besitzt weder ein BS-System, noch ein EV. Somit verfügt er über eine große Menge überschüssiger Energie, aber keinerlei Flexibilität. Dies erklärt die Ausnahmestellung von Haushalt 111, die auch in Abbildung 6.24 ersichtlich ist, da er dort trotz Vorhandensein einer PV-Anlage der zweitgrößte Profiteur internen Handels ist. Da die erzeugten Energieüberschüsse mangels vorhandener Energiespeicher nicht beim Erzeuger gespeichert werden können, werden große Teile dessen unmittelbar intern verkauft, ohne dass der Zeitpunkt des Verkaufs im Sinne der Energiegemeinschaft optimiert werden kann. Dieser Einzelfall weist somit auch auf einen unfairen Umgang des EAs mit Energiespeichern im internen Handel hin, da inflexible Haushalte auf Kosten flexibler Haushalte profitieren und die zur Verfügung gestellte Flexibilität dementsprechend nicht ausreichend belohnt wird.

#### 6.3.4 Verteilung der Beiträge von EV-Speichern

Zusätzlich zu den Speicherkapazitäten der BS-Systeme werden im Folgenden die Zusammenhänge bezüglich der EV-Speicher analysiert. Diese Zusammenhänge unterliegen einer größeren Komplexität, da nicht nur bis zu drei EVs mit jeweils unterschiedlich Kapazitäten bei den Haushalten vorhanden sein können, sondern da durch die Unterschiede in den Anfangsbeständen, in den Energiebedarfen infolge der Fahrbedarfe, und in den zeitlichen Verfügbarkeiten weitere relevante Einflussfaktoren hinzukommen. Aus dem Zusammenspiel der vorhandenen Anfangsbestände, den vorgegebenen Mindestbeständen und dem Fahrbedarf lässt sich für jedes individuelle EV eine Menge frei verfügbarer Energie bestimmen. Diese Menge kann sowohl positiv sein, wenn EV-Energie zur Verfügung steht, oder negativ, wenn ein EV in Summe Energie zugeführt bekommen muss. Werden diese EV-spezifischen Mengen wiederum pro Haushalt für alle zugehörigen EVs kumuliert, so ergeben sich daraus erhebliche Unterschiede im Potential für die jeweiligen Haushalte. Die Spanne der entsprechenden Werte je Haushalt reicht von 48,412 kWh bis zu -13,59 kWh im Tagesmittel. Es ist zu beachten, dass solche extremen Differenzen auf lange Sicht nicht realistisch sind und an dieser Stelle nur durch die Unabhängigkeit der optimierten Tage ohne vorausschauende Speicher-

nutzung zustande kommen können. So ist es nicht realistisch, dass dasselbe EV an aufeinanderfolgenden Tagen eine große Menge frei verfügbare Energie hat, da es dafür notwendig wäre, Energie für einen Folgetag im Speicher zu belassen. Für die Validität der folgenden Analysen hat dies jedoch keine Relevanz. Der Zusammenhang zwischen der frei verfügbaren EV-Energie und dem Median der Tages-Handelsüberschüsse ist in Abbildung 6.27 dargestellt. Darin ist eine klare positive Korrelation zu erkennen. Ersichtlich ist dabei jedoch zudem der Einfluss von PV-Anlagen, die eine zusätzliche Quelle frei verfügbarer Energie darstellen. Bei einer Unterteilung in Haushalte mit und ohne PV-Anlage ergibt sich zwischen der frei verfügbaren EV-Energie und der Profitabilität jeweils ein starker, positiver Zusammenhang (Bestimmtheitsmaße: ca. 42,35 % für Haushalte mit PV-Anlagen, 77,67 % für Haushalte ohne PV-Anlagen). Das bedeutet, dass Haushalte die bereits vorhandene Energie gewinnbringend einsetzen. Um zu analysieren, inwieweit die Haushalte, die diese Energiemengen zur Verfügung stellen, vom EA dafür belohnt werden, muss darüber hinaus betrachtet werden, welcher Zusammenhang zwischen frei verfügbarer EV-Energie und dem aus internem Handel generierten Mehrwert besteht.

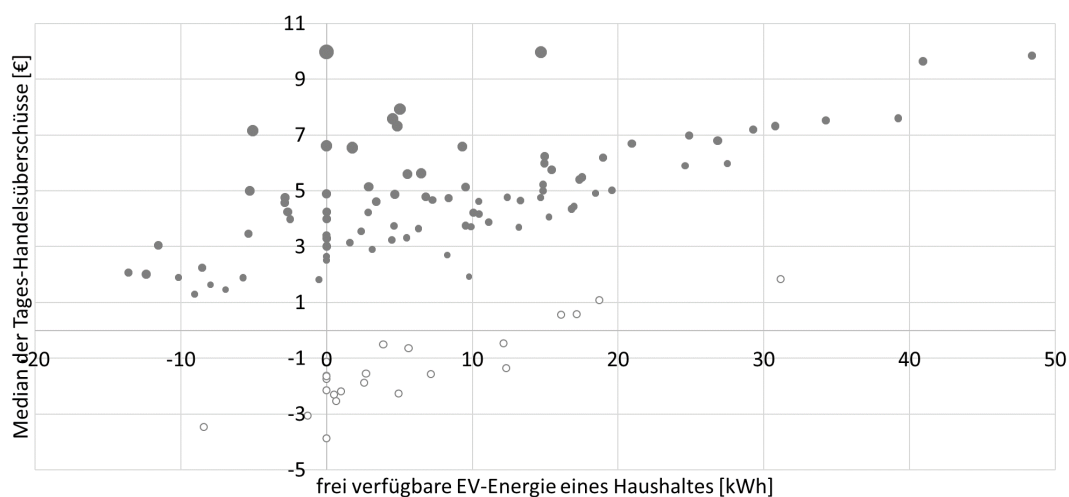


Abbildung 6.27: Zusammenhang zwischen der frei verfügbaren EV-Energie und Haushaltsprofitabilität in C1 - Sommerszenario (Blasengröße repräsentiert PV-Peakleistung - leere Blase: Haushalt ohne PV-Anlage)

In Abbildung 6.28 ist zu sehen, dass keine klare Korrelation zwischen der frei verfügbaren Menge von EV-Energie und dem Mehrwert besteht. Dies drückt sich in einem Bestimmtheitsmaß von 2,14 % aus. Mehr Energie zur Verfügung zu haben, geht somit allgemein nicht mit höheren Mehrwerten einher. Es zeigen sich jedoch unterschiedliche Muster, wenn die Haushalte danach unterteilt werden, ob sie eine PV-Anlage besitzen

oder nicht. Bei Haushalten mit PV-Anlage erweist sich der Mehrwert aus internem Handel weiterhin als unabhängig von der Menge freier EV-Energie (Bestimmtheitsmaß: 0,81 %). Für Haushalte ohne PV-Anlage besteht hingegen eine starke negative Korrelation mit einem Bestimmtheitsmaß von 51,97 %. Diese Haushalte profitieren folglich im internen Handel davon, dass sie wenig freie EV-Energie besitzen. Dies bedeutet, dass die frei verfügbare EV-Energie im internen Handel derart gehandelt wird, dass die Käufer im Allgemeinen die Profiteure sind. Die Verkäufer, also die Haushalte, die diese Energie der Gemeinschaft zur Verfügung stellen, erzielen durch den Handel zwar Einnahmen, aber ohne dass dies einen signifikanten Mehrwert gegenüber den bereits in der Konfiguration C2 verfügbaren externen Handelsmöglichkeiten darstellt. Dies ist hinsichtlich des Aspektes der Fairness ein kritischer Umstand, da die Haushalte nicht adäquat für das Generieren bzw. Bereitstellen von Energie belohnt werden. Auf diese Weise bietet ein EA den Haushalten keine Anreize, dies zu tun.

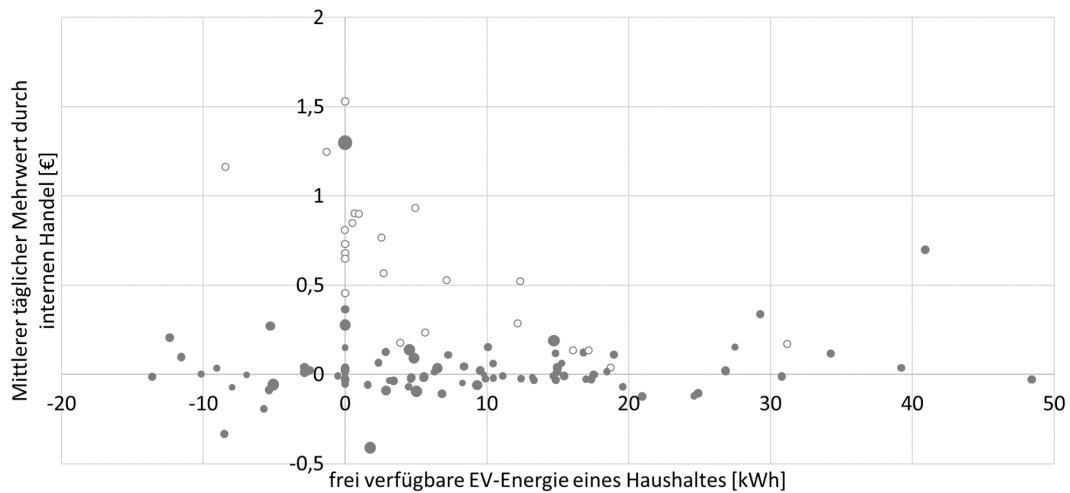


Abbildung 6.28: Mittlerer täglicher Mehrwert in C1 gegenüber C2 durch internen Handel in Abhängigkeit der frei verfügbaren EV-Energie - Sommerszenario (Blasengröße repräsentiert PV-Peakleistung - leere Blase: Haushalt ohne PV-Anlage)

Zusätzlich zur frei verfügbaren Energie sind EVs durch ihre Kapazitäten charakterisiert. Da Haushalte bis zu drei EVs besitzen, wird im Folgenden die gesamte EV-Kapazität der jeweiligen Haushalte betrachtet. Der Zusammenhang zwischen dieser Größe und dem Mehrwert durch internen Handel ist in Abbildung 6.29 dargestellt. Dabei ist zu beobachten, dass dieser Zusammenhang stark durch das Vorhandensein einer PV-Anlage beeinflusst wird. Für Haushalte mit PV-Anlagen besteht kein signifikanter Zusammen-

hang bei einem Bestimmtheitsmaß von ca. 0,14 %. Die Mehrheit der Haushalte mit EVs und PV-Anlage generiert geringe Mehrwerte im Bereich von -0,20 € bis 0,20 €. Jedoch lässt sich auch hinsichtlich der wenigen, davon abweichenden Haushalte kein klarer Zusammenhang feststellen. Im Hinblick auf die Fairness ist dies eine relevante Erkenntnis, da eine Belohnung der EV-Flexibilität durch den internen Handel somit nicht gegeben ist. Für Haushalte ohne PV-Anlage besteht hingegen eine moderate negative Korrelation zwischen EV-Kapazität und dem Mehrwert durch internen Handel (Bestimmtheitsmaß: ca. 26,67 %). Diese Haushalte profitieren im internen Handel folglich umso mehr, je inflexibler sie sind. All diese Haushalte haben zudem die Gemeinsamkeit, keine BS-Systeme zu besitzen. Der Mangel an Flexibilität in Kombination mit dem Mangel eigener Erzeugungsanlagen geht folglich mit einer höheren Profitabilität des internen Handels einher.

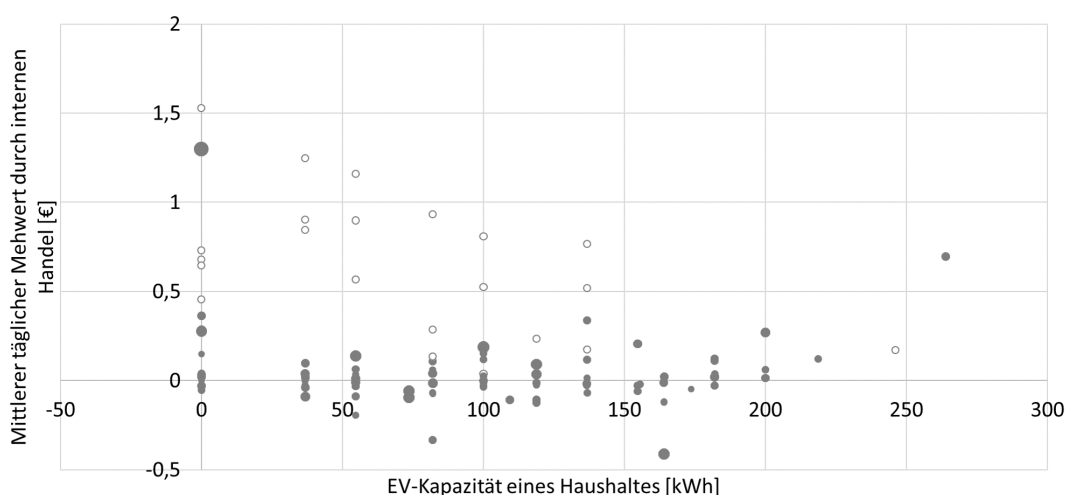


Abbildung 6.29: Mittlerer täglicher Mehrwert in C1 gegenüber C2 durch internen Handel in Abhängigkeit der EV-Kapazität - Sommerszenario (Blasengröße repräsentiert PV-Peakleistung - leere Blase: Haushalt ohne PV-Anlage)

Aus den obigen Analysen kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass die Flexibilität der Energieressourcen aus Sicht der jeweils besitzenden Haushalte im internen Handel nicht ausreichend belohnt wird. In absoluten Zahlen profitieren die Haushalte vom Besitz von PV-Anlagen und von der Verfügbarkeit von EV-Energie zwar dahingehend, dass sie im Energiehandel bilanzielle Überschüsse erzielen. Dies ist jedoch auf das grundsätzliche wirtschaftliche Potential der Haushalte zurückzuführen, für die im Allgemeinen jedoch keine klaren Mehrwerte in der Konfiguration C1 im Vergleich zur Konfiguration C2 durch internen Handel realisiert werden. Der interne Handel ist, so

wie er im EAM abgebildet wird, ein Instrument, das dezentrale Flexibilität im gemeinschaftlichen Interesse nutzt, ohne dass damit ein Belohnungssystem für die jeweils beitragenden Haushalte entsteht. Somit bietet ein EA keine Anreize für die Haushalte, um Flexibilität zur Verfügung zu stellen. Für ein faires Energiemanagement eines EAs ist es folglich notwendig, die wirtschaftlichen Mehrwerte im internen Handel weniger einseitig zu verteilen und für Mehrwerte beider jeweils beteiligten Haushalte zu sorgen. In der gegebenen Form profitieren im internen Handel überwiegend die Käufer. Eine größere Vorteilhaftigkeit für interne Verkäufer ist somit ein kritischer Aspekt für eine stärker ausgeprägte Fairness, die eine Voraussetzung für die Beteiligung von Haushalten an der Gemeinschaft eines EAs ist. Insbesondere, da die verkaufenden Haushalte in der Regel diejenigen Haushalte sind, die dem System Flexibilität zur Verfügung stellen, ist dieser Aspekt im Rahmen des Anreizsystems eines EAs von hoher Bedeutung.

### **6.3.5 Ex post-Umverteilung zwischen Haushalten**

Die oben beschriebenen Analysen beruhen auf den Ergebnissen der Anwendung des EAM. Dabei handelt es sich um die optimalen Lösungen für die Gemeinschaft aller Haushalte eines EAs. Die Ergebnisse lassen sich in zwei Komponenten einteilen: zum Einen gibt es Entscheidungen, die sich auf physische Prozesse im System beziehen; zum Anderen gibt es monetäre Entscheidungen, die entsprechend der physischen Entscheidungen zeit- und haushaltsspezifisch sind. Die monetären Entscheidungen stellen jedoch nur in Bezug auf die Haushaltsgemeinschaft eine verbindliche Planung dar, nicht aber hinsichtlich der haushaltsspezifischen Zuordnung. Somit besteht die Möglichkeit, dass ein EA im Anschluss an die gemeinschaftliche Optimierung mithilfe des EAM eine monetäre Umverteilung zwischen den Haushalten durchführt. Bei den durch internen Handel miteinander verbundenen Haushalten handelt es sich um Prosumer, die sowohl Einnahmen aus dem Verkauf und Ausgaben durch den Kauf von Energie aufweisen. Die haushaltsspezifische Modellierung des internen Handels ist für die Abbildung der Energieflüsse zwischen den Haushalten und den damit einhergehenden Netzentgelten für den gemeinschaftlich optimalen Handelsüberschuss von Relevanz. Wie in den Analysen in Abschnitt 6.3.4 gezeigt wurde, führen die gemeinschaftlich optimalen Lösungen jedoch nicht dazu, dass diese Einzelentscheidungen im internen Handel beiden jeweils beteiligten Haushalten gleichermaßen Mehrwerte liefern. Entscheidungen bezüglich des internen Handels berücksichtigen nicht, dass eine Handelsbeziehung nur durch die Flexibilität gewisser Energieressourcen zustande kommen kann. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen und eine adäquate und faire ex post-Umverteilung durchzuführen

zu können, ist es notwendig, die Wertbeiträge der einzelnen Energieressourcen aller Haushalte zu quantifizieren. Im Rahmen dieser Arbeit wird dies jedoch nicht weiter ausgearbeitet, aber es wird ein Ausblick auf mögliche zukünftige Arbeiten in dem Bereich gegeben.

Als konzeptueller Ansatz für eine solche Umverteilung wird im Folgenden das Tracking von Energiemengen vorgestellt. Im EAM wird nicht spezifiziert, wie sich gespeicherte Energiemengen zusammensetzen und wie sie zu späteren Zeitpunkten eingesetzt werden. Da sich abhängig von der Herkunft und dem Zeitpunkt die Kosten pro Energieeinheit unterscheiden, kann auf dieser Grundlage jeder spezifischen Energiemenge, im Folgenden als Energiepaket bezeichnet, ein monetärer Wert zugerechnet werden. Für alle Energieflüsse muss dementsprechend spezifiziert werden, aus welchen Energiepaketen sie zusammengesetzt werden. Dies betrifft insbesondere auch die Energiespeicher, in denen über die Zeit Zu- und Abflüsse verschiedener Energiepakete auftreten können, sodass für jeden Zeitschritt eine Zusammensetzung des jeweiligen Speicherstandes erfasst werden muss. Somit lässt sich für jede interne Handelsbeziehung bestimmen, welchen tatsächlichen Wert die gehandelte Energiemenge hat. Eine Schwierigkeit bei der Anwendung dieses Konzeptes besteht darin, dass eine Unschärfe im Tracking der Energiepakete unvermeidlich ist. Dies ist einerseits der Fall, wenn im selben Zeitschritt bei einem Haushalt jeweils mehrere Energiezu- und -abflüsse auftreten und folglich Spielraum in den Zuweisungsmöglichkeiten besteht. Zudem lässt sich im Falle eines Speichers, der verschiedene Energiepakete beinhaltet, nicht objektiv spezifizieren, welche von diesen ausgespeist werden. Somit wird eine Aufstellung entsprechender Regeln erforderlich, die definieren, nach welcher Logik dies in verschiedenen Fällen zugeordnet wird. Eine weitere Herausforderung liegt darin, dass nicht für alle vorhandenen Energiepakete eine inhärente Quantifizierung des monetären Wertes gegeben ist. Dies betrifft die lokal erzeugte PV-Energie, sowie die Anfangsbestände in Energiespeichern.

Zusätzlich zur Zurechnung der Werte der Energiepakete auf die Haushalte ist eine Verrechnung der Energiehandelsgebühren zulasten der tatsächlichen Endverbraucher vorzunehmen. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass die Haushalte, deren Flexibilität genutzt wird, nicht die entsprechenden Kosten tragen. Dies kann durch das Tracking gewährleistet werden, indem die Energiehandelsgebühren in die Werte der Energiepakete eingerechnet werden. Somit werden diese Kosten beim Handel weitergegeben und in der ex post-Umverteilung auf die Haushalte übertragen, die die Energiepakete tatsächlich verbrauchen.

Eine weitere Schwierigkeit für die Durchführung einer fairen Umverteilung besteht in der Berücksichtigung des Betriebs der thermischen Systeme. Die elektrische Energie, die für den Betrieb einer Wärmepumpe aufgebracht wird, kann zwar Energiepaketen zugeordnet werden, jedoch bezieht dies nicht mit ein, dass der flexible Betrieb von Wärmepumpen mit unterschiedlichen Graden der Energieeffizienz einhergeht. Ebenso entstehen zustandsabhängige Effizienzunterschiede in Wärmespeichern, sodass durch die internen Handelsbeziehungen beeinflusst wird, wie hoch der thermische Gesamtenergiebedarf der Haushalte ist. Dies wirkt sich zudem dahingehend auf den individuellen Komfort aus, dass die Grenzen der zulässigen Temperaturfenster in unterschiedlichen Graden ausgereizt werden. Für eine faire Umverteilung bedarf es einer adäquaten Verrechnungsmethodik dieser Faktoren in monetäre Größen. Diese Aspekte in weiteren Fallstudien zu analysieren und entsprechende Methodiken oder Kennzahlen zu entwickeln, stellt ein weiteres zukünftiges Forschungsfeld dar.

Als Fazit der Fairnessanalyse ist festzuhalten, dass in den unmittelbaren Ergebnissen des EAM die Haushalte nicht hinreichend fair behandelt werden. Ein notwendiger Bestandteil des Energiemanagements eines EAs ist somit ein Verfahren zur monetären ex post-Umverteilung zwischen den Haushalten, das den für die Gemeinschaft optimalen Einsatz flexibler Energieressourcen durch internen Handel belohnt. Aufgrund der Vielzahl und der Komplexität der Aspekte, die für die Durchführung einer solchen fairen Umverteilung nach Anwendung des EAM zu berücksichtigen sind, ist dies nicht Bestandteil der vorliegenden Arbeit. Abgesehen von den monetären Bilanzen der einzelnen Haushalte hat die Vernachlässigung der ex post-Umverteilung auf die Validität der Ergebnisse keinen Einfluss. Eine Forschungslücke besteht in der Ausarbeitung und Anwendung einer solchen Umverteilungsmethodik, die für einen fairen Umgang eines EAs mit seinen Haushalten sorgt. Alternativ könnten auch andere methodische Ansätze entwickelt werden, beispielsweise in Form von spieltheoretischen Ansätzen oder durch die Einführung definierter Entgelte, die ein EA den Haushalten zuordnet, die die Flexibilität eines anderen Haushaltes beanspruchen.



## **7 Aggregatorenbasierte Lokale Energiemärkte**

In diesem Kapitel geht es um die Anwendung des Day-Ahead-Prozesses, der in Kapitel 4 vorgestellt wurde. Innerhalb dieses Prozesses findet eine Kopplung des EAM mit dem LMM statt, sodass EAs die handelnden Akteure in einem lokalen Markt darstellen. Zunächst werden Analysen vorgestellt, die sich mit der Wirksamkeit des lokalen Handels beschäftigen. In weiteren Analysen wird das Konzept von Markteingriffen durch gezielte Preisanpassungen vertieft.

### **7.1 Wirksamkeit des lokalen Energiemarktes**

Gegenstand dieses Abschnittes ist eine Analyse, inwieweit EAs auf lokaler Ebene Energie handeln und welche Auswirkungen dies auf die Profitabilität der Haushalte hat. Zunächst werden auf Grundlage der bereits oben genutzten Fallstudie die Rahmenbedingungen dieser Analysen erläutert. Im Weiteren werden die Ergebnisse der Analysen für zwei verschiedene Zusammensetzungen von EAs diskutiert, nämlich für untereinander homogene bzw. heterogene EAs. Die vorgestellten Ergebnisse basieren auf Anwendungen des EAM mit einer Optimality Gap von einem Prozent.

#### **7.1.1 Anwendung der Fallstudie**

Die in diesem Kapitel durchgeführten Analysen basieren konzeptuell auf dem lokalen Day-Ahead-Prozess (s. Kapitel 4) in Verbindung mit dem EAM (s. Kapitel 3) zur Abbildung des Verhaltens von einer Vielzahl von EAs, die innerhalb eines lokalen Marktes untereinander Energie handeln. Die Anwendung basiert auf den Daten der in Kapitel 5 vorgestellten Fallstudie. Im Gegensatz zu den Analysen des vorherigen Kapitels, in denen jeweils alle Haushalte der Fallstudie einem gemeinsamen EA zugeordnet wurden, ist es für eine sinnvolle Anwendung des LMM notwendig, dass mehrere EAs explizit parallel modelliert werden. Dementsprechend werden an dieser Stelle Veränderungen an der Zuordnung von Haushalten zu EAs vorgenommen. Die Menge von 111 Haushalten wird auf zehn EAs verteilt, sodass neun EAs eine Menge von jeweils elf Haushalten

managen, und ein weiterer EA zwölf Haushalte managt. Um analysieren zu können, welchen Einfluss die Zusammensetzung der Haushalte hat, werden zwei verschiedene Zuordnungsprinzipien separat angewandt. In der ersten Variante erfolgt die Zuordnung randomisiert. Dies hat zur Folge, dass die Haushalte eines EAs untereinander heterogen sind. Die EAs selbst sind somit hinsichtlich ihrer Zusammenstellungen von Haushalten zueinander annähernd homogen. Dies bedeutet folglich, dass die zehn betrachteten EAs sich hinsichtlich der aggregierten Eigenschaften ihrer Haushalte nicht stark unterscheiden, da alle jeweils Haushalte beinhalten, die das gesamte Spektrum möglicher Flexibilitätsgrade und möglicher Energieressourcen abdecken. In der zweiten Variante werden die Haushalte manuell zugeordnet. Dabei wird eine möglichst homogene Menge von Haushalten innerhalb der einzelnen EAs angestrebt, sodass die EAs selbst untereinander heterogen sind. Es gibt folglich zwischen den zehn betrachteten EAs klare Unterschiede hinsichtlich der aggregierten Eigenschaften ihrer Haushalte. So sind manche EAs auf Haushalte mit wenigen Energieressourcen und wenig Flexibilität, die somit fast reine Verbraucher sind, spezialisiert. Die Haushalte der anderen EAs stellen unterschiedliche Abstufungen der Verfügbarkeit von flexiblen Energieressourcen dar. Übersichten aller EAs mit ihren zugeordneten Haushalten, sowie den zugehörigen Energieressourcen, befinden sich für beide Varianten im Anhang in Tabelle 2 bzw. Tabelle 3. Diese Zuordnungen werden sowohl im Sommer- als auch im Winterszenario in identischer Form verwendet.

Das in dieser Arbeit entwickelte LMM sieht einen iterativen Prozess vor, in dem die Marktteilnehmer jeweils mit angepassten Preise ihre Gebote erneuern können. In den folgenden Analysen werden zehn Iterationen innerhalb des lokalen Marktes durchlaufen, sodass die Gesamtzahl der Iterationen einen Wert von  $Y + 1 = 10 + 1 = 11$  aufweist. Auf diese Weise soll sichergestellt werden, dass es ausreichende Möglichkeiten für lokales Handeln gibt und die Entwicklung der Gebote und Preisanpassungen im Verlaufe der Iterationen detailliert analysiert werden kann.

Unter den oben beschriebenen Voraussetzungen unterliegen die durchzuführenden Analysen einem hohen Rechenaufwand. Die Planung eines Tages besteht aus elf Iterationen, in denen jeweils zehn Instanzen des EAM für zehn EAs zu durchlaufen sind. Somit besteht ein modellierter Tag in Summe aus 110 EAM-Instanzen. Aufgrund des damit einhergehenden hohen Rechenaufwandes werden von den jeweiligen 62 Tagen der Fallstudie im Sommer- und Winterszenario nur jeweils zwei ausgewählte Tage in den folgenden Analysen betrachtet. Diese Tage repräsentieren jeweils zwei Extrema des Szenarios. Im Sommerszenario handelt es sich dabei auf der einen Seite um einen Tag mit

sehr hoher Solareinstrahlung und hoher Durchschnittstemperatur, und auf der anderen Seite um einen kühlen Sommertag mit geringer Solareinstrahlung. Der 01.07.2019 weist eine solare Strahlungsenergie von 7,47 kWh/m<sup>2</sup> und eine mittlere Außentemperatur von 19,97 °C auf. Die solare Strahlungsenergie am 11.07.2019 beträgt 1,71 kWh/m<sup>2</sup>; die Durchschnittstemperatur beträgt 15,83 °C. Das Winterszenario wird durch einen sehr kalten, sonnenarmen Tag und einen milden, sonnigen Tag repräsentiert. Die mittleren Außentemperaturen am 24.01.2019 und am 18.02.2019 betragen -4,57 °C bzw. 4,21 °C. Die solare Strahlungsenergie beträgt 0,58 kWh/m<sup>2</sup> bzw. 2,26 kWh/m<sup>2</sup>.

Im LMM werden die Skalierungsfaktoren  $\alpha_0$  und  $\alpha$  verwendet, die in den Bepreisungsmechanismen zur Umrechnung von Energiemengen in Energiepreise dienen. Der Faktor für die initiale Preisbestimmung in der ersten Iteration beträgt in dieser Anwendung  $\alpha_0 = \frac{1}{|H| \cdot 50}$ . Dabei steht  $|H|$  für die Anzahl aller Haushalte im lokalen Marktgebiet und beträgt 111. Der Wert von  $\alpha_0$  wurde experimentell so bestimmt, dass die initialen lokalen Preise sich im für das Zustandekommen lokalen Handels notwendigen Intervall  $[\lambda_{WS}, \lambda_{WS} + \Delta f]$  befinden (s. Abschnitt 3.1.2) und erst in extremen Fällen die Grenzen dieses Intervalls erreichen. Der Skalierungsfaktor für die Preisanpassungen in den Folgeiterationen beträgt  $\alpha = \frac{1}{|H|}$ . Auch dieser Wert wurde experimentell bestimmt und beruhte auf der Überlegung, die für die Preisanpassung relevanten Energiemengen in Bezug auf die Anzahl der involvierten Haushalte zu normieren.

In den Analysen der folgenden Unterkapitel werden keine Markteingriffe durch gezielte Preisanpassungen betrachtet, sodass für alle Iterationen  $y \in Y$  und alle Zeitschritte  $t \in T$   $F_{t,y}^K = F_{t,y}^V = 0$  gilt (vgl. Abschnitt 4.2.1).

### 7.1.2 Homogene Aggregatoren

Die folgenden Analysen beziehen sich auf die Zuordnung von Haushalten zu EAs gemäß Tabelle 2 (s. Anhang), sodass die Menge der EAs näherungsweise homogen ist. Die Ergebnisse der vier ausgewählten Tage aus der Fallstudie werden im Folgenden separat ausgewertet und diskutiert.

#### Sonniger, heißer Sommertag (01.07.2019)

Die Anwendung der Daten des 01.07.2019 ist geprägt von einer hohen Verfügbarkeit von PV-Energie. Alle zehn EAs beinhalten mehrere Haushalte mit PV-Anlagen, sowie weiteren flexiblen Energieressourcen. Dementsprechend verfügen alle EAs über größere

Mengen frei verfügbarer Energie, die sie flexibel einsetzen können. Eine Übersicht der Entwicklung der Handelsgebote an allen Märkten über alle elf Iterationen hinweg ist in Abbildung 7.1 dargestellt. Darin zeigt sich eine gegenläufige Entwicklung der Gebote im lokalen Markt und an der Strombörse. In der ersten Iteration erfolgt die große Mehrheit der abgegebenen Gebote im lokalen Markt, wohingegen es gar keine Börsengebote gibt. In den folgenden Iterationen nähern sich diese Werte einander an, sodass lokale Gebote zunehmend durch Börsengebote substituiert werden, da sich die iterativen Preisanpassungen zunehmend zugunsten des Börsenhandels entwickeln. Ab Iteration 5 sind beide Graphen auf einem ähnlichen Level und es kommt in den folgenden Iterationen zu leichten Fluktuationen aufgrund der weiteren Preisanpassungen. Erst in der letzten Iteration gehen keine lokalen Gebote mehr ein, da der lokale Markt zu dem Zeitpunkt nicht mehr zur Verfügung steht. Die ursprünglich lokalen Handelsgebote in Höhe von ca. 6400 kWh werden in der letzten Iteration vollständig durch Börsengebote substituiert.

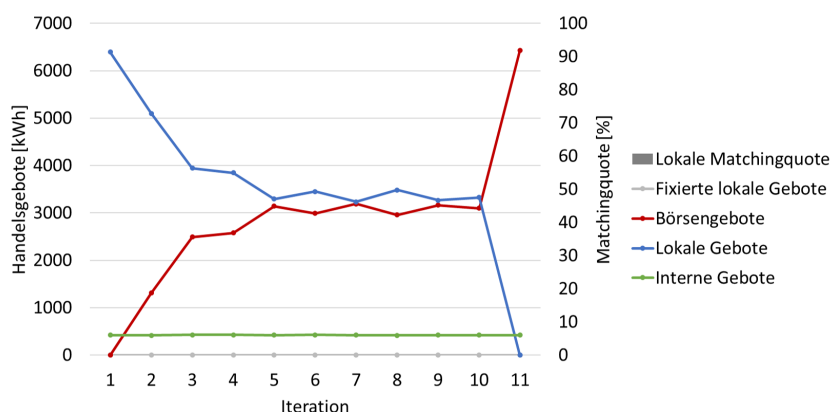


Abbildung 7.1: Entwicklung des Energiehandels (Homogene EAs, 01.07.2019)

In Abbildung 7.1 zeigt sich, dass die EAs insbesondere in den frühen Iterationen durch die Preisstrukturen Anreize zum lokalen Handel bekommen und dementsprechend gewillt sind, lokal zu handeln. Dennoch kommt über alle Iterationen hinweg kein lokaler Handel zustande. Dass es in keiner Iteration erfolgreiche Matchings von Geboten gibt und dementsprechend keine lokalen Gebote fixiert werden, ist auf die Kombination der Umstände zurückzuführen, dass es sich um einen sonnenreichen Tag mit großen Mengen überschüssiger PV-Energie handelt, und dass die EAs untereinander homogen sind und alle über Haushalte mit PV-Anlagen verfügen. Aufgrund der Homogenität der EAs weisen diese ähnliche Verhaltensweisen in der Abgabe ihrer Gebote auf. So zeigt sich in der ersten Iteration, dass die große Menge der lokalen Gebote ausschließlich

aus Verkaufsgeboten (mit negativem Vorzeichen) besteht, zu denen alle zehn EAs beitragen (s. Abbildung 7.2). Die Verteilung dieser Gebote über den Tagesverlauf der 48 Zeitschritte ist qualitativ bei allen EAs ähnlich, da die PV-Erzeugung bei allen Haushalten auf denselben Einstrahlungswerten beruht. Da alle Marktteilnehmer ausschließlich Energie verkaufen wollen und es keine komplementären Kaufgebote gibt, können in dieser Iteration keine Handelsbeziehungen auf lokaler Ebene entstehen.

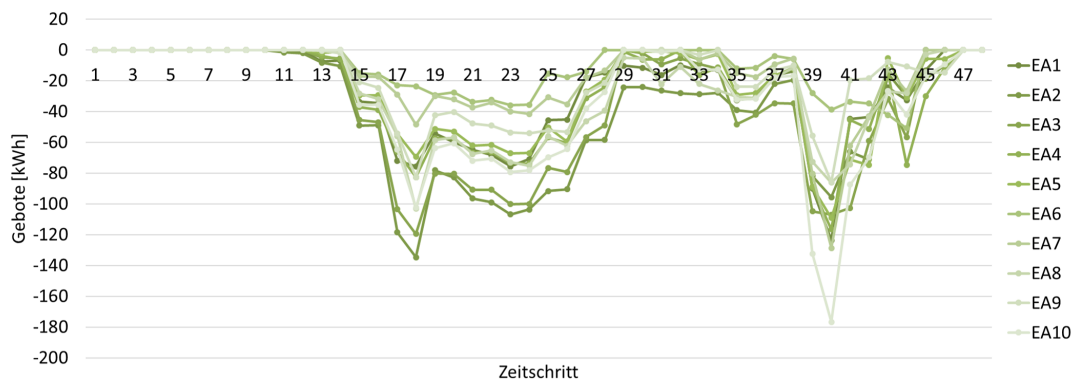


Abbildung 7.2: Lokale Gebote aller EAs in Iteration 1 (Homogene EAs, 01.07.2019)

In der zweiten Iteration sind die lokalen Preise erheblich reduziert worden, sodass insbesondere Teile der großen Masse der lokalen Verkaufsgebote um die Mittageszeit durch Verkaufsgebote an der Börse substituiert werden (s. Abbildungen 7.3 und 7.4), da dies nun die profitablere Verkaufsoption darstellt. In den lokalen Geboten zeigt sich neben einer quantitativen Reduktion zudem eine zeitliche Verlagerung. So verschiebt sich beispielsweise ein Peak der lokalen Gebote von den Zeitschritten 39 bis 41 in Iteration 1 zu den Zeitschritten 46 bis 48 in Iteration 2. Nichtsdestotrotz handelt es sich weiterhin ausschließlich um Verkaufsgebote, sowohl im lokalen Markt als auch an der Strombörse. Dementsprechend ist auch an dieser Stelle kein Matching von lokalen Geboten möglich. Diese Entwicklung setzt sich über alle folgenden Iterationen fort, ohne dass jegliche externe Kaufgebote entstehen. Folglich beschränkt sich der tatsächlich realisierte externe Handel in der letzten Iteration auf Börsenverkäufe.

Wie in Abbildung 7.1 zu sehen ist, ist die intern gehandelte Energiemenge über alle Iterationen nahezu konstant bei etwa 420 kWh. Damit macht der interne Handel ca. 6 % des gesamten Handelsvolumens aus. Dieser geringe Handelsanteil auf internem Level ist auf große Mengen überschüssiger PV-Energie zurückzuführen. Wie in den obigen Ausführungen bereits dargelegt wurde, verkaufen alle EAs extern Energie. Da die verfügbaren Energiemengen die Lasten erheblich übersteigen, gibt es Grenzen für den

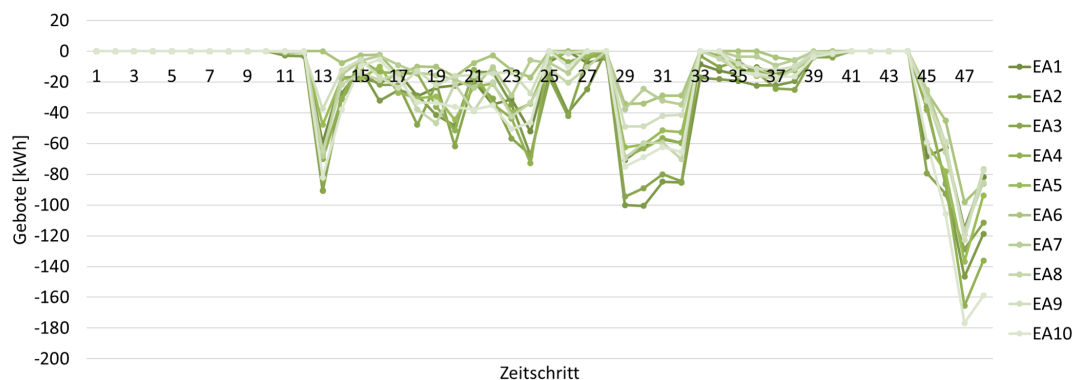


Abbildung 7.3: Lokale Gebote aller EAs in Iteration 2 (Homogene EAs, 01.07.2019)

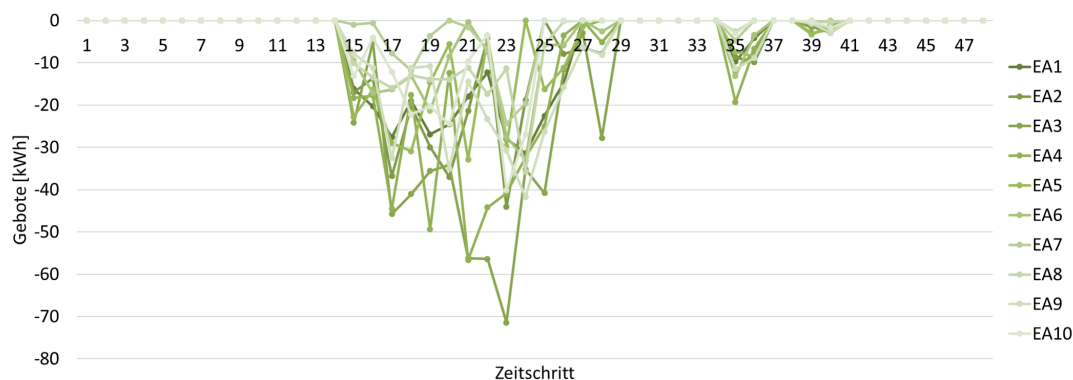


Abbildung 7.4: Börsengebote aller EAs in Iteration 2 (Homogene EAs, 01.07.2019)

absoluten Bedarf interner Käufe. Interner Handel wird so weit wie möglich genutzt, um die Bedarfe der Haushalte effizient zu decken. Die Verteilung der internen Gebote unterliegt über den Tagesverlauf hinweg kleinen Schwankungen im Zusammenspiel mit den Änderungen im externen Handel, sodass sich die Vorteilhaftigkeit des internen Handels auf andere Zeiten verlagert. Dass die Gesamtmenge des internen Handels trotz dieser Verschiebungen nahezu konstant bleibt, zeigt, dass interner Handel aufgrund der geringen Handelsgebühren grundsätzlich effizient, aber mengenmäßig beschränkt ist und eine Sättigung eintritt, die auf die verfügbare Flexibilität der Haushalte zurückzuführen ist.

Durch die iterativen Anpassungen der lokalen Preise und die daraus resultierenden Änderungen an den Geboten ändern sich auch die Handelsüberschüsse, die EAs für ihre Haushalte einplanen. Der Verlauf des mittleren Handelsüberschusses aller 111 Haushalte ist in Abbildung 7.5 dargestellt. Dabei ist anzumerken, dass die Handelsüberschüsse

in den ersten zehn Iterationen jeweils auf Grundlage aller bestehenden Gebote bestimmt werden. Dies ist insbesondere im Hinblick auf den lokalen Handel ein wichtiger Faktor, da die entsprechenden Gebote einer Unsicherheit unterliegen, ob sie tatsächlich realisiert werden können. Erst in der letzten Iteration werden alle Handelsbeziehungen verbindlich festgelegt und daraus resultiert folglich der tatsächliche Handelsüberschuss.

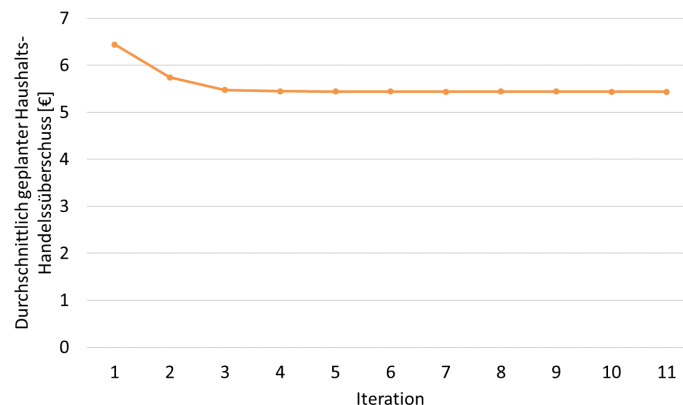


Abbildung 7.5: Durchschnittlich geplanter Haushalts-Handelsüberschuss je Iteration (Homogene EAs, 01.07.2019)

Daraus erklärt sich der Verlauf des Graphen in Abbildung 7.5 mit einem starken Rückgang der angestrebten Handelsüberschüsse von Iteration 1 zu Iteration 2 und einer weiteren Reduzierung in Iteration 3. Da in den ersten beiden Iterationen die große Mehrheit der Gebote im lokalen Markt vorliegt und die EAs versuchen, das dortige Potential abzuschöpfen, basieren die zugehörigen Handelsüberschüsse auf der Annahme des Zustandekommens dieses Handels. Da aber tatsächlich keine Gebote gematcht werden können und die iterativen Preisadjustierungen sich an die vorliegenden Gebotsstrukturen adaptieren, sinkt das wirtschaftliche Potential. Die Fluktuationen in den Gebotsentscheidungen in den weiteren Iterationen wirken sich nur geringfügig auf den mittleren Haushalts-Handelsüberschuss aus, der nur in der Größenordnung von 0,01 € schwankt. Dies offenbart, dass für die Gesamtheit der 111 Haushalte viele annähernd gleichwertige Lösungen existieren, die in unterschiedlichem Ausmaß auf lokalem und Börsenhandel beruhen. Dies ist besonders auffällig in der letzten Iteration, in der nur eine vernachlässigbar kleine Änderung des mittleren Handelsüberschusses eintritt, obwohl in dieser Iteration eine große Menge lokaler Gebote durch Börsengebote ersetzt wird (s. Abbildung 7.1). Hintergrund dieser Ambiguität ist, dass ab Iteration 3 aufgrund des Angebotsüberschusses die lokalen Preise annähernd identisch zu den Börsenpreisen sind. Somit spielt es für einen verkaufenden EA keine Rolle, welche dieser Handlungsoptionen genutzt wird.

Aufgrund der hohen Verfügbarkeit von zu verkaufender Energie können die Haushalte insgesamt positive Handelsüberschüsse erzielen.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass der lokale Markt in dieser Form unter den vorliegenden äußeren Umständen nicht wirksam ist, da kein lokaler Handel zustande kommt. Alle Versuche lokalen Handels schlagen fehl, da keiner der zehn EAs Anreize zum Kauf von Energie hat, sondern alle ausschließlich versuchen überschüssige Energie zu verkaufen. Dies ist auf das Zusammenspiel der hohen Verfügbarkeit von PV-Energie und der Homogenität der EAs zurückzuführen. Da alle EAs ein ähnliches Marktverhalten aufweisen und nur als Verkäufer tätig werden, gibt es keine zueinander komplementären Gebote.

### Sonnenarmer, kühler Sommertag (11.07.2019)

In der Betrachtung des 11.07. ändert sich im Vergleich zum 01.07., dass aufgrund schwacher Solareinstrahlung nur geringe Energiemengen von PV-Anlagen erzeugt werden und die Haushalte bzw. EAs somit nicht über viele Energieüberschüsse verfügen. Eine Übersicht der Gebotsentwicklungen über alle Iterationen ist Abbildung 7.6 zu entnehmen. Zu Beginn des Prozesses wird, analog zum 01.07., extern lediglich im lokalen Markt geboten. In den ersten drei Iterationen ändern sich die jeweiligen Mengen nur in geringem Maße und die lokalen Gebote verweilen auf einem Niveau von ca. 1140 kWh, wohingegen keine Börsengebote vorliegen. Wie Abbildung 7.7 zu entnehmen ist, sind die entsprechenden lokalen Gebote überwiegend auf die Zeitschritte 45 und 46 mit den höchsten Preisen beschränkt und es handelt sich ausschließlich um Verkaufsgebote.

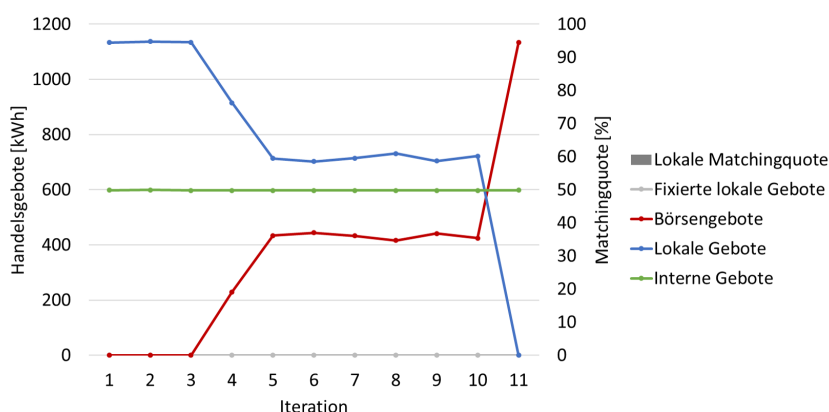


Abbildung 7.6: Entwicklung des Energiehandels (Homogene EAs, 11.07.2019)

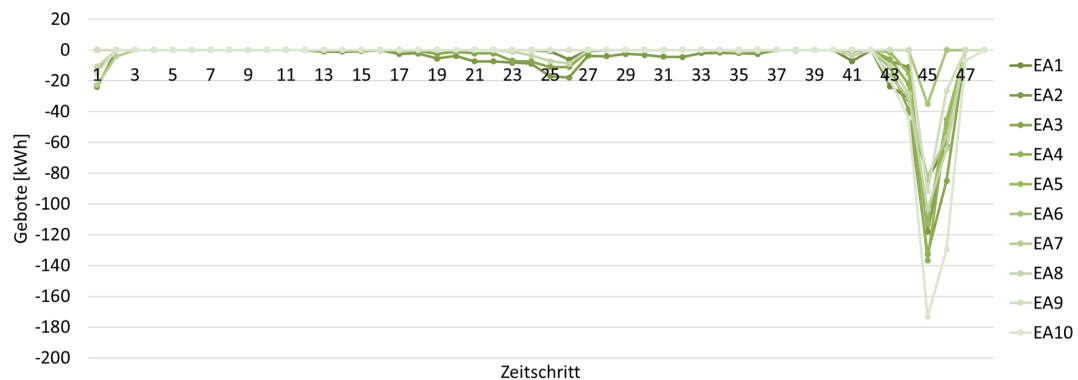


Abbildung 7.7: Lokale Gebote aller EAs in Iteration 1 (Homogene EAs, 11.07.2019)

Aufgrund des Mangels von Kaufgeboten kommt kein lokaler Handel zustande und infolge der iterativen Preissenkungen wegen des allgemeinen Angebotsüberschusses verschieben sich die Verkaufsgebote auf umliegende Zeitschritte, deren Preise niedriger sind als die ursprünglichen Preise der Zeitschritte 45 und 46. Daraus resultiert der in Abbildung 7.8 dargestellte Rückgang des mittleren Haushalts-Handelsüberschusses, obwohl sich an der Gesamtmenge der Gebote nichts ändert. In Iterationen 4 und 5 sind die Preise aufgrund der Angebotsüberschüsse derart verändert, dass lokale Gebote teilweise durch Börsengebote substituiert werden. Dies sorgt für weitere Minderungen der Handelsüberschüsse. In den Iterationen 6 bis 10 stellen sich keine wesentlichen Veränderungen ein und es gibt lediglich kleinere Schwankungen und zeitliche Verschiebungen in den Geboten, sodass der Einfluss auf die Handelsüberschüsse vernachlässigbar klein ist. Weiterhin kommt mangels vorhandener Kaufgebote kein lokaler Handel zustande, sodass in der letzten Iteration eine vollständige Substitution durch Verkäufe an der Strombörse erfolgt. Aufgrund kleiner Unterschiede zwischen lokalen und Börsenpreisen erfolgt an dieser Stelle eine weitere Reduzierung des mittleren Haushalts-Handelsüberschusses. Im Vergleich zum 01.07. ist festzustellen, dass der mittlere Handelsüberschuss der Haushalte zwar noch positiv ist, aber aufgrund der nur geringen zu verkaufenden Energieüberschüsse in einer kleineren Größenordnung.

Abbildung 7.6 ist zu entnehmen, dass die Gesamtmenge internen Handels über alle elf Iterationen nahezu konstant ist. Der relative Anteil am gesamten Handelsvolumen ist jedoch mit ca. 34 % deutlich höher als am 01.07. Dies liegt einerseits daran, dass das Handelsvolumen insgesamt geringer ist, da es keine großen Mengen überschüssiger Energie gibt. Zudem ist das interne Handelsvolumen mit etwa 597 kWh auch in absoluten Zahlen deutlich höher als am 01.07. Das interne Verkaufspotential ist zwar wegen der

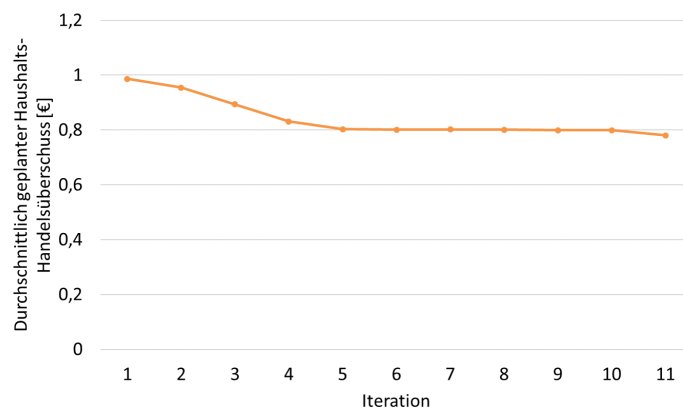


Abbildung 7.8: Durchschnittlich geplanter Haushalts-Handelsüberschuss je Iteration (Homogene EAs, 11.07.2019)

geringen Verfügbarkeit von PV-Energie geringer, aber aus demselben Grund gibt es mehr Nachfrage für die Deckung von Lasten. Somit ist die beobachtbare Sättigungsmenge internen Handels, die am 01.07. bei ca 420 kWh lag, unter diesen Umständen höher als im Falle starker Solareinstrahlung.

Lokaler Handel kann auch an diesem Tag nicht realisiert werden. Obwohl die äußeren Umstände nicht in dem Ausmaß wie der Anwendungsfall des 01.07. einen allgemeinen Angebotsüberschuss mit sich bringen, ist die Homogenität der EAs für das Zustandekommen lokalen Handels hinderlich, da alle EAs nur als Verkäufer und nicht als Käufer Gebote abgeben.

### **Kalter, sonnenarmer Wintertag (24.01.2019)**

Der Anwendungsfall des 24.01.2019 ist geprägt von einem hohen Heizbedarf aufgrund niedriger Außentemperaturen, sowie von geringer Verfügbarkeit von PV-Energie. Dementsprechend stellt es sich in der ersten Iteration, illustriert in Abbildung 7.9, so dar, dass, abgesehen von marginalen internen Handelsbeziehungen, ausschließlich Kaufgebote vorliegen. Im Gegensatz zu den oben analysierten Sommertagen besteht an dieser Stelle folglich ein allgemeiner Nachfrageüberschuss. Der Großteil der Kaufgebote in der ersten Iteration bezieht sich auf die ersten Stunden des Tages, da dort die niedrigsten Preise vorliegen.

Der Mangel lokaler Verkaufsgebote impliziert, analog zu den obigen Analysen der Sommertage, dass kein Matching von Geboten erfolgen kann. Dies ist in Abbildung 7.10

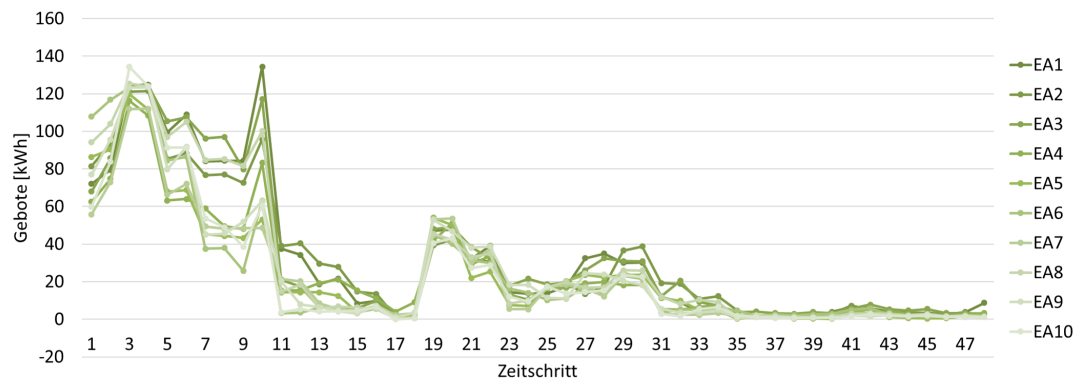


Abbildung 7.9: Lokale Gebote aller EAs in Iteration 1 (Homogene EAs, 24.01.2019)

ersichtlich. Als Konsequenz des Nachfrageüberschusses in der ersten Iteration werden die lokalen Preise angepasst, sodass sich in den weiteren Iterationen die gebotenen Handelsvolumina im lokalen Markt und an der Börse einander annähern. Auch in der zweiten Iteration können keine lokalen Gebote miteinander gematcht werden, da weiterhin ausschließlich Kaufgebote vorliegen. Die Preisanpassungen führen lediglich dazu, dass die Menge der Kaufgebote insgesamt abnimmt und sich diese geringfügig zeitlich verschieben, aber ohne dass hinreichende Anreize für die Abgabe von Verkaufsgeboten entstehen. In der letzten Iteration ist schließlich kein lokaler Handel mehr möglich, sodass die ursprüngliche lokale Nachfrage in Höhe von ca. 6500 kWh vollständig über Käufe an der Strombörse abgedeckt wird.

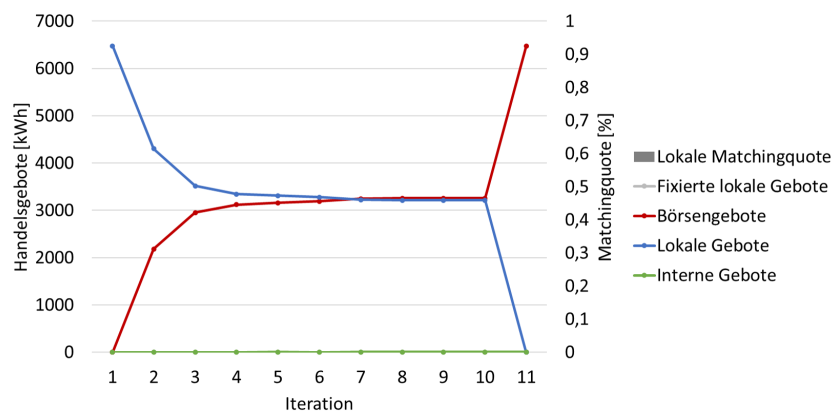


Abbildung 7.10: Entwicklung des Energiehandels (Homogene EAs, 24.01.2019)

Analog zu den Sommertagen ist in der zweiten Iteration ein Rückgang des mittleren

Haushalts-Handelsüberschusses zu verzeichnen (s. Abbildung 7.11). Dieser ist darauf zurückzuführen, dass der geplante Handelsüberschuss in der ersten Iteration auf dem nicht realisierbaren lokalen Handel mit niedrigen Preisen basiert. In den weiteren Iterationen erfolgen die Kaufgebote im Allgemeinen zu höheren Preisen bzw. im Falle der Börsengebote auch zu höheren Energiehandelsgebühren. Bei den starken Handelsdefiziten in der Größenordnung von 12 bis 13 € ist zu beachten, dass es sich um einen Tag unter extremen Umständen handelt, bei dem die Haushalte kaum PV-Energie zur Verfügung haben, während die Heizlasten und die Energiepreise hoch sind.

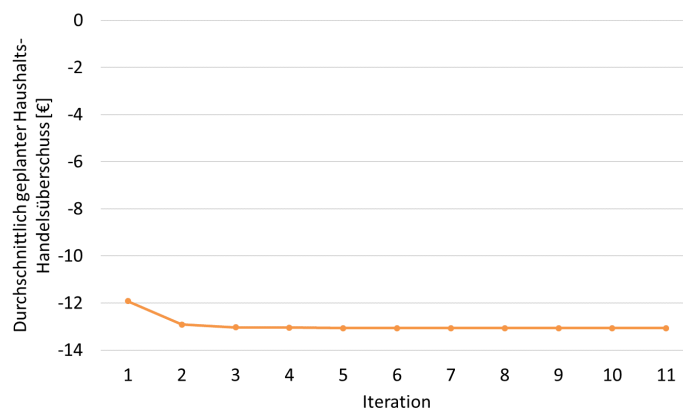


Abbildung 7.11: Durchschnittlich geplanter Haushalts-Handelsüberschuss je Iteration (Homogene EAs, 24.01.2019)

Bereits ab der dritten Iteration treten nur noch marginale Veränderungen der mittleren Handelsüberschüsse auf. Grund dafür ist, dass die lokalen Preise sich ihrem zulässigen Maximum (die Summe des jeweiligen Börsenpreises und der Differenz zwischen Börsen- und lokalen Energiehandelsgebühren, vgl. Abschnitt 4.2.1) annähern. Wenn der lokale Energiepreis dieses Maximum erreicht, führt ein lokaler Kauf zu denselben Ausgaben wie ein Kauf an der Börse im selben Zeitschritt. Dementsprechend resultiert selbst die große Veränderung der Handelsgebote in der letzten Iteration nur in einer vernachlässigbar kleinen Auswirkung auf den mittleren Handelsüberschuss in der Größenordnung von weniger als 0,01 €. Aufgrund des starken Nachfrageüberschusses und der Notwendigkeit, viel Energie extern zu kaufen, liegen die realisierten Handelsüberschüsse der Haushalte im negativen Bereich.

Interner Handel erfolgt im Anwendungsfall des 24.01. kaum. Der Maximalwert ist in Iteration 4 zu verzeichnen, in der die Summe der internen Gebote der 111 Haushalte ca.

3,63 kWh beträgt. Dies entspricht etwa 0,056 % des gesamten Handelsvolumens. Dies ist darauf zurückzuführen, dass nicht nur die Gesamtheit, sondern auch die einzelnen Haushalte aufgrund der hohen Heizlasten bei schwacher Solareinstrahlung jeweils Nachfrageüberschüsse aufweisen und mehr Energie zur Deckung ihrer Lasten benötigen, als sie selbst mithilfe ihrer Energieressourcen aufbringen können. Interner Handel würde folglich bezwecken, dass die Haushalte, die zu gewissen Zeitpunkten Energie an andere Haushalte verkaufen, zu anderen Zeiten selbst extern noch mehr Energie für den Eigenbedarf kaufen müssten. Aufgrund der internen Energiehandelsgebühren würde dies für die Haushaltsgemeinschaft insgesamt höhere Ausgaben bewirken. Mit der gleichen Argumentation ist, zusätzlich zur bereits thematisierten Hinderlichkeit der Homogenität von EAs für das Zustandekommen lokalen Handels, ebenfalls das Ausbleiben lokaler Verkaufsgebote zu erklären.

### **Milder, sonniger Wintertag (18.02.2019)**

Im Vergleich zum 24.01. weist der 18.02.2019 geringere Heizlasten und zugleich eine höhere Verfügbarkeit von PV-Energie auf. Während die Energiemärkte in den drei zuvor analysierten Anwendungstagen jeweils von Einseitigkeit in der Form von Angebots- oder Nachfrageüberschüssen geprägt sind, sind die Umstände des 18.02. ausgeglichener. Dies äußert sich darin, dass im Rahmen des Day-Ahead-Prozesses, wie in Abbildung 7.12 dargestellt, ein Matching von lokalen Geboten stattfindet und die entsprechenden Gebote fixiert werden. Zu beachten ist dabei die kleine Größenordnung, in der sich die Gebote im Vergleich zu den zuvor analysierten Tagen befinden. Es sind keine extremen Heizlasten zu decken, und es werden keine Erzeugungsüberschüsse im Ausmaße eines sonnigen Sommertages erreicht. Das Volumen der lokalen Handelsgebote bewegt sich in den ersten zehn Iterationen im Bereich von 396 bis 440 kWh, wobei gleichzeitig keine Börsengebote vorliegen. Infolge des erfolgreichen Zustandekommens lokalen Handels in einigen Iterationen nimmt das Volumen der lokalen Gebote in den folgenden Iterationen ab, da die erfolgreich gematchten Gebote fixiert werden und somit die Flexibilität und die Möglichkeiten für weitere Gebote der jeweiligen EAs einschränken.

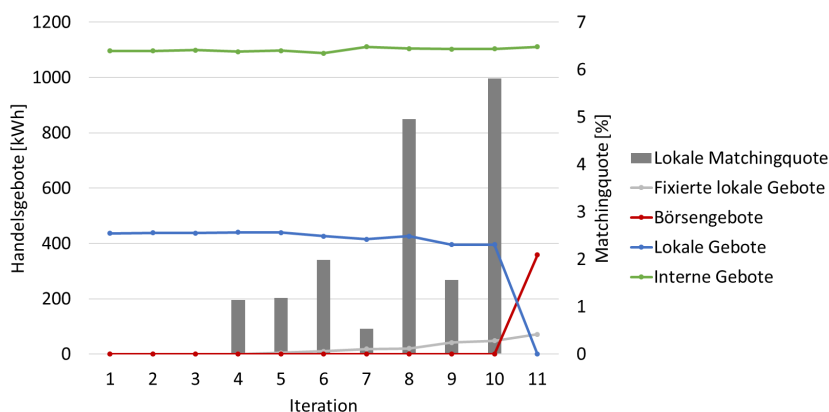


Abbildung 7.12: Entwicklung des Energiehandels (Homogene EAs, 18.02.2019)

In den ersten drei Iterationen erfolgt trotz vorliegender lokaler Gebote kein Matching. Abbildung 7.13 offenbart, dass auf lokaler Ebene zwar sowohl Kauf- als auch Verkaufgebote vorliegen, aber dass diese zueinander zeitlich versetzt sind. Nichtsdestotrotz gibt es in diesem Anwendungsfall ein grundsätzliches Potential für lokalen Energiehandel. Die iterativen Preisanpassungen zielen darauf ab, Angebot und Nachfrage einander anzupassen und so komplementäre Gebote zu ermöglichen. In der vierten Iteration (s. Abbildung 7.14) passiert es infolge mehrerer Preisanpassungen erstmals, dass innerhalb einzelner Zeitschritt sowohl Kauf- als auch Verkaufgebote vorliegen und ein Matching dieser Gebote möglich ist. So bietet beispielsweise in Zeitschritt 38 EA10 eine Menge von ca. 32,04 kWh zum Verkauf an, während ein EA6 ein Kaufgebot in Höhe von 2,27 kWh abgibt. Dementsprechend kommt zwischen diesen beiden EAs ein Handel in Höhe von 2,27 kWh zustande und wird für die weiteren Iterationen fixiert. Der Großteil der vorliegenden Gebote in Iteration 4 kann jedoch nicht gematcht werden, sodass die Matchingquote bei ca. 1,14 % liegt. Die höchsten Matchingquoten werden in Iterationen 8 und 10 mit 4,96 % bzw. 5,82 % erreicht (vgl. Abbildung 7.12).

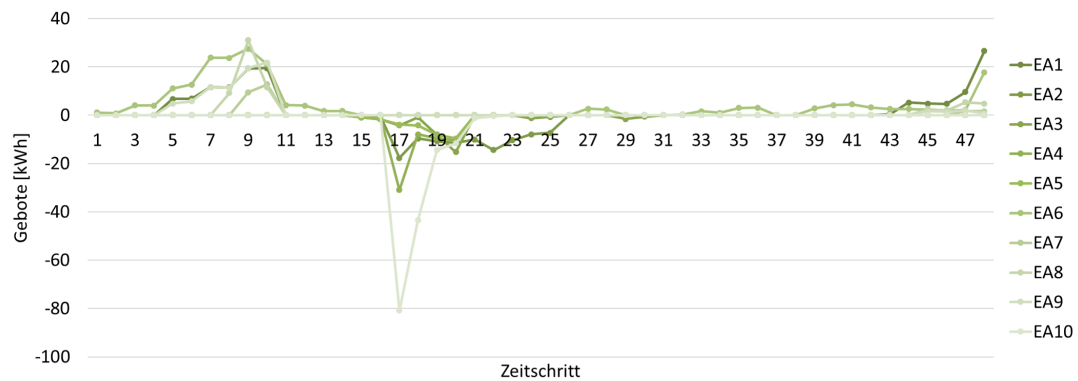


Abbildung 7.13: Lokale Gebote aller EAs in Iteration 1 (Homogene EAs, 18.02.2019)

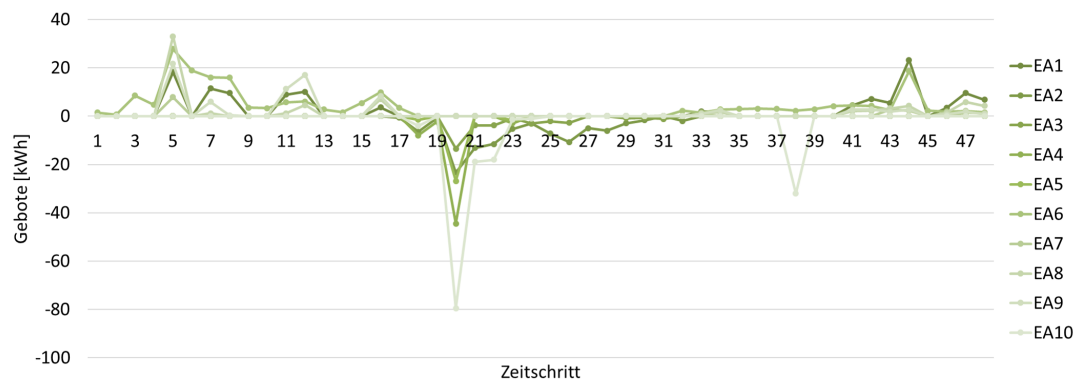


Abbildung 7.14: Lokale Gebote aller EAs in Iteration 4 (Homogene EAs, 18.02.2019)

Nach der elften und letzten Iteration besteht eine Vielzahl von fixierten lokalen Geboten, die sich über weite Teile des Tages erstrecken (s. Abbildung 7.15). Nichtsdestotrotz ist das Volumen des lokalen Handels in Höhe von 71,23 kWh gering und entspricht ca. 16,3 % des insgesamt angestrebten lokalen Handels in der ersten Iteration. Die mehrheitlich erfolglosen Gebote werden in der letzten Iteration stattdessen an der Strombörse gehandelt. Zudem ist, wie in Abbildung 7.12 ersichtlich ist, interner Handel in diesem Anwendungsfall die dominante Handlungsoption. Dies trifft nicht nur im Hinblick auf die relativen Handelsvolumina innerhalb dieses Tages zu, sondern auch hinsichtlich der absoluten Handelsvolumina im Vergleich zu den drei oben analysierten Tagen. Die interne Handelsmenge bewegt sich in der Größenordnung von 1100 kWh. Dies ist neben der Ausgangslage eines ausgewogeneren Verhältnisses zwischen Angebot und Nachfrage zudem auf die Konstellation der EAs zurückzuführen. Die Homogenität der EAs

wird dadurch erreicht, dass die Menge der jeweils zugeordneten Haushalte heterogen ist. Diese interne Heterogenität ermöglicht es, dass durch internen Handel Haushalte miteinander vernetzt werden, die zueinander komplementäre Handelsmöglichkeiten bieten. Gegensätzlich dazu verhält es sich im lokalen Handel, da die dort handelnden EAs annähernd homogene Marktakteure sind und jeweils ein ähnliches Gebotsverhalten aufweisen.



Abbildung 7.15: Fixierte lokale Gebote aller EAs in Iteration 11 (Homogene EAs, 18.02.2019)

Obwohl im Anwendungsfall des 18.02. ein annähernd ausgeglichenes Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage besteht, ist der mittlere Handelsüberschuss der Haushalte leicht im negativen Bereich. Da bei jedem Energiehandel Gebühren aufseiten des Käufers anfallen, können gemeinschaftlich positive Handelsüberschüsse erst dann erreicht werden, wenn die Verkaufsmenge die Kaufmenge in hinreichendem Ausmaß übersteigt. Der entsprechende Verlauf über alle Iterationen ist in Abbildung 7.16 dargestellt. Die allgemeine Abnahme des mittleren Handelsüberschusses ist erneut darauf zurückzuführen, dass die geplanten Handelsüberschüsse der jeweiligen Iterationen auf lokalen Geboten beruhen, die mehrheitlich nicht gematcht werden können. In der Folge dessen werden die Preise derart angepasst, dass die Attraktivität der erfolglosen Gebote gemindert wird und dieselben Gebote in einer weiteren Iterationen niedrigere Handelsüberschüsse bringen, oder stattdessen auf andere Handlungsoptionen ausgewichen wird. Somit ist dieser Verlauf nicht als eine fortlaufende Verschlechterung für die Haushalte zu betrachten, die durch den Marktprozess ausgelöst wird, da die ersten zehn Iterationen auf nicht realisierbaren Überschätzungen der Handelsmöglichkeiten beruhen.

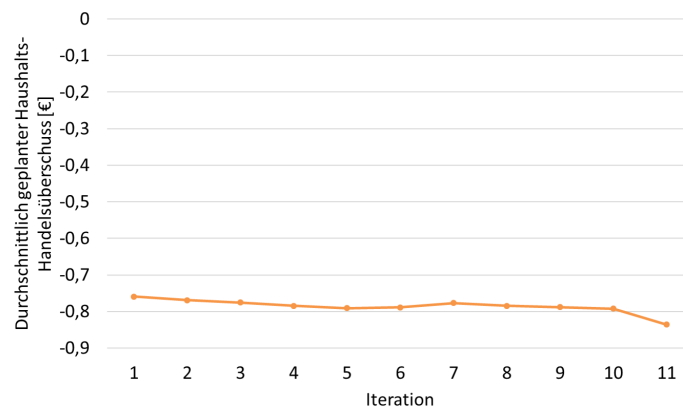


Abbildung 7.16: Durchschnittlich geplanter Haushalts-Handelsüberschuss je Iteration (Homogene EAs, 18.02.2019)

### 7.1.3 Heterogene Aggregatoren

Die folgenden Analysen beziehen sich auf die Zuordnung von Haushalten zu EAs gemäß Tabelle 3 (s. Anhang), sodass die Menge der EAs heterogen ist. Die Ergebnisse der vier ausgewählten Tage aus den Fallstudien werden im Folgenden separat ausgewertet und diskutiert.

#### Sonniger, heißer Sommertag (01.07.2019)

Die hohe Verfügbarkeit von PV-Energie am 01.07. bewirkt, dass die Menge der 111 Haushalte insgesamt Energieüberschüsse aufweist, die an den Märkten verkauft werden können. Die Konstellation heterogener EAs als Marktteilnehmer im lokalen Markt führt trotzdem dazu, dass in den ersten beiden Iterationen des Day-Ahead-Prozesses Gebote in Höhe von jeweils ca. 2,50 % (168,74 kWh) bzw. 2,62 % (133,52 kWh) des gebotenen lokalen Handelsvolumens erfolgreich gematcht werden. Dargestellt ist dies in Abbildung 7.17. Auffällig ist jedoch, dass nach der zweiten Iteration fast kein weiterer lokaler Handel zustande kommt und die Menge fixierter Gebote lediglich um weitere 6,84 kWh steigt. Analog zu den obigen Analysen bei homogener Struktur der EAs ist der Verlauf der Gebote im lokalen Markt und an der Strombörse gegenläufig, sodass erfolglose lokale Gebote spätestens in der letzten Iteration durch Börsengebote substituiert werden. Dies geht damit einher, dass die Menge der internen Handelsgebote über alle Iterationen hinweg annähernd konstant ist.

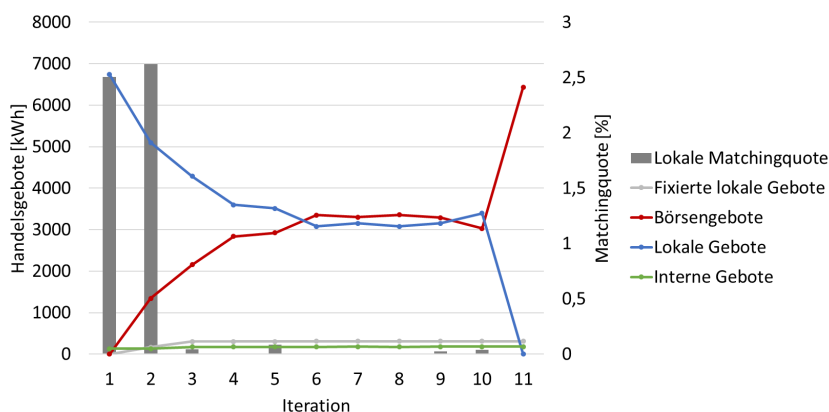


Abbildung 7.17: Entwicklung des Energiehandels (Heterogene EAs, 01.07.2019)

Ein genauerer Blick in die Struktur der abgegebenen lokalen Gebote in Iteration 1 erfolgt in Abbildung 7.18. Zu sehen ist dabei, dass die vorliegenden Gebote mehrheitlich Verkaufsgebote sind und dass acht der zehn EAs ausschließlich als Verkäufer im lokalen Markt aktiv sind. Auf der anderen Seite geben nur zwei EAs Kaufgebote ab. Dabei handelt es sich um die beiden EAs, deren Haushalte überwiegend Verbraucher sind und über wenige flexible Energieressourcen und eigene Erzeugungsanlagen verfügen (s. EA1 und EA2 in Tabelle 3 im Anhang). Die höchste Nachfrage ist in Zeitschritt 9 verortet, jedoch gibt es zeitgleich aufgrund niedriger Preise keine komplementären Verkaufsgebote, sodass kein Matching möglich ist. Weitere Kaufgebote in geringer Höhe erfolgen in weiteren Zeitschritten, sodass diese komplementär zu Verkaufsgeboten anderer EAs sind. Ersichtlich sind die resultierenden fixierten Gebote nach der ersten Iteration in Abbildung 7.19. Zu beachten sind die unterschiedlichen Achsenskalierungen in Abbildungen 7.18 und 7.19 aufgrund der niedrigen Matchingquoten.

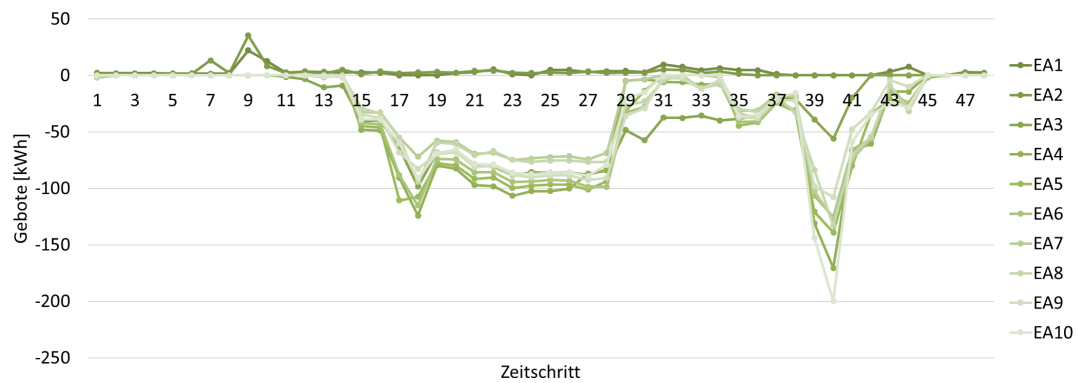


Abbildung 7.18: Lokale Gebote aller EAs in Iteration 1 (Heterogene EAs, 01.07.2019)

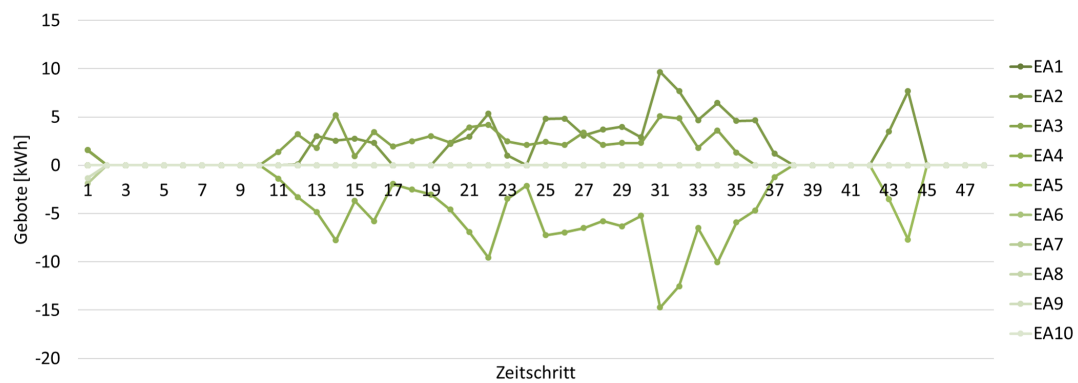


Abbildung 7.19: Fixierte lokale Gebote aller EAs nach Iteration 1 (Heterogene EAs, 01.07.2019)

In Abbildung 7.17 ist zu sehen, dass sich die Mengen der lokalen Gebote infolge der iterativen Preisanpassungen reduzieren. Da ein allgemeiner Angebotsüberschuss vorliegt, handelt es sich bei den Anpassungen überwiegend um Preissenkungen, die somit lokale Kaufgebote attraktiver machen. Die nur noch marginalen Zuwächse zu den fixierten Geboten ab der dritten Iteration sind darauf zurückzuführen, dass trotz der niedrigen Preise nur noch Kaufgebote in geringer Höhe vorliegen. Daraus lässt sich ableiten, dass die Nachfrage der beiden als Käufer agierenden EAs bereits durch internen und fixierten lokalen Handel nahezu gedeckt ist. Am Ende des Prozesses erfolgt lokaler Handel in Höhe von 309,11 kWh. Dies entspricht ca. 4,59 % der angestrebten lokalen Gebote in der ersten Iteration.

Interner Handel erfolgt über alle Iterationen konstant nur in geringem Maße in der

Größenordnung von 180 kWh und macht somit weniger als 3 % des Gesamthandelsvolumens aus (s. Abbildung 7.17). Sowohl die witterungsbedingten Umstände als auch die Haushaltskonstellationen der EAs sind nicht förderlich für das Zustandekommen internen Handels. Dadurch, dass allgemein starke Energieüberschüsse vorliegen und zudem die Haushalte der jeweiligen EAs annähernd homogene Gruppen darstellen, gibt es nur wenige Möglichkeiten dafür, dass interne Handelsbeziehungen hergestellt werden. Dies zeigt sich darin, dass einige EAs kaum internen Handel betreiben und ca. 93 % des internen Handelsvolumens von EA1, EA2 und EA3 aufgebracht wird. Dies sind die drei EAs, die die Haushalte mit den geringsten Energieüberschüssen und geringsten Flexibilitäten managen (s. Tabelle 3 im Anhang). Bei den anderen sieben EAs, die über größere Mengen von PV-Energie verfügen, findet folglich fast gar kein interner Handel statt, da innerhalb dieser Gemeinschaften kaum Energienachfrage besteht.

Der Verlauf des mittleren Haushalts-Handelsüberschusses über alle Iterationen ist in Abbildung 7.20 dargestellt. In der ersten Iteration ist der entsprechende Wert in Höhe von 6,55 € erneut deutlich höher als in allen Folgeiterationen. Analog zu den obigen Analysen ist der Rückgang der Handelsüberschüsse in der zweiten Iteration die Folge von erheblichen Preisreduzierungen, die die zu erzielenden Einnahmen aus dem Verkauf überschüssiger Energie schmälern.

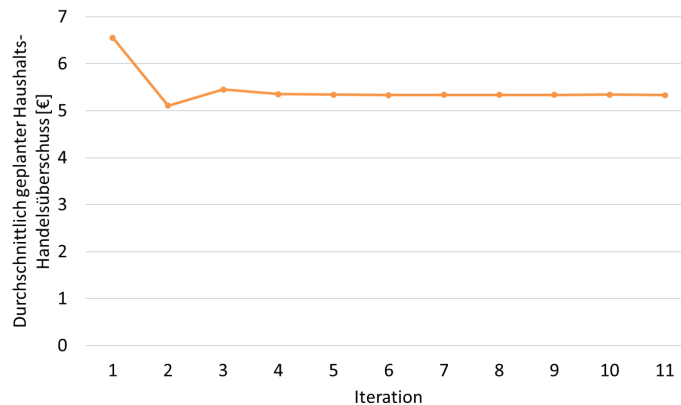


Abbildung 7.20: Durchschnittlich geplanter Haushalts-Handelsüberschuss je Iteration (Heterogene EAs, 01.07.2019)

Trotz der Reaktionen des Marktes auf den Angebotsüberschuss ist in Iteration 3 eine Erhöhung des mittleren Handelsüberschusses in Höhe von 0,35 € zu verzeichnen. Die Ursache dieser Schwankung ist in einer spezifischen Preisschwankung innerhalb

von Zeitschritt 8 zu finden. Der entsprechende lokale Preis ist in der ersten Iteration sehr niedrig, jedoch nicht ganz so niedrig wie in den umliegenden Zeitschritten 7, 9 und 10. Somit beschränken sich die lokalen Kaufgebote auf diese drei Zeitschritte. Dies bewirkt, dass in der zweiten Iteration die drei entsprechenden Preise aufgrund des spezifischen Nachfrageüberschusses deutlich erhöht werden, wohingegen in Zeitschritt 8 nur eine schwache Preiserhöhung stattfindet. Dementsprechend bewirkt die nicht erfüllte Nachfrage aus den zuvor umliegenden Zeitschritten in dieser Iteration eine Verlagerung der Kaufgebote auf Zeitschritt 8, während in den Zeitschritten 7, 9 und 10 nun lokale Verkaufgebote vorliegen. Der so entstehende Nachfrageüberschuss in Zeitschritt 8 führt in der Folge wiederum zu einer starken Preiserhöhung (während die Preise der umliegenden Zeitschritte aufgrund von Angebotsüberschüssen wieder reduziert werden), sodass dort in Iteration 3 ein starker Angebotsüberschuss durch eine große Menge lokaler Verkaufgebote entsteht. Der Peak der Verkaufgebote in Zeitschritt 8 ist in Abbildung 7.21 zu sehen. Da die in Abbildung 7.20 dargestellten Handelsüberschüsse auf der Annahme bestimmt werden, dass die lokalen Gebote gematcht werden können, ist in Iteration 3 die Zunahme des durchschnittlichen Handelsüberschusses mit den theoretischen Einnahmen aus dem Peak in Zeitschritt 8 zu erklären.

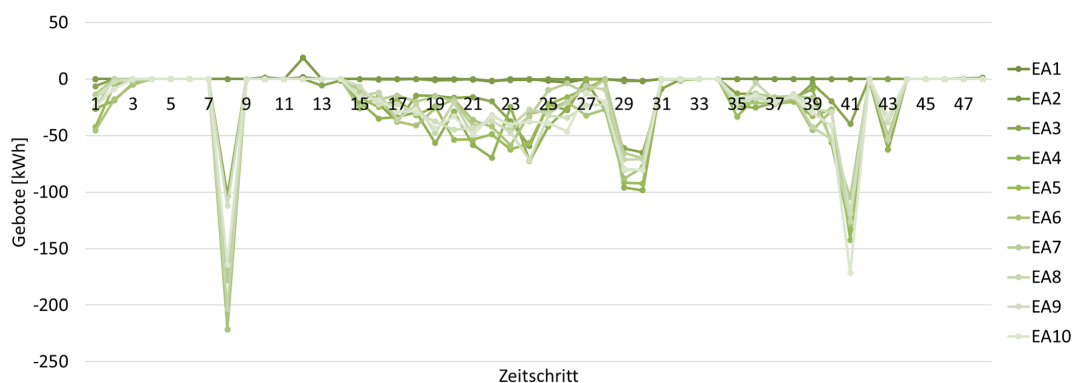


Abbildung 7.21: Lokale Gebote aller EAs in Iteration 3 (Heterogene EAs, 01.07.2019)

### Sonnenarmer, kühler Sommertag (11.07.2019)

Aufgrund der schwachen solaren Einstrahlung und der folglich geringen Verfügbarkeit von PV-Energie ist das Handelsvolumen am 11.07. allgemein geringer als am 01.07. Dies wirkt sich auf den Day-Ahead-Prozess derart aus, dass schwächere Preisanpassungen vorgenommen werden und der lokale Markt im Laufe der Iterationen nicht so schnell einen Zustand erreicht, in dem nur noch marginale Veränderungen eintreten.

Ersichtlich wird dies in Abbildung 7.22. Dort ist zu sehen, dass in allen zehn Iterationen, in denen lokaler Handel möglich ist, Gebote tatsächlich gematcht werden und dass die Gesamtmenge der abgegebenen lokalen Gebote in jeder Iteration abnimmt. Zudem zeigt sich, dass erst ab Iteration 9 Gebote an der Börse abgegeben werden.

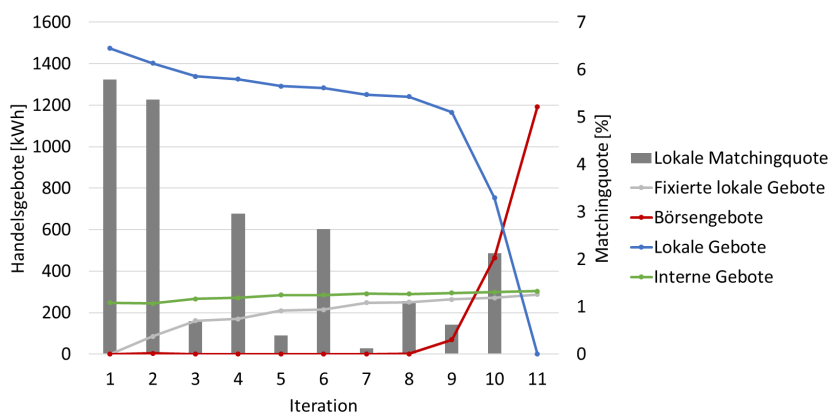


Abbildung 7.22: Entwicklung des Energiehandels (Heterogene EAs, 11.07.2019)

Diese Ergebnisse unterstreichen die Wirksamkeit des Prozesses, da die iterativen Preisanpassungen dazu führen, dass die Möglichkeiten lokalen Handels graduell ausgeschöpft werden. Obwohl in jeder Iteration nur ein kleiner Teil der Gebote erfolgreich gematcht wird (die höchste Matchingquote liegt in der ersten Iteration bei 5,79 %), entstehen in den folgenden Iterationen weiterhin Anreize zur Abgabe lokaler Gebote. Voraussetzung dafür ist die Heterogenität der EAs, da nur durch deren unterschiedliche Haushaltskonstellationen komplementäre Handelsgebote entstehen. Einzig die beiden verbrauchslastigen EAs sind als Käufer aktiv, wohingegen die anderen acht EAs lokal nur Verkaufsgebote abgeben. Am Ende des Prozesses erfolgt fixierter lokaler Handel in Höhe von 286,79 kWh, was ca. 19,46 % des in der ersten Iteration angestrebten lokalen Handelsvolumens entspricht.

Der Verlauf des mittleren Haushalts-Handelsüberschusses über alle Iterationen weist zwar Schwankungen, aber insgesamt einen klaren Rückgang von der ersten bis zur elften Iteration auf, da der Großteil der geplanten lokalen Gebote nicht erfolgreich gematcht wird. Dies ist grafisch in Abbildung 7.23 dargestellt.

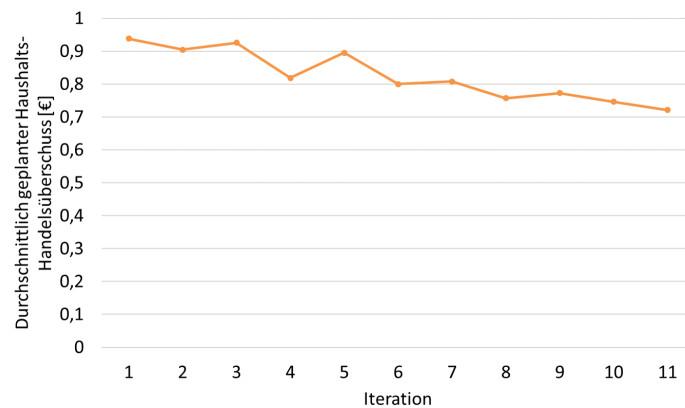


Abbildung 7.23: Durchschnittlich geplanter Haushalts-Handelsüberschuss je Iteration (Heterogene EAs, 11.07.2019)

Der schwankende Verlauf, der in einzelnen Iterationen eine Zunahme des mittleren Handelsüberschusses aufweist, resultiert aus Schwankungen in den Preisanpassungen. So besteht in Iteration 4 ein Nachfrage-Hoch in Zeitschritt 1, das in der Folge einen hohen lokalen Preis in Iteration 5 bewirkt. Somit schwingt das Gebotsverhalten für diesen Zeitschritt in die andere Richtung um und in Iteration 5 gibt es an dieser Stelle einen starken Peak der lokalen Verkaufsgebote zu einem hohen Preis. Für diese Gebote finden sich jedoch keine komplementären Kaufgebote, sodass der entsprechende Preis ab Iteration 6 auf einem mittleren Niveau eingependelt ist und der geplante Handelsüberschuss wieder abfällt. Eine Übersicht zu Iteration 5 wird in Abbildung 7.24 gezeigt.

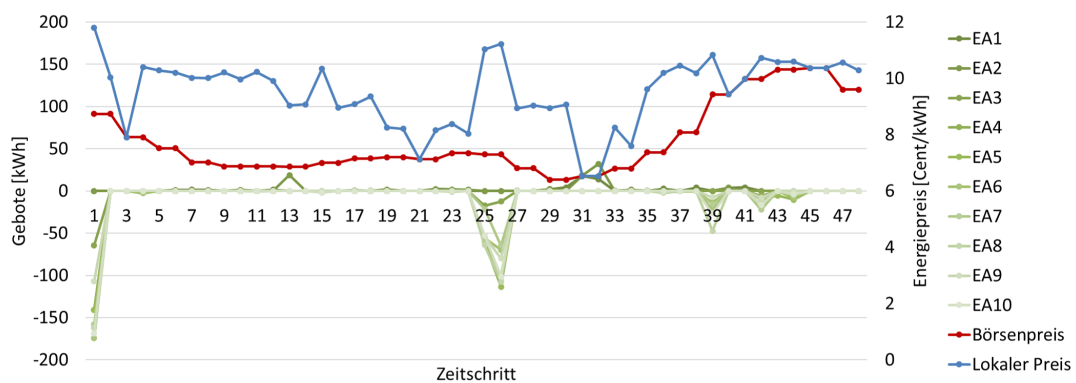


Abbildung 7.24: Lokale Gebote aller EAs und Energiepreise in Iteration 5 (Heterogene EAs, 11.07.2019)

Darin sind neben den lokalen Gebote aller EAs auch die Tagesverläufe der Energiepreise an der Börse und im lokalen Markt dargestellt. Zu sehen ist dort, dass der Peak der hohen lokalen Preise in Iteration 1 mit dem Peak der Verkaufsgebote korrespondiert. Bis zum Ende des Prozesses sinkt der mittlere Haushalts-Handelsüberschuss auf 0,72 €.

Interner Handel wird in der Größenordnung von 14 bis 20 % des Gesamthandelsvolumens betrieben. Wie in Abbildung 7.22 zu sehen ist, findet im Laufe der Iterationen eine leichte Zunahme des Ausmaßes internen Handels statt. Letztendlich wird in Iteration 11 ein Volumen von 303,98 kWh intern gehandelt. Analog zu den obigen Analysen des 01.07. findet bei den EAs 1 bis 3 die Mehrheit des internen Handels statt, jedoch sind die Verhältnisse in diesem Fall weniger extrem. Die drei dominanten EAs machen in diesem Fall ca. 66,12 % des internen Handelsvolumens aus. Eine Übersicht der internen Handelsmengen aller EAs befindet sich in Abbildung 7.25. Durch die nur mäßigen PV-Überschüsse am 11.07. sind auch die EAs, die über viele Energieressourcen verfügen, gelegentlich in der Lage, interne Handelsbeziehungen herzustellen.

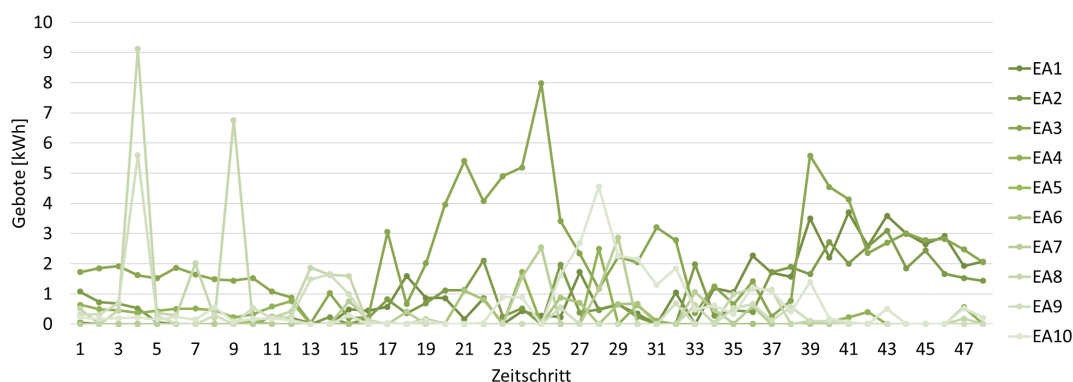


Abbildung 7.25: Interner Handel aller EAs nach Iteration 11 (Heterogene EAs, 11.07.2019)

### Kalter, sonnenarmer Wintertag (24.01.2019)

Am 24.01. weisen alle 111 Haushalte zusätzlich zu ihren Grundlasten aufgrund der niedrigen Außentemperaturen hohe Heizlasten auf. Da zudem kaum PV-Energie erzeugt wird, besteht ein allgemeiner starker Nachfrageüberschuss. Daraus resultiert ein Ungleichgewicht im lokalen Markt, sodass über den gesamten Day-Ahead-Prozess kein Matching von Geboten stattfindet. Dies ist Abbildung 7.26 zu entnehmen. Bereits ab der zweiten Iteration treten nur noch kleine Veränderungen in der Gebotsstruktur auf. Dies

liegt daran, dass durch die Vielzahl der Kaufgebote in der ersten Iteration die lokalen Preise bereits fast vollständig an die mögliche Obergrenze angepasst werden. Dadurch gleichen sich ab der zweiten Iteration die Kaufoptionen auf lokaler und Börsen-Ebene einander an, da durch die unterschiedlichen Energiehandelsgebühren die Gesamtkosten je gekaufter kWh identisch sind. Erst in der letzten Iteration werden die weiteren erfolglosen lokalen Gebote vollständig durch Börsengebote substituiert.

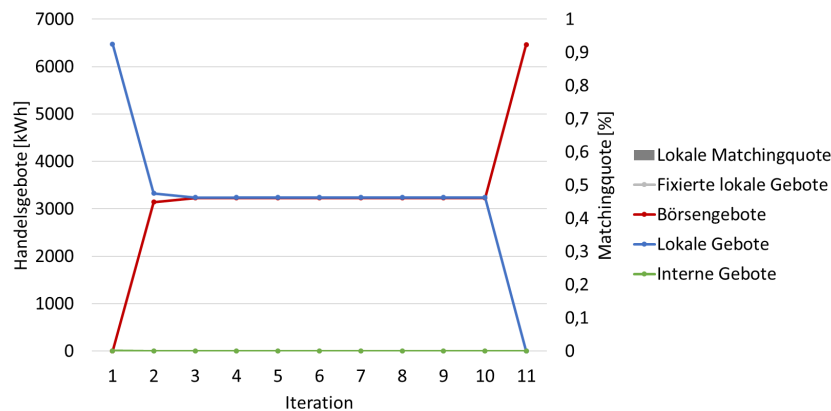


Abbildung 7.26: Entwicklung des Energiehandels (Heterogene EAs, 24.01.2019)

Aus der beschriebenen Angleichung der lokalen und Börsenkaufpreise folgt, dass es im Hinblick auf die erzielten Handelsüberschüsse der Haushalte irrelevant ist, welche von beiden Optionen genutzt wird. Dies erklärt den in Abbildung 7.27 dargestellten Verlauf, in dem ab Iteration 2 nur noch marginale Veränderungen eintreten. In der ersten Iteration ist der Mittelwert der geplanten Handelsüberschüsse aller Haushalte am höchsten, da diese Werte auf den anfänglich niedrigeren lokalen Preisen beruhen, die aber nicht tatsächlich in fixierten Handelsbeziehungen realisiert werden können. Da, abgesehen von vernachlässigbar kleinen Mengen im internen Handel in Höhe von nur ca. 2,22 kWh, ausschließlich Energie gekauft, nicht aber verkauft wird, bewegen sich die Handelsüberschüsse in einem stark negativen Bereich.

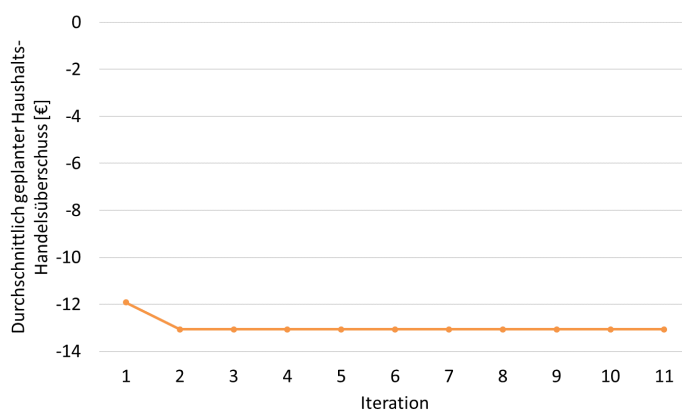


Abbildung 7.27: Durchschnittlich geplanter Haushalts-Handelsüberschuss je Iteration (Heterogene EAs, 24.01.2019)

### Milder, sonniger Wintertag (18.02.2019)

Das annähernd ausgeglichene Verhältnis von Energieangebot- und -nachfrage am 18.02. schafft gute Voraussetzungen für das Zustandekommen lokalen und internen Handels. Dementsprechend ist in Abbildung 7.28 zu sehen, dass das am Ende des Day-Ahead-Prozesses realisierte lokale Handelsvolumen von 352,03 kWh ca. 36,49 % des ursprünglich angestrebten lokalen Handels in der ersten Iteration entspricht. Somit weist der lokale Markt unter den Umständen eines Tages mit mäßiger Verfügbarkeit von PV-Energie und mäßigen Heizlasten eine hohe Erfolgsquote auf. Da in jeder der zehn Iterationen, die lokalen Handel erlauben, auch tatsächlich Gebote erfolgreich gematcht und fixiert werden, nimmt das Volumen der neu eingehenden lokalen Gebote im Laufe des Prozesses ab. Trotzdem nimmt gleichzeitig die Matchingquote ab, die in der ersten Iteration noch bei 14,32 % liegt und in der zehnten Iteration nur noch bei 0,85 %. Dies spricht dafür, dass das Potential lokalen Handels nach zehn Iterationen annähernd ausgeschöpft ist. Durch die Heterogenität der EAs wird gewährleistet, dass komplementäre Gebote entstehen können. So zeigt sich in den fixierten lokalen Handelsmengen der finalen Iteration in Abbildung 7.29, dass nur zwei EAs im lokalen Markt als Käufer auftreten (nichtsdestotrotz geben weitere EAs im Laufe des Prozesses erfolglose Kaufgebote ab) und wiederum andere EAs als Verkäufer aktiv sind. Die Substitution der erfolglosen lokalen Gebote durch Börsengebote erfolgt in den ersten zehn Iterationen nur langsam. Die Preisstruktur bietet folglich selbst in der zehnten Iteration noch Anreize für lokalen Handel, den die EAs mit weiteren Geboten zu realisieren versuchen.

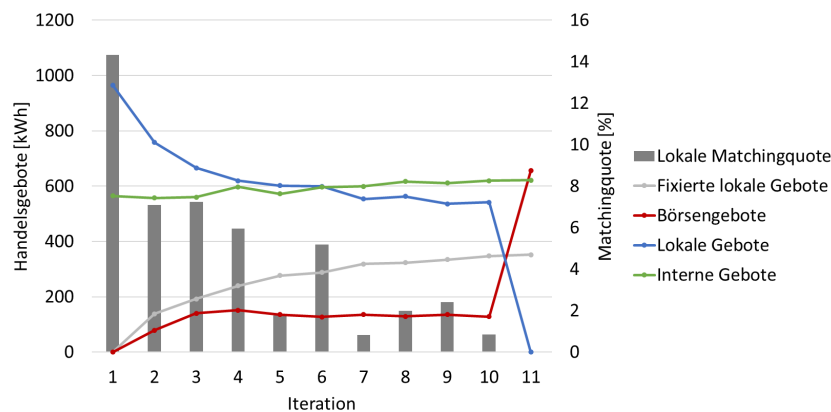


Abbildung 7.28: Entwicklung des Energiehandels (Heterogene EAs, 18.02.2019)

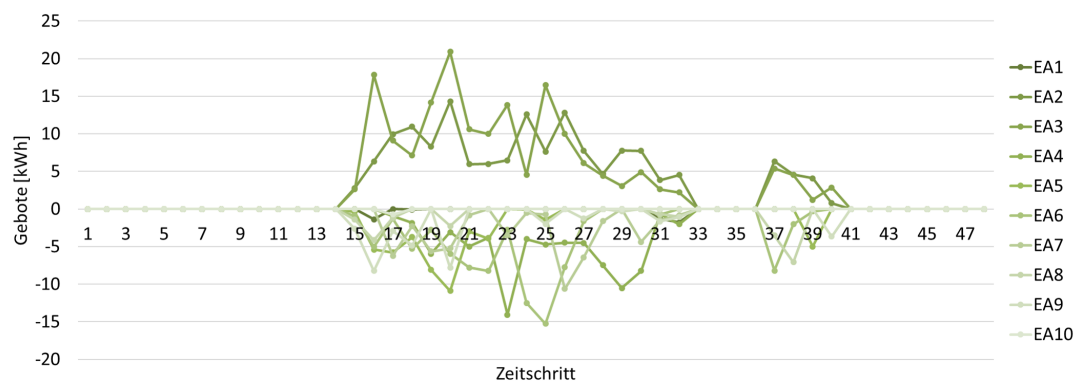


Abbildung 7.29: Fixierte lokale Gebote aller EAs in Iteration 11 (Heterogene EAs, 18.02.2019)

Zusätzlich zum realisierten lokalen Handel ist in Abbildung 7.28 zu erkennen, dass ein großer Anteil des Handelsvolumens auf interner Ebene erfolgt. In der letzten Iteration beläuft sich der interne Handel auf 621,95 kWh. Dies entspricht 38,17 % des Gesamt-handelsvolumens. Interner und lokaler Handel machen somit zusammen 59,77 % der gehandelten Energiemengen aus, sodass auf diesen Ebenen für die 111 Haushalte insgesamt mehr Energie gehandelt wird als an der Strombörse. Zudem zeigt sich, dass mit den zunehmenden Mengen der fixierten lokalen Gebote im Laufe der Iterationen der interne Handel leicht zunimmt. Wie in Abbildung 7.30 zu sehen ist, findet über den Verlauf des gesamten Tages interner Handel statt. Trotz der annähernden Homogenität der Menge der Haushalte der jeweiligen EAs bestehen folglich hohe Synergiepotentiale zwischen den Flexibilitäten dieser Haushalte, die Energieaustausch ermöglichen.

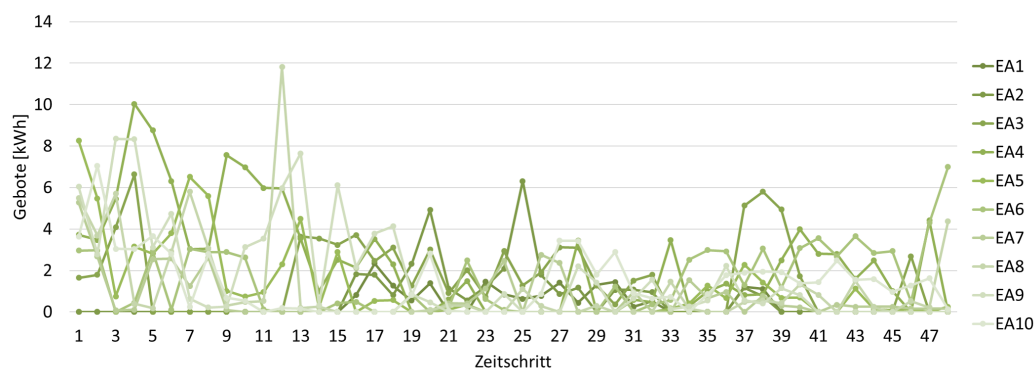


Abbildung 7.30: Interner Handel aller EAs in Iteration 11 (Heterogene EAs, 18.02.2019)

Der geplante mittlere Haushalts-Handelsüberschuss, dargestellt in Abbildung 7.31, nimmt im Laufe der ersten zehn Iterationen annähernd kontinuierlich leicht ab. Aufgrund des ausgewogenen Verhältnisses zwischen Angebot und Nachfrage erfolgen nur moderate iterative Preisadjustierungen, sodass Änderungen an der Gebotsstruktur nur schwache Auswirkungen auf den mittleren Handelsüberschuss haben. Erst in der letzten Iteration wird eine große Menge lokaler Gebote durch Gebote an der Strombörse substituiert (s. Abbildung 7.28). In Iteration 10 werden noch deutlich mehr Gebote im lokalen Markt als an der Börse abgegeben. Der lokale Markt bietet demzufolge Mehrwerte. Die Substitution in der elften Iteration resultiert also nicht aus der mangelnden Profitabilität des lokalen Marktes, sondern daraus, dass der lokale Markt in der letzten Iteration nicht mehr als mögliche Handlungsoption zur Verfügung steht. Folglich geht diese unumgängliche Substitution mit einer Reduktion der Handelsüberschüsse einher.

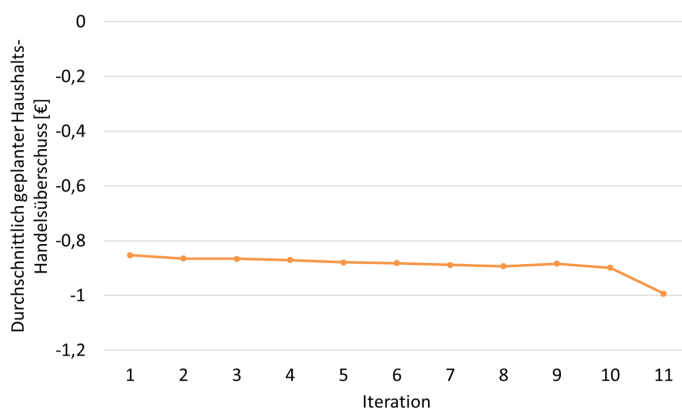


Abbildung 7.31: Durchschnittlich geplanter Haushalts-Handelsüberschuss je Iteration (Heterogene EAs, 18.02.2019)

#### 7.1.4 Vergleich und Fazit

In den vorangegangenen Abschnitten wurden Analysen vier exemplarischer Tage jeweils in den Konstellationen homogener und heterogener EAs durchgeführt. Ein Aspekt, auf den sich die Zusammensetzung der Haushalte der EAs auswirkt, ist das Ausmaß lokalen und internen Handels. Ein Vergleich der jeweiligen relativen Anteile für beide Konstellationen von EAs und alle vier Anwendungstage ist in Abbildung 7.32 dargestellt. In der Abbildung ist zunächst festzustellen, dass die unterschiedlichen äußeren Umstände der Anwendungstage starke Auswirkungen zeigen. So ist am 24.01. aufgrund des hohen Nachfrageüberschusses weder interner noch lokaler Handel möglich. Dies trifft sowohl für homogene als auch für heterogene EAs zu. In der Betrachtung der drei anderen Tage lassen sich unterschiedliche Verhältnisse zwischen internem und lokalem Handel identifizieren. Trotz der unterschiedlichen Größenordnungen, in denen sich die Handelsanteile im Vergleich der drei Tage bewegen, gibt es dabei die Gemeinsamkeit, dass der Anteil lokalen Handels bei heterogenen EAs höher ist als bei homogenen EAs. Im Hinblick auf internen Handel verhält sich dies genau umgekehrt, sodass der entsprechende Anteil höher ist, wenn die EAs homogen und nicht heterogen sind. Damit Handel im lokalen Markt in größerem Maße genutzt werden kann, ist es somit eine wichtige Voraussetzung, dass die darin handelnden EAs nicht zu homogen zueinander sind. Eine Spezialisierung auf Haushalte mit bestimmten Voraussetzungen im Hinblick auf deren Energieressourcen ist für diesen Zweck förderlich. In der in dieser Arbeit angewandten Konstellation heterogener EAs spielt insbesondere die Abgrenzung der drei EAs mit verbrauchslastigen und wenig flexiblen Haushalten im Vergleich zu den sieben anderen EAs, die über viele Erzeugungsanlagen und flexible Ressourcen verfügen, eine entscheidende Rolle für das Zustandekommen lokalen Handels. Im Falle homogener EAs hat der lokale Markt selbst unter den vorteilhaften Umständen des 18.02., die darauf beruhen, dass ein im Allgemeinen ausgewogenes Verhältnis zwischen Energieangebot und -nachfrage besteht, kaum einen Nutzen, da nur in sehr geringem Ausmaß tatsächlich lokaler Handel erfolgt. Diesbezüglich ist jedoch die Limitation zu beachten, dass es sich hier um ein Anwendungsbeispiel mit nur zehn EAs und somit um eine geringe Anzahl von Akteuren im lokalen Markt handelt. Dadurch werden die Möglichkeiten lokalen Handels grundsätzlich eingeschränkt und das Potential eines solchen Marktes möglicherweise unterschätzt. Weitere Analysen mit einer größeren Zahl von EAs sind notwendig, um diesen Aspekt detaillierter und realistischer zu untersuchen.

Der Vergleich der Handelsanteile in Abbildung 7.32 offenbart, dass am 01.07. nur ein kleiner Anteil des Handels intern und lokal stattfindet und die große Mehrheit von

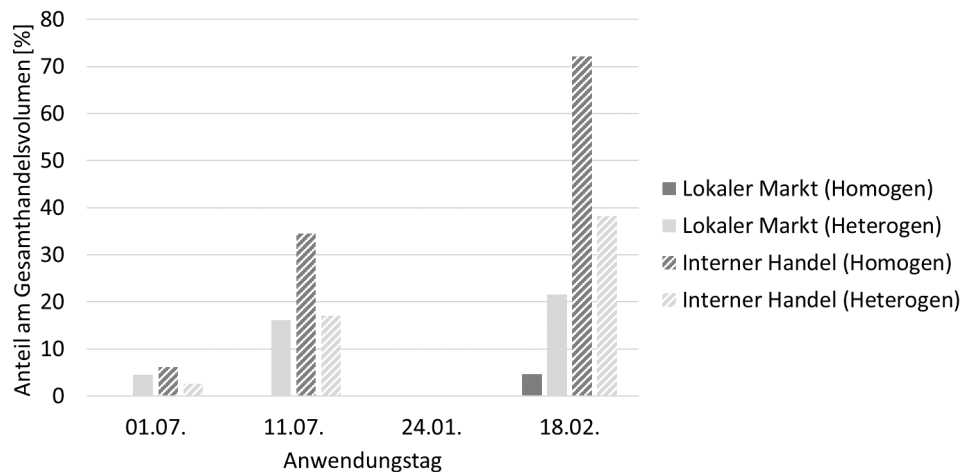


Abbildung 7.32: Vergleich der relativen Handelsanteile

mehr als 90 % dementsprechend an der Strombörse gehandelt wird. Ein Blick auf die Handelsvolumina in Abbildung 7.33 zeigt jedoch, dass die Differenzen zwischen dem 01.07. und 11.07. in absoluten Zahlen deutlich schwächer ausgeprägt sind, als es die relativen Anteile vermuten lassen. Die geringen relativen Anteile lokalen und internen Handels am 01.07. sind demzufolge darauf zurückzuführen, dass große Mengen überschüssiger Energie vorhanden sind, die an der Strombörse verkauft werden und somit das Gesamthandelsvolumen deutlich größer ist als am 11.07. Bei heterogenen EAs ist das absolute interne Handelsvolumen am 11.07. auf einem ähnlichen Level wie der lokale Handel, und am 18.02. sogar um den Faktor 1,77 größer. Dies zeigt, dass auch trotz der Aggregation von zueinander ähnlichen Haushalte diese so divers sind, dass selbst bei einer Größenordnung von nur elf bzw. zwölf Haushalten je EA Synergien zwischen den jeweiligen Flexibilitätäten entstehen. Während homogene EAs also eine klare Ausrichtung auf internen Handel mit sich bringen und lokaler Handel kaum möglich ist, stellt sich dieses Verhältnis bei heterogenen EAs ausgeglichener dar und es wird sowohl intern als auch lokal gehandelt.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Wirtschaftlichkeit in den verschiedenen Anwendungsfällen. Ein Vergleich der Mittelwerte der Haushalts-Handelsüberschüsse in Abbildung 7.34 zeigt die starken Unterschiede in den Größenordnungen der Mittelwerte an den jeweiligen Tagen, die aus den äußeren Gegebenheiten und dem entsprechenden Verhältnis zwischen Energieangebot und -nachfrage resultieren. Der Unterschied zwischen homogenen und heterogenen EAs ist im Vergleich zu den Abweichungen zwischen den

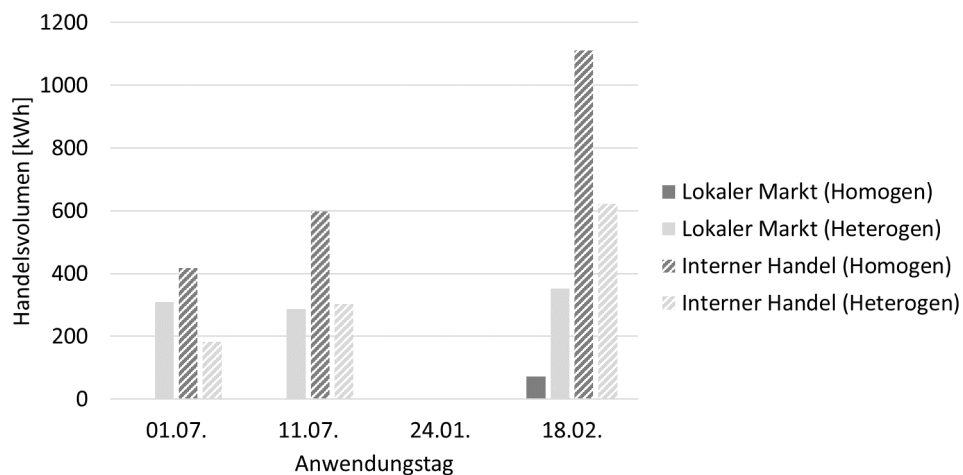


Abbildung 7.33: Vergleich der absoluten Handelsvolumina

verschiedenen Tage gering. Am 24.01. realisieren heterogene EAs pro Haushalt im Mittel nur 0,01 € mehr als homogene EAs. Diese marginale Differenz hängt damit zusammen, dass weder lokaler noch interner Handel stattfindet und die Haushalte letztendlich unabhängig voneinander optimiert werden. Die Zuordnung der Haushalte zu EAs spielt somit keine Rolle. Dass die Ergebnisse trotzdem nicht identisch sind, liegt an der Verwendung einer Optimality Gap von 1 %, sodass jede der jeweils 110 Anwendungen des EAM pro Anwendungstag eine leichte Abweichung zur tatsächlich optimalen Lösung aufweisen kann.

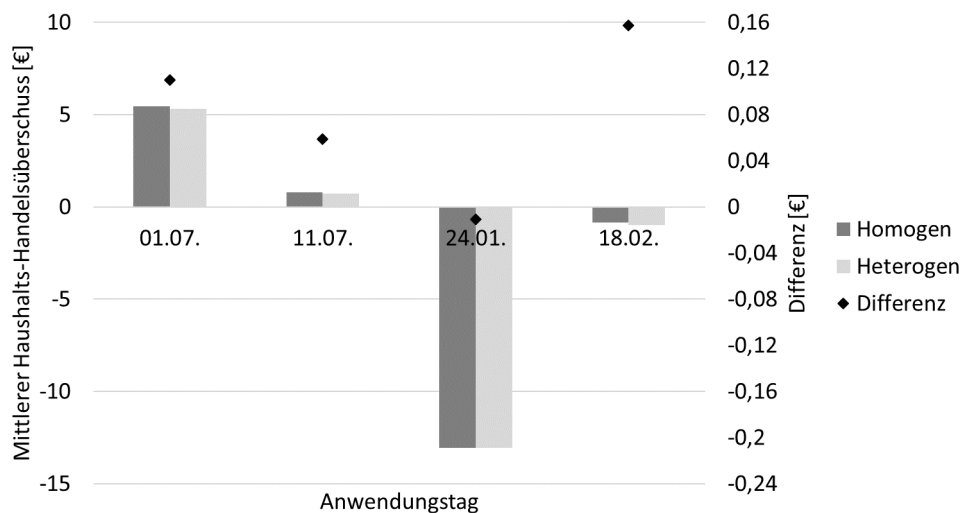


Abbildung 7.34: Vergleich der Mittelwerte der Haushalts-Handelsüberschüsse

Am 01.07., 11.07. und 18.02. zeigen sich im Vergleich der Handelsüberschüsse zwischen homogenen und heterogenen EAs jeweils Differenzen zugunsten homogener EAs in Höhe von etwa 0,11 €, 0,06 € bzw. 0,16 € je Haushalt. Die Ursache für die Vorteilhaftigkeit homogener EAs liegt in den höheren Anteilen internen Handels. Aufgrund der geringen Energiehandelsgebühren ist interner Handel im Allgemeinen vorteilhaft, sofern er realisierbar ist. Jedoch ist in den unterschiedlich hohen Differenzen in Abbildung 7.34 zu erkennen, dass die Vorteilhaftigkeit internen Handels gegenüber lokalem Handel abhängig von äußeren Umständen des jeweiligen Tages ist. Am 18.02. ist die Differenz am größten. Dies ist zugleich der Tag mit dem größten Handelsvolumen auf interner und lokaler Ebene. Bei homogenen EAs findet im Vergleich zu heterogenen EAs nicht nur mehr interner Handel statt (1100,89 kWh im Vergleich zu 621,95 kWh), sondern auch die Summe aus internem und lokalem Handelsvolumen ist größer (1182,11 kWh im Vergleich zu 973,98 kWh). Heterogene EAs kompensieren den mangelnden internen Handel folglich nicht in gleicher Höhe mit lokalem Handel, sodass im Umkehrschluss mehr an der Börse gehandelt wird. Die Gestaltung der Preisstrukturen im Day-Ahead-Prozess ist derart, dass Börsenhandel im Allgemeinen weniger profitabel ist und nur insoweit genutzt wird, wie ein Mangel interner und lokaler Handelsmöglichkeiten dies erfordert.

Im Vergleich des 01.07. und des 11.07. zeigt sich jedoch ein Widerspruch zu dem oben erklärten Zusammenhang. Während am 11.07. die Summe aus internem und lokalem Handel bei homogenen und heterogenen EAs in etwa gleich ist (598,04 kWh im Vergleich zu 590,76 kWh), überwiegt die entsprechende Summe am 01.07. aufseiten heterogener EAs (418,35 kWh im Vergleich zu 491,64 kWh). Nichtsdestotrotz fällt die Differenz der Handelsüberschüsse am 01.07. stärker zugunsten homogener EAs aus als am 11.07. Darin zeigt sich, dass an diesen Tage jeweils unterschiedliche Mehrwerte durch internen und lokalen Handel realisiert werden. So haben homogene EAs am 01.07. unter den Gegebenheiten starker Angebotsüberschüsse den Vorteil, dass die stärkere Heterogenität ihrer jeweils gemanagten Haushalte Möglichkeiten bietet, um Teile der überschüssigen Energie zur Deckung der Lasten von Haushalten ohne Erzeugungsanlagen effizient einzusetzen. Auf der anderen Seite haben heterogene EAs, deren Haushaltsmengen in sich homogener sind, weniger Alternativen zum externen Verkauf zu niedrigen Preisen. Da sich unter diesen Umständen die lokalen Preise den Börsenpreisen annähern, stellt der lokale Handel an dieser Stelle einen nur geringfügigen Vorteil im Vergleich zum Börsenhandel dar.

Aus einer wirtschaftlichen Perspektive der beteiligten Haushalte heraus betrachtet ist es erstrebenswert, dass EAs jeweils heterogene Mengen von Haushalten managen, da auf diese Weise effizienter interner Handel realisiert werden kann. Dies geht damit einher, dass auf Ebene der EAs ein Grad an Homogenität erreicht wird, der für das Zustandekommen lokalen Handels nicht förderlich ist. Der konzeptuelle Gegenentwurf heterogener EAs, die jeweils auf Haushalte mit bestimmten Ressourcenausstattungen spezialisiert sind, ist unter den Umständen der hier durchgeführten Fallstudien für die Haushalte weniger profitabel. Die größere Handlungsfähigkeit solcher EAs an lokalen Märkten kann jedoch andere Vorteile mit sich bringen. Dies ist insbesondere im Kontext lokaler Markteingriffe von Relevanz, die beispielsweise ein Instrument für die Gewährleistung der Netzstabilität sein können. Die hier durchgeführten Analysen berücksichtigen nicht die Konsequenzen der Handelsgebote auf Leistungsflüsse im Netz. Somit sind die in dieser Fallstudie erzielten Handelsüberschüsse, insbesondere die der homogenen EAs, möglicherweise auf Netzseite nicht tragbar. Dies hätte die Konsequenz, dass Abweichungen von den Planungen eines EAs auftreten, die sich negativ auf die Profitabilität der Haushalte auswirken. Die Vor- und Nachteile unterschiedlicher Gestaltungen von EAs hinsichtlich des energiepolitischen Zieldreiecks in weiteren Fallstudien zu untersuchen, stellt somit eine offene Forschungslücke dar. Im folgenden Unterkapitel wird dazu ein Beitrag geleistet, indem in weiteren Analysen betrachtet wird, inwieweit gezielte Eingriffe in lokale Energiemärkte, in denen heterogene EAs untereinander handeln, zu einer verbesserten Netzstabilität beitragen können.

## **7.2 Gezielte lokale Markteingriffe**

In diesem Abschnitt werden auf Grundlage der vorangegangenen Ergebnisse Analysen durchgeführt, die die Möglichkeiten gezielter Eingriffe in lokalen Märkten als Tool für Engpassmanagement behandeln. Dazu werden zunächst Rahmenbedingungen für die Anwendung der entwickelten Modelle in diesem Kontext dargelegt. Im Weiteren werden verschiedene Ansätze für Eingriffsmaßnahmen vorgestellt und die daraus resultierenden Ergebnisse analysiert.

### **7.2.1 Engpassmanagement bei Leitungsüberlastungen**

Da das EAM ein profitorientiertes Entscheidungsverhalten von EAs abbildet und die Durchführung von Preisanpassungen im LMM lediglich auf der Grundlage von Angebot und Nachfrage erfolgt, bleiben netzseitige Aspekte unberücksichtigt. Folglich

ist es möglich, dass die im vorangegangenen Abschnitt vorgestellten Ergebnisse aus dem lokalen Day-Ahead-Prozess technisch nicht umsetzbar sind bzw. Anpassungen der Entscheidungen bezüglich des Energiehandels und des Einsatzes von Energieressourcen im kurzfristigen Intraday-Betrieb erforderlich werden. Um diesem Umstand entgegenzuwirken, können die modellierten Marktmechanismen durch entsprechende Netzzustandsanalysen angepasst werden, um in der Folge das Verhalten der lokalen EAs im Sinne einer verbesserten Netzstabilität zu beeinflussen. In dieser Arbeit wird beispielhaft das Problem von Leitungsüberlastungen thematisiert. Zu beachten ist dabei, dass in dieser Arbeit keine physikalisch korrekte Berechnung der Leistungsflüsse im Vordergrund steht, sondern vereinfachende Annahmen getroffen werden, die im Folgenden erläutert werden. Zugunsten der sprachlichen Klarheit wird dabei dennoch von Leistungsflüssen gesprochen, obwohl diese nicht physikalisch exakt bestimmt werden.

Da die in Kapitel 5 eingeführte Fallstudie, sowie deren Anwendung in Abschnitt 7.1 eine Menge von 111 Haushalten beinhalten, die jedoch keiner spezifizierten Zuordnung zu Leitungen innerhalb eines Stromnetzes unterliegen, ist zunächst eine solche Zuordnung notwendig, um Leitungsauslastungen bestimmen zu können. Vereinfachend wird für die folgenden Analysen eine randomisierte Anordnung aller Haushalte auf acht Leitungen angenommen. Die Anzahl der Haushalte pro Leitung wird dabei so vorgegeben, dass sich dies möglichst ausgeglichen verhält und es sieben Leitungsstränge mit jeweils 14 Haushalten und einen Leitungsstrang mit 13 Haushalten gibt. Eine entsprechende Übersicht befindet sich im Anhang in Abbildung 1. Die Bezeichnungen der Haushalte orientieren sich dabei an der Zuordnung zu EAs gemäß Tabelle 3 im Anhang. Dabei handelt es sich um die Konstellation heterogener EAs, weil die Ergebnisse in Abschnitt 7.1 gezeigt haben, dass in diesem Fall bessere Voraussetzungen für das Zustandekommen lokalen Handels herrschen, als im Falle homogener EAs. Da gezielte lokale Markteingriffe nur sinnvoll sein können, wenn es hinreichende Möglichkeiten für beeinflussbare Gebotsabgaben gibt, werden die folgenden Analysen nur in dieser EA-Konstellation durchgeführt. Eine weitere Vereinfachung besteht darin, dass die 13 bzw. 14 Haushalte einer Leitung als ein Knotenpunkt betrachtet werden, sodass ausgehend von der Ortsnetzstation acht parallele Leitungen zu den zusammengefassten Haushaltsknoten verlaufen und dementsprechend die Leistungsflüsse bestimmt werden. Zudem werden Begrenzungen hinsichtlich der Leistung des Transformators an der Ortsnetzstation vernachlässigt.

In dieser Arbeit werden die Leistungsflüsse der Leitungen vereinfacht als Summe der

positiv konnotierten Kaufgebote und negativ konnotierten Verkaufsgbote aller Haushalte einer Leitung berechnet. Aufgrund der Zusammenfassung der Haushalte zu einem Knotenpunkt wird dementsprechend nicht berücksichtigt, dass unterschiedliche Abschnitte der acht Leitungen jeweils realistischerweise unterschiedliche Leistungsflüsse aufweisen würden. Je nachdem, ob die Summe der Kauf- oder Verkaufsgbote der Haushalte einer Leitung überwiegen, werden die Leistungsflüsse mit positivem oder negativem Vorzeichen erfasst. Bei der Bestimmung der Leistungsflüsse werden die nicht-linearen Zusammenhänge zwischen Wirk- und Blindleistung vernachlässigt. Spannungsbeträge und -winkel fließen nicht ein und werden folglich nicht berechnet. Stattdessen wird nur die Wirkleistung in Form der ein- und ausgehenden Energieflüsse aus dem Handel betrachtet. Die Dimensionierung der Stromleitungen eines Verteilnetzes basiert auf Daten aus der CyEntEE-Datenbank [142]. Demnach gilt für jede der acht Leitungen eine angenommene maximale Übertragungsleistung von 173,14 kW. Diese Kennzahl beruht auf der Annahme einer Nennspannung der Leitung von 400 V, einer maximalen Stromtragfähigkeit von 357 A und einem Leistungsfaktor von 1. Demnach werden Überlastungen, die in der Realität auf hohe Stromstärken oder hohe Spannungen zurückzuführen sind, approximiert. Da die Vermeidung von Leitungsüberlastungen ein kritischer Aspekt für die Gewährleistung der Netzstabilität ist, wird in den folgenden Analysen nicht erst bei Erreichung des tatsächlichen Übertragungsmaximums eingegriffen, sondern bereits ab einem Grenzwert von 150 kW pro Leitung, sodass noch ein Sicherheitspuffer besteht. Eine drohende Leitungsüberlastung besteht demnach sowohl bei positiven als auch bei negativen Leistungsflüssen mit Beträgen von mindestens 150 kW. Trotz der Limitationen im Hinblick auf die Genauigkeit und Korrektheit der Modellierung des Stromnetzes können die folgenden Analysen Aufschluss darüber geben, inwieweit die modellierten Markteingriffe positiven Einfluss auf die vereinfachten Kennzahlen der Leitungsauslastungen haben.

Die Auswertungen in Abschnitt 7.1 haben gezeigt, dass von den vier analysierten Tagen der kalte, sonnenarme Wintertag am 24.01.2019 keinerlei lokalen Handel zulässt, da alle EAs überwiegend als Verbraucher am Markt aktiv sind. Dementsprechend ist unter diesen Umständen keine Wirksamkeit lokaler Markteingriffe zu erwarten und dieser Anwendungsfall wird von den folgenden Analysen ausgeschlossen. Betrachtet werden folglich die drei Tage des 01.07., 11.07. und 18.02., jeweils in der Konstellation heterogener EAs. Als Ausgangspunkt für die Analysen wird zunächst ausgewertet, inwieweit an diesen drei Tagen kritische Leitungsauslastungen entstehen, wenn keine Markteingriffe vorgenommen werden.

Der 01.07. ist von starker Solareinstrahlung und folglich von hohen Verkaufsgeboten geprägt. Der Großteil der Leistungsflüsse durch die Leitungen resultiert dementsprechend aus abgängigen Stromflüssen aus Sicht der jeweiligen Haushalte. Dies zeigt sich in Abbildung 7.35 durch die überwiegend negativen Leistungsflüsse auf den einzelnen Leitungen. Es ist zu sehen, dass die Leistungsflüsse über den Großteil des Tages unkritisch sind. Jedoch bestehen Peaks, in denen einzelne Leitungen den kritischen Grenzwert überschreiten. Die Höhe dieser Überlastungen wird durch die in der Grafik enthaltenen Säulen dargestellt. So weist Leitung 2 in Zeitschritt 16 eine Überlastung in Höhe von 11,50 kW auf, ebenso wie Leitung 5 in den Zeitschritten 38 und 39 in Höhe von 0,95 bzw. 8,78 kW, sowie Leitung 8 in Zeitschritt 39 in Höhe von 13,63 kW. In diesen Einzelfällen sind die Leitungsauslastungen somit kritisch, sodass es hinsichtlich der Netzstabilität sinnvoll wäre, die Höhe der Verkaufsgebote in den entsprechenden Zeitschritten zu reduzieren.

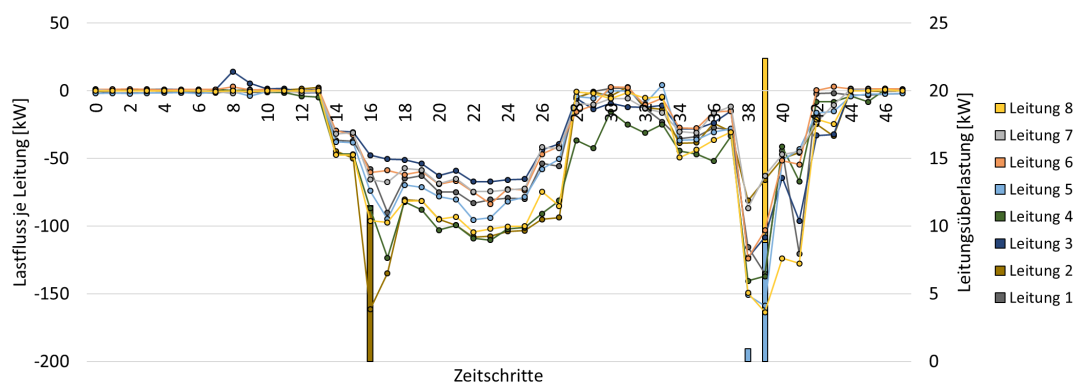


Abbildung 7.35: Leitungs-Leistungsflüsse und -Überlastungen ohne Markteingriffe (01.07.)

Der 11.07. weist im Vergleich zum 01.07. ein ausgeglicheneres Verhältnis von Energieangebot zu -nachfrage auf, da die schwache Solareinstrahlung für nur geringe PV-Erzeugung sorgt. Dementsprechend zeigen sich in Abbildung 7.36 weniger kritische Leistungsauslastungen infolge hoher Verkaufsgebote. Der Grenzwert von 150 kW wird nur von einer Leitung einmal überschritten. So weist Leitung 5 in Zeitschritt 44 eine Überlastung in Höhe von 16,35 kW auf. Zudem sind in Zeitschritt 45 zwei weitere Leitungen sehr nah am Grenzwert, aber ohne diesen zu erreichen. Dies bedeutet jedoch, dass bei nur geringfügigen Änderungen der Handelsmengen der Haushalte an dieser Stelle weitere Überlastungen auftreten könnten. Folglich besteht auch im Anwendungsfall des

11.07. die Notwendigkeit von Markteingriffen, um den hohen Leitungsauslastungen entgegenzuwirken.

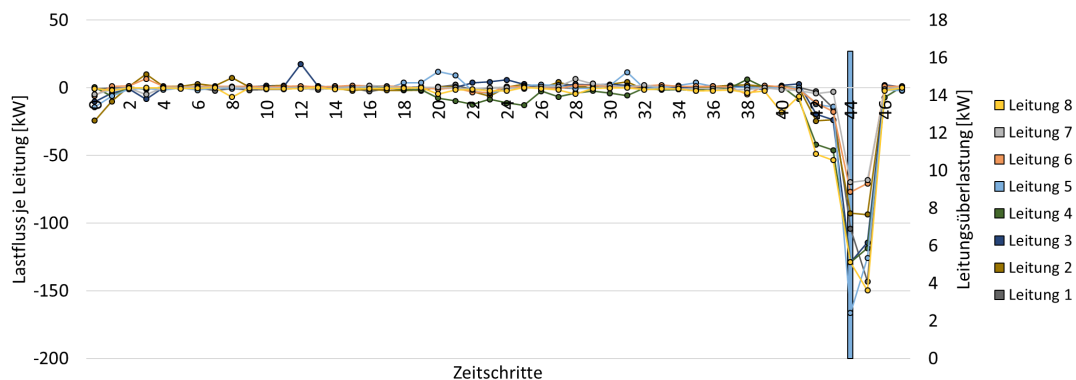


Abbildung 7.36: Leitungs-Leistungsflüsse und -Überlastungen ohne Markteingriffe (11.07.)

Beim 18.02. handelt es sich um einen milden, sonnigen Wintertag, an dem ebenso im betrachteten Haushaltsnetz ein annähernd ausgewogenes Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage besteht. Die Leistungsflüsse aller Leitungen sind in Abbildung 7.37 dargestellt. Dabei fällt auf, dass die Leitungsauslastungen durchweg unkritisch sind, da der betragsmäßig größte Leistungsfluss weniger als 40 kW beträgt und somit weit unter dem Grenzwert von 150 kW liegt. Das Auftreten von sowohl positiven als auch negativen Leistungsflüssen in ähnlichen Größenordnungen deutet darauf hin, dass innerhalb der einzelnen Leitungen heterogene Gebotsstrukturen der Haushalte vorliegen, sodass sowohl Zu- als auch Abflüsse auftreten, die in bilanziell geringen Leistungsflüssen resultieren. Dies bedeutet, dass hinsichtlich der Gefahr von Leitungsüberlastungen keine Notwendigkeit von Markteingriffen besteht. Folglich hat dieser Anwendungsfall in den folgenden Analysen keine Relevanz und wird dementsprechend nicht weiter berücksichtigt.

Die im folgenden Unterkapitel durchgeführten Analysen behandeln in Anbetracht der obigen Ausführungen die beiden Anwendungstage des 01.07. und 11.07. und verfolgen das Ziel, die aufgezeigten Leitungsüberlastungen zu reduzieren oder sogar vollständig zu vermeiden.

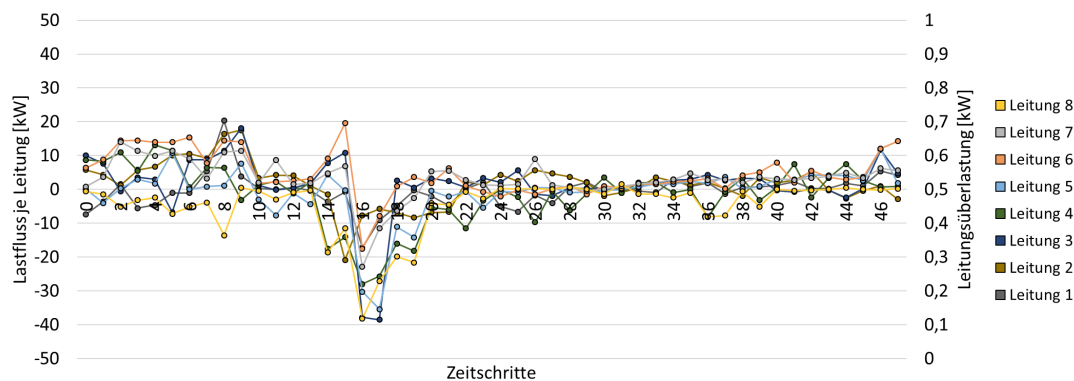


Abbildung 7.37: Leitungs-Leistungsflüsse und -Überlastungen ohne Markteingriffe (18.02.)

## 7.2.2 Ansätze möglicher Eingriffsmaßnahmen

Das in Kapitel 4.2 vorgestellte LMM sieht die Möglichkeit vor, anhand zeitlich und mengenmäßig spezifischer Veränderungen lokaler Energiepreise das Marktverhalten der handelnden EAs zu beeinflussen. Im Falle einer drohenden Leitungsüberlastung ist die Grundidee dementsprechend, dass die gezielt angepassten Preise Anreize für Reduktionen oder Verlagerungen der zu den Überlastungen führenden Handelsgebote bewirken. Die Anpassungen können zudem selektiv auf lokale Kauf- oder Verkaufspreise angewandt werden, um eine bessere Wirksamkeit zu erreichen. Die dadurch entstehende Diskrepanz zwischen Kauf- und Verkaufspreis impliziert je nach Vorzeichen entweder eine Prämie oder eine Strafzahlung im lokalen Handel, die von einer zentralen Instanz wie einem Bilanzkreisbetreiber geleistet wird bzw. an sie zu zahlen ist. Für die Umsetzung dieser Grundidee sind jedoch unterschiedliche Ansätze möglich. In der Literatur werden neben differenzierteren Ansätzen auch heuristische Methoden für Preis Anpassungsmechanismen genutzt [131]. Dementsprechend werden im Folgenden zunächst vier konzeptuelle Ansätze ausgearbeitet und vorgestellt, die im Anschluss jeweils in mehreren Variationen angewandt und analysiert werden. Dabei handelt es sich um einfache methodische Ansätze, die in dieser Arbeit die Funktion haben, untersuchen zu können, inwiefern Eingriffe in EA-basierten lokalen Märkten grundsätzlich das Potential haben, zur Reduktion von Leitungsüberlastungen beizutragen.

Eine Gemeinsamkeit, die in allen vier folgenden Ansätzen enthalten ist, ist die unmittelbare Reduktion des Anreizes, der die drohende Leitungsüberlastung auslöst. Konkret bedeutet dies, dass im Zeitschritt der Überlastung der lokale Verkaufspreis reduziert wird,

wenn es sich um einen negativen Leistungsfluss handelt, oder dass der lokale Kaufpreis erhöht wird, wenn es sich um einen positiven Leistungsfluss handelt. Bei hinreichend starken Preisanpassungen bewirkt dies, dass in der Folgeiteration im entsprechenden Zeitschritt weniger lokale Gebote vorliegen, die zur Leitungsüberlastung führen. Um jedoch zu verhindern, dass die zu handelnden Mengen, die den Markteingriff ausgelöst haben, in der letzten Iteration in ähnlicher Höhe an der Strombörse gehandelt werden und damit die Leitungsüberlastung erneut auslösen, sind Gegenanreize notwendig, die eine Verlagerung dieser Handelsmengen auf andere Zeitschritte befördern. Die Bezeichnung als Gegenanreiz beruht darauf, dass Anreize geschaffen werden sollen, die dem zur Überlastung führenden Verhalten entgegenwirken. Die Gestaltung dieser Gegenanreize folgt in den im Folgenden erläuterten Ansätzen unterschiedlichen Prinzipien. Die vier Ansätze für Eingriffsmaßnahmen werden im Weiteren mit den Bezeichnungen M1 bis M4 abgekürzt. In den Erläuterungen wird zwischen konstruktiven und destruktiven Anreizen unterschieden. Ein konstruktiver Anreiz bezeichnet eine Preisanpassung, die lokalen Handel attraktiver macht. Dies kann entweder eine Erhöhung des Verkaufspreises oder eine Reduzierung des Kaufpreises sein. Ein destruktiver Anreiz stellt das Gegenstück dar und steht dafür, dass lokaler Handel weniger attraktiv wird. Dies kann entweder eine Reduzierung des Verkaufspreises oder eine Erhöhung des Kaufpreises sein. Zudem wird zwischen direkten und indirekten Anreizen differenziert. Diese Bezeichnungen dienen einer einfacheren Umschreibung für die Fallunterscheidung, ob eine Leitungsüberlastung infolge hoher Kauf- oder Verkaufsgebote entsteht. So bezieht sich ein direkter Anreiz auf eine Anpassung des Preises der Gebote, die für die Überlastung verantwortlich sind. Damit sollen also die kritischen Gebote direkt beeinflusst werden. Bei einer Überlastung infolge positiver Leistungsflüsse wäre ein direkter destruktiver Anreiz die Erhöhung des Kaufpreises im kritischen Zeitschritt, um die Menge der Kaufgebote zu verringern. Ein direkter konstruktiver Anreiz wäre eine Reduktion des Kaufpreises in anderen Zeitschritten, auf die die kritischen Kaufgebote verlagert werden sollen. Indirekte Anreize beziehen sich in diesem Beispiel hingegen auf Anpassungen der Verkaufspreise. Damit erfolgt also keine direkte Beeinflussung der kritischen Kaufgebote, sondern der Verkaufsgebote, aber da sich diese auch auf das Zustandekommen lokalen Handels auswirken, erfolgt eine indirekte Beeinflussung der kritischen Kaufgebote. So wäre ein indirekter konstruktiver Anreiz eine Erhöhung des Verkaufspreises in unkritischen Zeitschritten, um durch vermehrte Verkaufsgebote eine höhere Matchingquote für komplementäre Kaufgebote zu ermöglichen. Ein indirekter destruktiver Anreiz wäre eine Verringerung des Verkaufspreises im kritischen Zeitschritt, um die kritischen Kaufgebote auf indirekte Weise dadurch zu beschränken, dass komplementäre Verkaufsgebote weniger attraktiv

werden. Im Falle einer Leitungsüberlastung durch negative Leistungsflüsse gelten diese Ausführungen in umgekehrter Logik für Kauf- und Verkaufspreise.

### **M1: Gegenanreize in Umgebungsintervallen**

Der Ansatz M1 zielt darauf ab, in einem zeitlichen Intervall, das um den kritischen Zeitschritt der Leitungsüberlastung herum symmetrisch ist, Gegenanreize zu schaffen. Zusätzlich zum direkten destruktiven Anreiz im mittleren Zeitschritt des Intervalls werden für alle Zeitschritte des Intervalls indirekte konstruktive Anreize geschaffen. Dies wird beispielhaft für beide möglichen Fälle von Leitungsüberlastungen bei entweder positiven oder negativen Leistungsflüssen in Abbildung 7.38 illustriert. Im erstgenannten Fall im oberen Teil der Abbildung wird im kritischen Zeitschritt ein direkter destruktiver Anreiz in Form einer Erhöhung des Kaufpreises erzeugt, um den hohen Kaufgeboten entgegenzuwirken. Zusätzlich werden indirekte konstruktive Anreize in Form von Erhöhungen des Verkaufspreises in umliegenden Zeitschritten geschaffen, um mehr Verkaufsgebote hervorzurufen. Dies folgt dem Prinzip, dass die große Menge zu kaufender Energie an umliegende Zeitschritte umverteilt werden soll. Dafür ist die Existenz entsprechender komplementärer Verkaufsgebote erforderlich, da die Nachfrage sonst möglicherweise am Ende des Prozesses über Käufe an der Strombörse gedeckt wird. Im unteren Teil der Grafik wird für den Fall einer Leitungsüberlastung infolge negativer Leistungsflüsse analog zum oberen Fall der Verkauf von Energie zum kritischen Zeitschritt durch den reduzierten Verkaufspreis weniger attraktiv, wohingegen zusätzliche Kaufanreize durch reduzierte Kaufpreise im umliegenden Intervall erzeugt werden. Die Höhe der Preisanpassungen sowie die Länge des Intervalls sind zu bestimmende Parameter in der Anwendung dieses Ansatzes.

### **M2: Beidseitige Gegenanreize in Umgebungsintervallen**

Der Ansatz M2 stellt eine Abwandlung von M1 dar und zielt darauf ab, noch stärkere Gegenanreize zu schaffen. Die Preisanpassungen aus M1 werden an dieser Stelle in gleicher Form angewandt und durch weitere Anreize ergänzt. Zusätzlich zu den über das gesamte Intervall vorhandenen indirekten konstruktiven Anreizen werden für alle Intervall-Zeitschritte (abgesehen vom mittleren, kritischen Zeitschritt) weitere direkte konstruktive Anreize erzeugt. Diese sollen bewirken, dass die zur Überlastung führenden Gebote auf die umliegenden Zeitschritte verteilt werden. Beispielhaft wird dieses Prinzip in Abbildung 7.39 veranschaulicht. Im Falle einer positiv-wertigen Leitungsüberlastung infolge hoher Kaufgebote wird dementsprechend zusätzlich zu den M1-Preisanpassungen

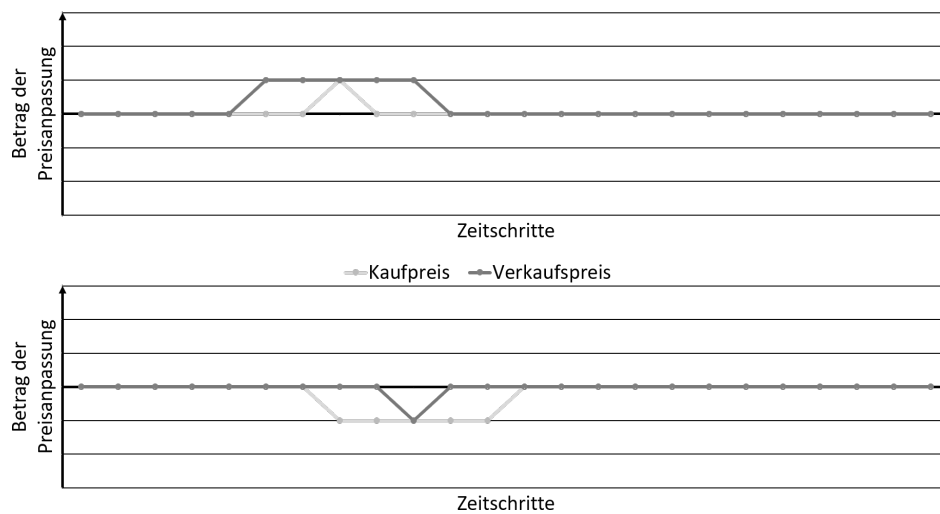


Abbildung 7.38: Beispielhafte Darstellung des Funktionsprinzips von Ansatz M1 (oben: Leitungsüberlastung infolge positiver Leistungsflüsse, unten: Leitungsüberlastung infolge negativer Leistungsflüsse)

der Kaufpreis in allen unkritischen Zeitschritten des Intervalls reduziert, um Energiekäufe attraktiver zu machen. Analog dazu wird bei einer negativ-wertigen Leitungsüberlastung infolge hoher Verkaufsgebote der Verkaufspreis in den umliegenden Zeitschritten erhöht.

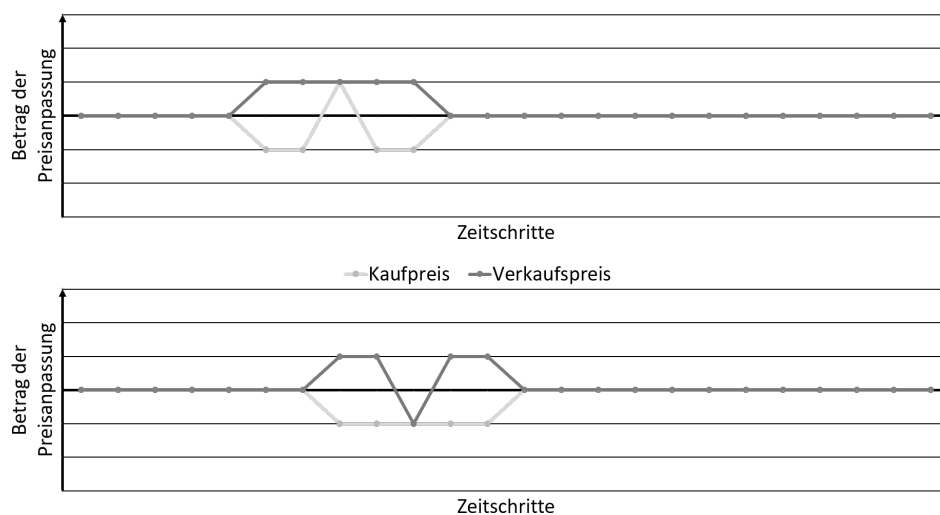


Abbildung 7.39: Beispielhafte Darstellung des Funktionsprinzips von Ansatz M2 (oben: Leitungsüberlastung infolge positiver Leistungsflüsse, unten: Leitungsüberlastung infolge negativer Leistungsflüsse)

Bei den zusätzlichen Preisanpassungen muss jedoch eine mögliche Überlappung von Intervallen berücksichtigt werden. Treten Leitungsüberlastungen in verschiedenen Zeitschritten auf, so werden mehrere Umgebungsintervalle mit Gegenanreizen gebildet. Sofern die jeweiligen kritischen Zeitschritte nicht in den anderen Intervallen liegen kann, das oben beschriebene Prinzip ohne Einschränkung angewandt werden. Andernfalls müssen bei den zusätzlichen konstruktiven Anreizen die jeweils anderen kritischen Zeitschritte vernachlässigt werden. Anhand des Beispiels in Abbildung 7.40 wird dies für zwei positiv-wertige Leitungsüberlastungen erläutert, die jeweils im Umgebungsintervall der anderen Überlastung liegen. Separat betrachtet würde um die jeweiligen kritischen Zeitschritte herum der Kaufpreis reduziert werden. Da in den kritischen Zeitschritten die Kaufgebote reduziert, und nicht erhöht werden sollen, hat die Erhöhung des Kaufpreises gegenüber der Kaufpreisreduzierung eines benachbarten Umgebungsintervalles Vorrang. Gleichartige Anreize werden bei Überlappungen nicht aufaddiert, sodass im Bereich zwischen den beiden kritischen Zeitschritten dieselben Preisanpassungen vorliegen wie in den äußeren, nicht überlappenden Bereichen der Intervalle.

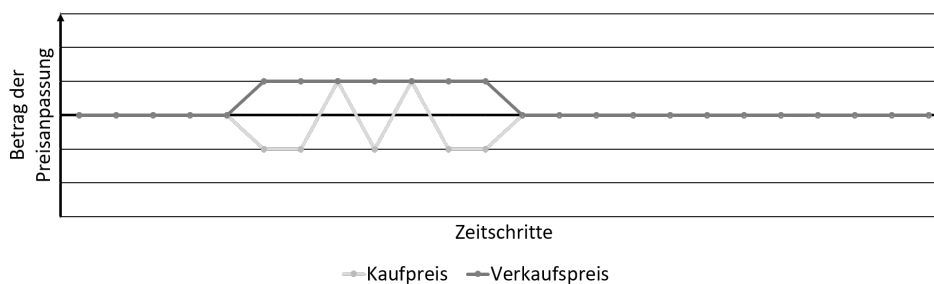


Abbildung 7.40: Überlappung von Umgebungsintervallen im Ansatz M2 für zwei Leitungsüberlastungen infolge positiver Leistungsflüsse

### M3: Punktuelle Gegenanreize

Im Gegensatz zu den Umgebungsintervallen in den Ansätzen M1 und M2, werden im Ansatz M3 die Gegenanreize nicht auf unmittelbar benachbarte Zeitschritte verteilt. Stattdessen wird selektiv eine Menge von Zeitschritten ausgewählt, die sich für die Erzeugung von Gegenanreizen eignen. Als Auswahlkriterium dient der reguläre lokale Preis. Es werden diejenigen Zeitschritte ausgewählt, die die besten Preise für potentielle Gegengebote zu den kritischen Geboten aufweisen. Bei einer positiv-wertigen Überlastung werden somit die Zeitschritte mit den höchsten Preisen und bei einer negativ-wertigen Überlastung die Zeitschritte mit den niedrigsten Preisen ausgewählt.

Dies folgt der Prämisse, dass Leitungsüberlastungen durch starke Ungleichgewichte zwischen Angebot und Nachfrage entstehen und die Wahrscheinlichkeit einer erfolgreichen Umverteilung der jeweiligen Angebots- oder Nachfrageüberschüsse am höchsten in den Zeitschritten ist, die für die minderheitliche Marktseite am profitabelsten ist. Beispielhaft für eine auftretende Leitungsüberlastung in der Mitte des Tages (mit der Folge eines direkten destruktiven Anreizes) ist dies für beide Richtungen möglicher Überlastungen in Abbildung 7.41 dargestellt. Neben der Höhe der Preisanpassung ist die Anzahl der Anreizpunkte ein Parameter dieses Ansatzes. Im abgebildeten Beispiel gibt es drei Anreizpunkte. Im oberen Teil der Grafik entsteht die Überlastung infolge hoher Kaufgebote, sodass die Anreizpunkte in den Zeitschritten gesetzt werden, die die höchsten regulären Marktpreise aufweisen. Da aufgrund der hohen regulären Preise Verkäufe in diesen Zeitschritten ohnehin attraktiv sind, wird durch die zusätzlichen Anreize ebenfalls der Kauf attraktiver gemacht. Auf diese Weise wird angestrebt, die kritischen Kaufgebote auf die Anreizpunkte zu verlagern. Um ein erfolgreiches Matching zu gewährleisten, werden zugleich indirekte konstruktive Anreize in Form erhöhter Verkaufspreise erzeugt, die für mehr Verkaufsgebote in den Anreizpunkten sorgen. Die tatsächlichen Kauf- und Verkaufspreise bestimmen sich als Summe aus den dargestellten Anpassungsbeträgen und den regulären Marktpreisen.

Im unteren Fall werden nach der gleichen Logik entsprechende Anreize gesetzt, jedoch liegen die Anreizpunkte bei den niedrigsten regulären Marktpreisen. Auf diese Weise wird angestrebt, die kritischen Verkaufsgebote auf die für den Kauf günstigsten Zeitschritte zu verlagern.

#### **M4: Punktuelle Gegenanreize mit permanenten destruktiven Anreizen**

Der Ansatz M4 beruht auf M3 und ergänzt diesen Ansatz um einen weiteren Aspekt. Die Maßnahmen von M3 werden in jeder Iteration des lokalen Marktes aufs Neue angewandt. Um zu verhindern, dass im Laufe der Iterationen Leitungsüberlastungen wiederholt in Zeitschritten auftreten, die bereits in einer früheren Iteration kritisch waren, werden alle kritischen Zeitschritte für spätere Iterationen festgehalten. Die direkten, destruktiven Anreize werden somit nicht nur in der Iteration gesetzt, in der die Leitungsüberlastung tatsächlich identifiziert wird, sondern auch in allen folgenden Iterationen. Ein einmal gesetzter destruktiver Anreiz bleibt somit für den Rest des Prozesses bestehen und auf diese Art können im Laufe der Iterationen mehrere destruktive Anreize angesammelt werden. Sollte einer dieser früheren kritischen Zeitschritte mit einem neuen Anreizpunkt übereinstimmen, so ist der entsprechende Anreizpunkt nicht an dieser Stelle zu setzen,

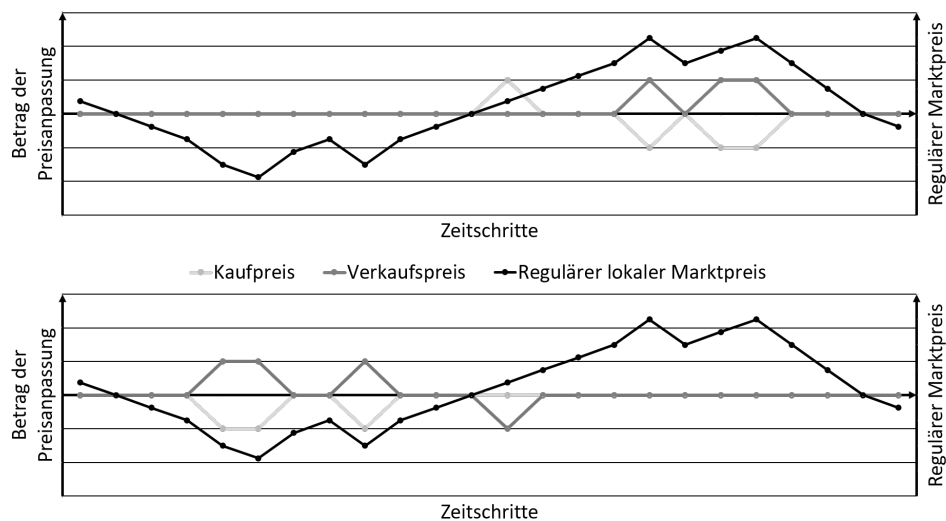


Abbildung 7.41: Beispielhafte Darstellung des Funktionsprinzips von Ansatz M3 (oben: Leitungsüberlastung infolge positiver Leistungsflüsse, unten: Leitungsüberlastung infolge negativer Leistungsflüsse)

sondern der nächstbeste Zeitschritt gemäß des Funktionsprinzips von M3 zu wählen. Beispielhaft wird das Funktionsprinzip für zwei aufeinanderfolgende Iterationen in Abbildung 7.42 dargestellt. Der obere Teil entspricht dem Beispiel einer Leitungsüberlastung durch hohe Verkaufsgebote in der Tagesmitte, das bereits zur Erläuterung von M3 in Abbildung 7.41 verwendet wurde. Im unteren Teil ist in der Folgeiteration (mit angepassten regulären Marktpreisen) eine weitere Überlastung im sechsten Zeitschritt des Tages zu sehen, auf den mit einem destruktiven Anreiz reagiert wird. Zudem sind bei den drei höchsten Regulärpreisen die neuen Anreizpunkte gesetzt. In der Mitte des Tages besteht weiterhin der destruktive Anreiz aus der vorherigen Iteration, um zu verhindern, dass dort eine erneute Überlastung durch hohe Kaufgebote entsteht.

### 7.2.3 Analyse der Wirksamkeit von Markteingriffen

Im Folgenden werden die Ansätze M1 bis M4 jeweils für beide Anwendungstage analysiert. Dabei werden verschiedene Varianten der Ansätze betrachtet, die sich hinsichtlich der Werte ihrer Parameter unterscheiden. Ein Parameter, den alle vier Ansätze gemein haben, ist der Betrag, um den der lokale Preis angepasst wird. Somit werden alle Ansätze jeweils für Anpassungen in Höhe von 0,01, 0,03, und 0,05 € je kWh angewandt. Für die Kompatibilität der Preisanpassungen im lokalen Markt erfolgen die folgenden Analysen in derselben zeitlichen Auflösung wie dies in der Fallstudie aus Kapitel 5 der

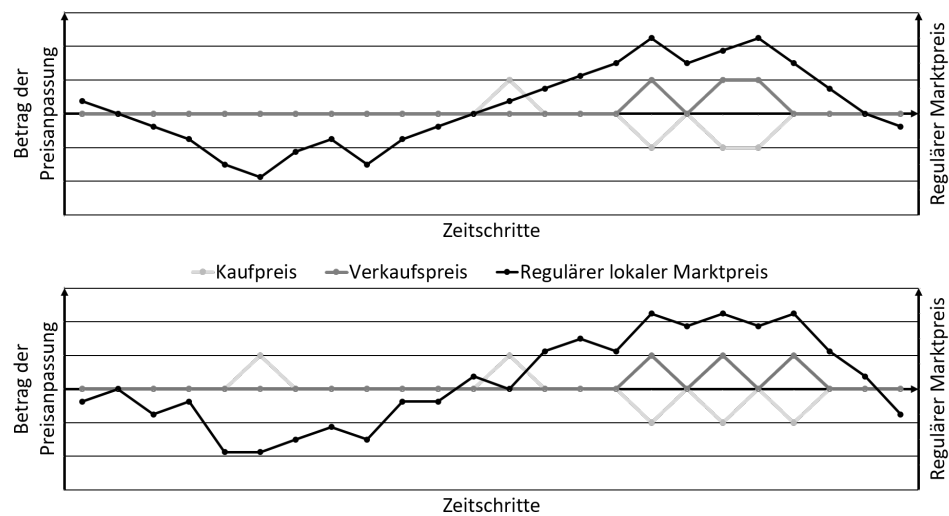


Abbildung 7.42: Beispielhafte Darstellung des Funktionsprinzips von Ansatz M4 für zwei aufeinanderfolgende Iterationen mit jeweils auftretenden Leitungsüberlastungen infolge positiver Leistungsflüsse

Fall ist. Dementsprechend beziehen sich die im Folgenden referenzierten Zeitschritte auf diskrete Zeitabschnitte eines zu planenden Tages mit einer Länge von jeweils 30 Minuten.

### Wirksamkeit von M1

Der Ansatz M1 weist als Parameter die Länge der Umgebungsintervalle auf. In dieser Analyse werden drei verschiedene Intervalllängen betrachtet: 9, 17 und 25 Zeitschritte - dies entspricht Intervallen, die um den kritischen Zeitschritt in beide Richtungen jeweils vier, acht oder zwölf Zeitschritte abdecken (d.h. zwei, vier oder sechs Stunden). Aus der Kombination mit drei verschiedenen Anpassungsbeträgen ergeben sich folglich neun Varianten von M1. In Abbildung 7.43 werden die Leitungsüberlastungen am Ende des lokalen Day-Ahead-Prozesses für die jeweiligen Varianten dem Fall ohne Markteingriffe gegenübergestellt (vgl. Abbildungen 7.35 und 7.36). Dabei wird zudem zwischen beiden Anwendungstagen differenziert.

Hinsichtlich der Wirksamkeit von M1 zeigen sich gemischte Ergebnisse. Am 01.07. führen sieben der neun Varianten zu Verschlechterungen, da die Gesamtüberlastungen im Vergleich zur Ausgangssituation steigen. Zudem ist teilweise die Anzahl der davon betroffenen Leitungen höher, als dies ohne Eingriffe der Fall wäre. Nur zwei Varianten

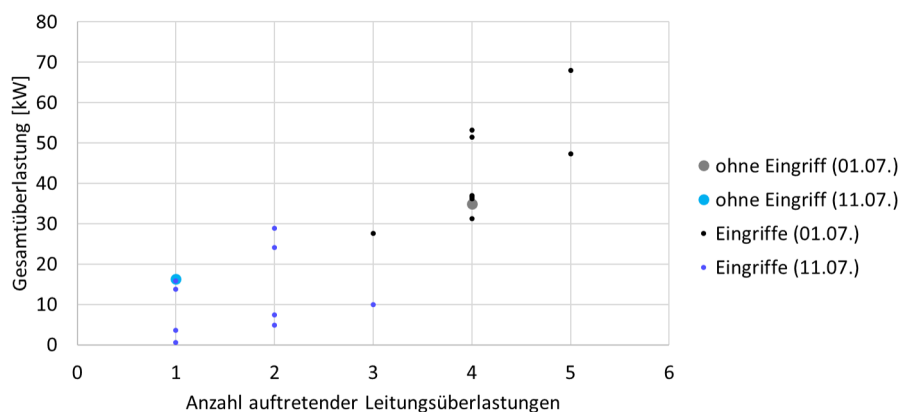


Abbildung 7.43: Wirksamkeit verschiedener Varianten von M1

führen zu leichten Verbesserungen. Am 11.07. bewirken hingegen nur zwei Varianten Erhöhungen der Gesamtüberlastung. Die sieben anderen Varianten reduzieren die Gesamtüberlastung. Dies beinhaltet sowohl Fälle von nur marginalen Reduktionen, fast vollständiger Beseitigung, sowie von starken Reduktionen der Überlastungen, die jedoch mit einer größeren Anzahl überlasteter Leitungen einhergehen. Aus diesen Ergebnissen lassen sich zunächst keine allgemeinen Implikationen für die Wirksamkeit von M1 ableiten. Es ist zwar ersichtlich, dass das Potential besteht, mit diesem Ansatz Überlastungen zu reduzieren, jedoch besteht auch das Risiko, dass die Anwendung sogar zu höheren Überlastungen führt. Abhängig von den Varianten und den äußeren Umständen eines Anwendungsfalles verhalten sich das Potential und das Risiko unterschiedlich.

Für einen detaillierteren Einblick wird im Folgenden analysiert, wie sich die Wirksamkeit von Eingriffsmaßnahmen in den verschiedenen Varianten von M1 verändert. In Abbildung 7.44 ist dargestellt, wie groß die resultierende Gesamtüberlastung aller Leitungen in Abhängigkeit der variierten Parameter des Ansatzes jeweils an beiden Anwendungstagen ist. Als Referenzen sind die Gesamtüberlastungen ohne Markteingriffe bei Intervalllängen und Anpassungsbeträgen von Null abgebildet. Dabei lassen sich keinerlei Trends zwischen den Ausprägungen der Parameter sowie der Gesamtüberlastung feststellen. Verstärkungen der Anreize in Form längerer Umgebungsintervalle oder höherer Anpassungsbeträge führen nicht zu allgemein geringeren Überlastungen. Am 01.07. ist die beste Variante bei Intervalllängen von acht Stunden und Anpassungsbeträgen in Höhe von 0,03 € pro kWh zu finden. Die Gesamtüberlastung wird von 34,86 kW auf 27,58 kW reduziert. Jedoch führen ceteris-paribus-Variationen der Intervalllängen sowie der An-

passungsbeträge in allen vier Fällen sogar zu Erhöhungen der Gesamtüberlastung im Vergleich zur Ausgangssituation. Am 11.07. weist eine Intervalllänge von acht Stunden bei Anpassungsbeträgen in Höhe von 0,01 € je kWh das beste Resultat auf, da die Gesamtüberlastung von 16,35 kW auf 0,51 kW reduziert und Überlastungen damit fast vollständig verhindert werden. In der Betrachtung der anderen acht Varianten lassen sich keine allgemeinen Schlussfolgerungen im Hinblick auf Zusammenhänge zwischen den Parametern und der Gesamtüberlastung ziehen. Zudem ist zu beachten, dass die Wirksamkeiten der Varianten sich an beiden Tagen qualitativ unterschiedlich verhalten. So ist die am 01.07. beste Variante am 11.07. nahezu wirkungslos (Reduktion von 16,35 auf 15,86 kW). Umgekehrt führt die für den 11.07. beste Variante, die in diesem Fall Überlastungen fast vollständig beseitigt, am 01.07. zu einem schlechteren Ergebnis, als dies ohne Markteingriffe der Fall wäre (Erhöhung von 34,86 auf 37,06 kW).

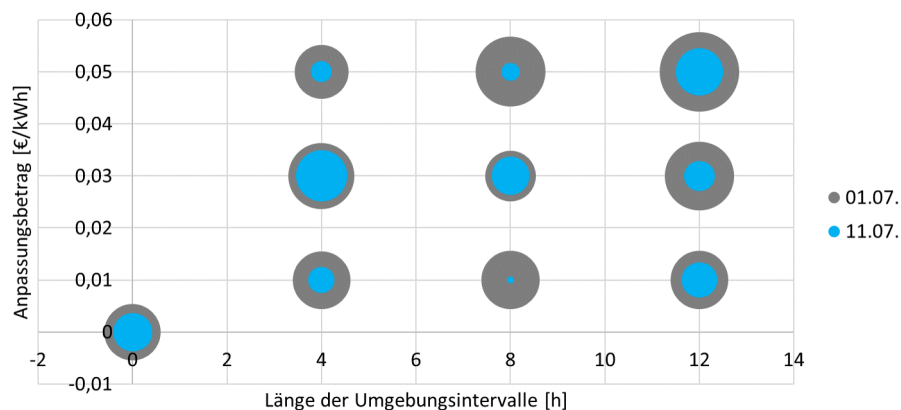


Abbildung 7.44: Vergleich der Gesamtüberlastung der M1-Varianten (repräsentiert durch Blasengröße)

Auf Grundlage dieser Analysen ist festzuhalten, dass sich der Ansatz M1 nicht zuverlässig als wirksame Methode zur Reduktion von Leitungsüberlastungen erweist. In den Ergebnissen zeigt sich, dass die Auswirkungen der Eingriffsmaßnahmen auf das Verhalten der EAs und wiederum auf das Zustandekommen von Energiehandel komplex sind, da in der Wirksamkeit der verschiedenen Varianten keinerlei Konsistenz zu erkennen ist. Über den Verlauf der Iterationen kann der initiale Effekt eines Markteingriffs Verkettungen von weiteren Effekten auslösen, die sich in veränderten Handelsentscheidungen der EAs und veränderten Preisentwicklungen im lokalen Markt äußern. Hinsichtlich der Wirksamkeit von Markteingriffen in Bezug auf die Reduktion von Leitungsüberlastungen ist dabei erschwerend, dass diese nur mittelbar zu erreichen ist. Eine unmittelbare Wirksamkeit lässt sich daran messen, inwieweit lokaler Handel zu den gezielt angepassten Preisen

erfolgt und die Anreize somit einen Einfluss auf die Entscheidungen der EAs haben. Es zeigt sich, dass die destruktiven Anreize den vorgesehenen Zweck erfüllen, da in allen M1-Varianten kein lokaler Handel zu den destruktiv angereizten Preisen besteht. Subventionierter Handel zu den Konditionen konstruktiver Anreize findet hingegen statt. Zwischen der abhängigen Variable der konstruktiv subventionierten Handelsmenge und den unabhängigen Variablen der Intervalllängen und der Anpassungsbeträge lässt sich ein multipler Korrelationskoeffizient von 0,77 bestimmen. Dies bedeutet, dass stärkere Anreize in Form längerer Umgebungsintervalle und höherer Anpassungsbeträge positiv mit lokalem Handel, der unmittelbar infolge konstruktiver Anreize entsteht, korrelieren. Der oben festgestellte Mangel klarer Zusammenhänge zwischen den M1-Varianten und der resultierenden Gesamtüberlastung ist folglich nicht darauf zurückzuführen, dass die gesetzten Anreize zu schwach sind, um das Marktverhalten zu beeinflussen.

In Abbildung 7.45 ist jedoch eine positive Korrelation zwischen der subventionierten Handelsmenge und der Gesamtüberlastung zu beobachten, die einen Korrelationskoeffizienten von 0,65 aufweist. Dieser positive Zusammenhang steht im Widerspruch zur Prämisse des Ansatzes M1, dass der angereizte Handel zur Reduktion von Leitungsüberlastungen beitragen sollte. Die Maßnahmen erfüllen somit nicht ihren vorgesehenen Zweck. Dies unterstreicht die Komplexität im Hinblick auf marktbasierendes Engpassmanagement. In Einzelfällen können, insbesondere im Anwendungsbeispiel des 01.07., zwar gute Ergebnisse erzielt und die auftretenden Überlastungen nahezu beseitigt werden, in anderen Fällen treten jedoch keine signifikanten Veränderungen oder sogar Verschlechterungen auf. Auf Grundlage der obigen Ergebnisse lässt sich der Ansatz M1 im Kontext EA-basierter lokaler Märkte somit nicht empfehlen. Da die Ergebnisse dieser Analyse jedoch nur eine eingeschränkte Allgemeingültigkeit haben und nicht auszuschließen ist, dass in anderen Anwendungsfällen oder mit anderen Varianten eine bessere Wirksamkeit zu erreichen ist, können zukünftige differenziertere Analysen den Ansatz M1 weiter untersuchen.

## **Wirksamkeit von M2**

Eine Übersicht der Ergebnisse aus der Anwendung von Ansatz M2 wird in Abbildung 7.46 präsentiert. Ähnlich zu M1 zeigen sich gemischte Auswirkungen auf die Gesamtüberlastungen. Am 01.07. realisieren manche Varianten leichte Verbesserungen hinsichtlich der Überlastung von Leitungen, jedoch führen andere Varianten zu erheblichen Verschlechterungen. Am 11.07. bewirken sechs von neun Varianten deutliche Reduktionen der Gesamtüberlastung. In einem dieser Fälle wird das Auftreten von Überlastungen

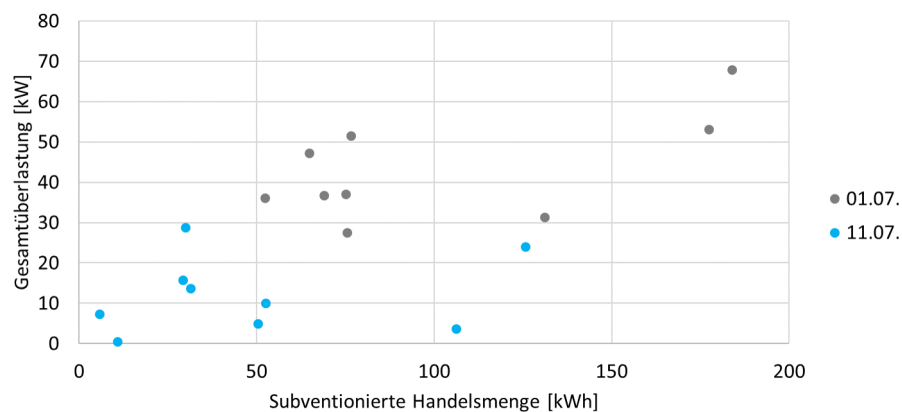


Abbildung 7.45: Zusammenhang zwischen der Menge subventionierten Handels und Leitungsüberlastungen im Ansatz M1

gänzlich verhindert. Drei Varianten führen jedoch auch an diesem Anwendungstag zu leichten Erhöhungen der Überlastungen. In der Übersicht aller neun Varianten zeigt sich somit, ähnlich wie im Ansatz M1, eine Ambiguität in der Wirksamkeit von M2.

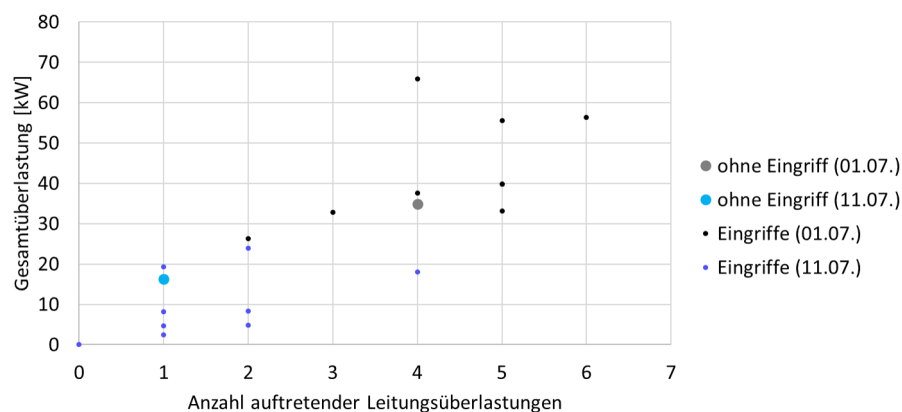


Abbildung 7.46: Wirksamkeit verschiedener Varianten von M2

Für einen detaillierteren Einblick in die Wirksamkeit der verschiedenen Varianten erfolgt in Abbildung 7.47 ein Vergleich der Gesamtüberlastungen in Abhängigkeit der jeweiligen Parameter Intervalllänge und Anpassungsbetrag. Innerhalb der einzelnen Anwendungstage lassen sich keine klaren Aussagen hinsichtlich Trends in der Vorteilhaftigkeit der Parameterausprägungen ableiten. Im Vergleich beider Tage zeigen sich darüber hinaus wenige Gemeinsamkeiten. So ist die wirksamste Variante am 11.07. (Intervalllänge von zwölf Stunden und Anpassungsbetrag von 0,03 € je kWh), die Leitungsüberlastungen

komplett verhindert, zugleich die schlechteste Variante am 01.07., die fast zu einer Verdopplung der Gesamtüberlastung (im Vergleich zum Referenzfall ohne Markteingriff) auf 65,82 kW führt. Im umgekehrten Fall ist die für den 01.07. beste Variante (Gesamtüberlastung in Höhe von 26,37 kW bei Intervalllänge von vier Stunden und Anpassungsbetrag von 0,03 € je kWh) eine der nur drei Varianten, die am 11.07. zu einer Erhöhung der Gesamtüberlastung (auf 18,01 kW) führen. Somit lassen sich keine verallgemeinerbaren Schlussfolgerungen im Hinblick auf die Gestaltung der Parameter ziehen.

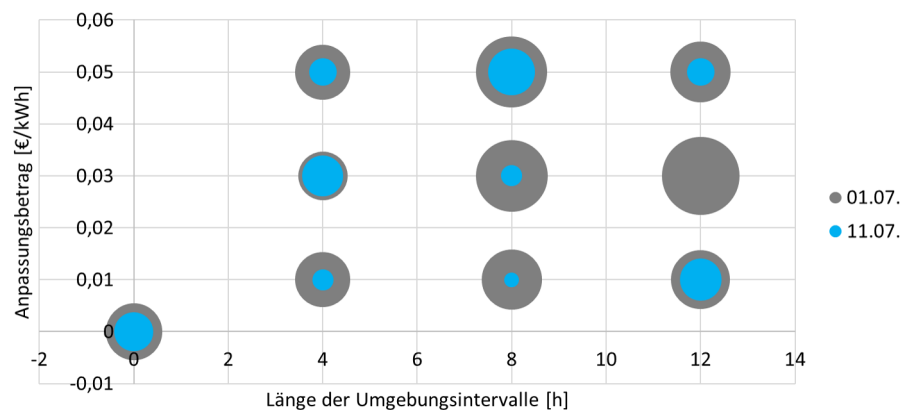


Abbildung 7.47: Vergleich der Gesamtüberlastung der M2-Varianten (repräsentiert durch Blasengröße)

Analog zu M1 zeigt sich ein positiver Zusammenhang zwischen der Stärke der gesetzten Anreize und der subventionierten Handelsmenge mit einem entsprechenden multiplen Korrelationskoeffizienten von 0,89 mit den Parametern Intervalllänge und Anpassungsbetrag als unabhängige Variablen. Die konstruktiven Anreize funktionieren also dahingehend, dass sie unmittelbar lokalen Handel zu vergünstigten Konditionen auslösen. Die Beidseitigkeit der konstruktiven Anreize führt dabei zu noch größeren subventionierten Handelsmengen, als dies im Ansatz M1 der Fall ist. Dies ist Abbildung 7.48 im Vergleich zu Abbildung 7.45 zu entnehmen. Im Hinblick auf das Ziel der Reduktion von Leitungsüberlastungen ist es jedoch problematisch, dass sich auch bei M2 ein positiver Zusammenhang zwischen der subventionierten Handelsmenge und der Gesamtüberlastung zeigt. Der entsprechende Korrelationskoeffizient beträgt 0,31. Größere Realisierungen des durch die Anreize angestrebten Handels führen dementsprechend tendenziell nicht zu Verbesserungen, sondern zu Verschlechterungen hinsichtlich der Leitungsüberlastungen.

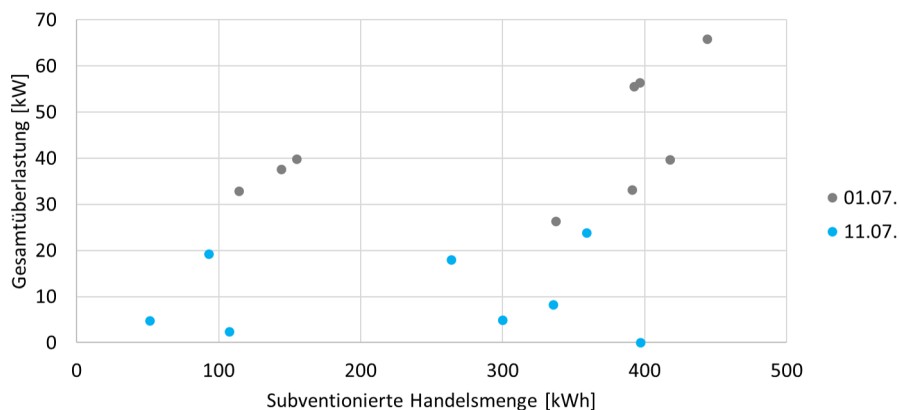


Abbildung 7.48: Zusammenhang zwischen der Menge subventionierten Handels und Leitungsüberlastungen im Ansatz M2

Zusammenfassend ist der Ansatz M2 mit den Ergebnissen der durchgeführten Fallstudie ähnlich zu bewerten wie M1. Obwohl der Ansatz in einigen Anwendungsfällen, insbesondere am 11.07., Potential zur Reduktion von Leitungsüberlastungen zeigt, führen die Eingriffe in anderen Fällen zu Verschlechterungen. Da zudem die Bestimmung der Gestaltungsparameter dieses Ansatzes eine Ambiguität in Bezug auf die Wirksamkeit der Maßnahmen aufweist, lassen sich ohne differenziertere Analysen in weiteren Fallstudien keine Anwendungsempfehlungen ableiten.

### Wirksamkeit von M3

Die Wirksamkeit der punktuell gesetzten Anreize im Ansatz M3 ist grafisch in Abbildung 7.49 dargestellt. Ähnlich zu M1 und M2 ist die Reduktion von Leitungsüberlastungen am 01.07. schwierig und nur einzelne Varianten bewirken teilweise Verringerungen der Gesamtüberlastung, wohingegen andere Varianten sogar kontraproduktiv zu einer Erhöhung der Gesamtüberlastung führen. Am 11.07. zeigt der Ansatz M3 hingegen ein größeres Potential, da alle Varianten eine geringere Gesamtüberlastung aufweisen als die Ausgangssituation ohne Markteingriffe. Innerhalb dieser Anwendungsfälle zeigt sich dennoch eine Divergenz, da vier Varianten zu einer vollständigen Beseitigung von Überlastungen führen, eine weitere Variante zu einer annähernd vollständigen Reduktion der Gesamtüberlastung auf 2,12 kW, wohingegen die vier restlichen Varianten nur geringfügige Reduktionen bewirken, die teilweise mit einer größeren Anzahl überlasteter Leitungen einhergehen.

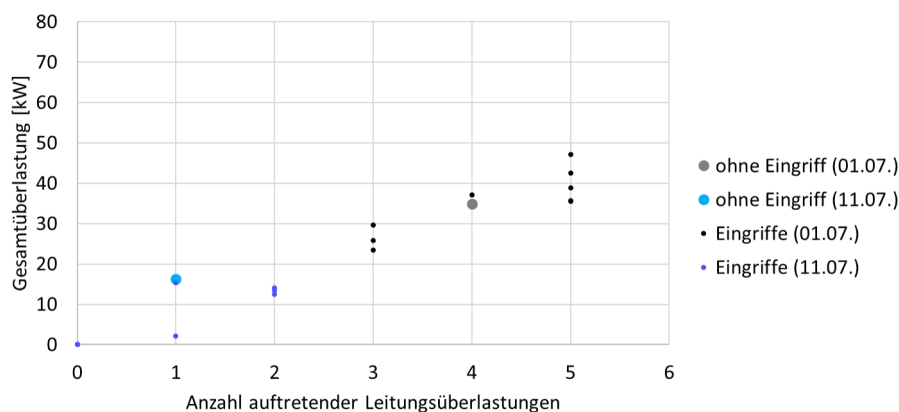


Abbildung 7.49: Wirksamkeit verschiedener Varianten von M3

Ein differenzierterer Blick auf die verschiedenen M3-Varianten in Abbildung 7.50 offenbart in Bezug auf den 01.07. kein erkennbares Muster in der Wirksamkeit unterschiedlicher Anzahlen von Anreizpunkten und unterschiedlicher Anpassungsbeträge. Am 11.07. zeigt sich auf der anderen Seite die Notwendigkeit ausreichend hoher Anpassungsbeträge. Die Varianten mit Anpassungsbeträgen in Höhe von 0,01 € je kWh bewirken nur schwache Reduktionen der ursprünglichen Gesamtüberlastung von 16,35 kW auf Werte von 14,00, 12,42 bzw. 15,29 kW. Bei Anpassungsbeträgen in Höhe von 0,03 € je kWh haben bereits zwei Varianten eine gute Wirksamkeit mit Gesamtüberlastungen von 0 bzw. 2,12 kW. Bei 0,05 € je kWh treten in allen drei Varianten keine Überlastungen mehr auf. Dies deutet darauf hin, dass im Ansatz M3 die angereizten Handelsbeziehungen, im Gegensatz zu M1 und M2, zielführend sind. Dies wird in den noch folgenden Analysen im Zusammenhang mit Abbildung 7.51 genauer untersucht.

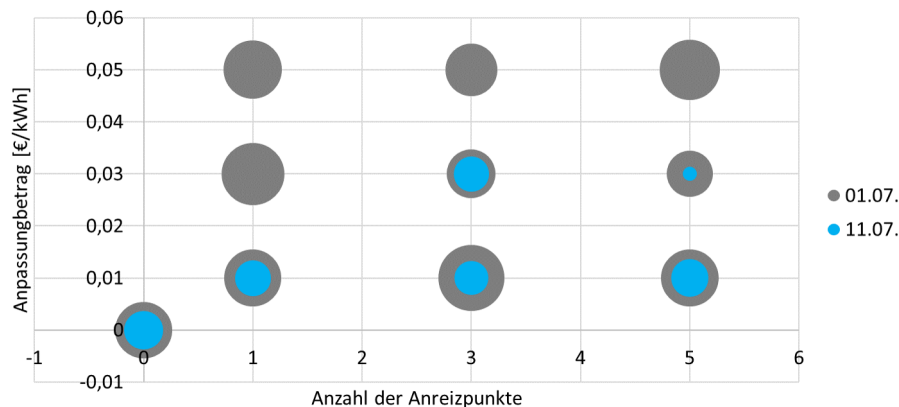


Abbildung 7.50: Vergleich der Gesamtüberlastung der M3-Varianten (repräsentiert durch Blasengröße)

Hinsichtlich der Anzahl der Anreizpunkte ist eine solche Tendenz wie bei den Anpassungsbeträgen nicht zu verzeichnen. Mit nur einem Anreizpunkt stellen sich bessere Ergebnisse ein als mit dreien, jedoch sind wiederum fünf Anreizpunkte auch im Ergebnis besser als drei. Somit zeigt sich auch im Ansatz M3 eine hohe Komplexität infolge der Eingriffe, deren Auswirkungen keinen trivialen Mustern folgen. Festzustellen ist jedoch die mangelnde Wirksamkeit bei einem Anpassungsbetrag von 0,01 € je kWh, die sich darin äußert, dass die Anreize kaum Handel bewirken. So werden am 11.07. in allen drei entsprechenden Varianten weniger als 10 kWh lokalen Handels subventioniert. Im Vergleich dazu liegen die Werte bei einem Anpassungsbetrag von 0,03 € je kWh im Bereich von 233 bis 348 kWh.

In der Anwendung des Ansatzes M3 zeigt sich, wie auch bei M1 und M2, dass eine Verstärkung der Anreize im Allgemeinen zu größeren Mengen subventionierten Handels führt. Der entsprechende multiple Korrelationskoeffizient beträgt 0,75. Bei M3 zeigt sich jedoch in Abbildung 7.51 ein negativer Zusammenhang zwischen der subventionierten Handelsmenge und der Gesamtüberlastung mit einem Korrelationskoeffizienten von -0,58. Dies bedeutet, dass der zusätzlich angereizte lokale Handel mit geringeren Leitungsüberlastungen einhergeht. Damit ist eine wichtige Eigenschaft für Markteingriffe erfüllt, die darauf abzielen, solchen Überlastungen entgegenzuwirken. So zeigt sich insbesondere für den 11.07., dass die nur schwachen Anreize mit Anpassungsbeträgen von 0,01 € je kWh aus dem Grund fast wirkungslos sind, dass diese Anreize kaum Handel fördern und dadurch nahezu keine Auswirkung auf die Gesamtüberlastung haben. In fünf von sechs Varianten, die nicht nur marginale Mengen subventionierten Handels

bewirken, werden die Überlastungen vollständig oder annähernd eliminiert. Am 01.07. erfolgt zwar selbst in der wirksamsten Variante nur eine Reduktion der Gesamtüberlastung von 36,86 auf 23,39 kW, jedoch zeigt sich auch, dass die Überlastungen tendenziell schwächer werden, je mehr Handel subventioniert wird. Da die Subventionsmengen im Allgemeinen geringer sind als am 11.07., sollte in zukünftigen Analysen eine weitere Verstärkung der Anreize betrachtet werden, um herauszufinden, inwiefern M3 auch unter den Bedingungen des 01.07. zu besseren Ergebnissen führen könnte.

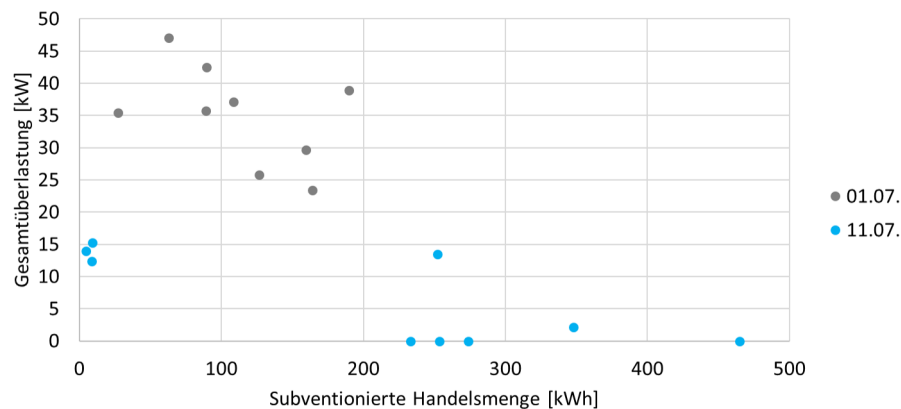


Abbildung 7.51: Zusammenhang zwischen der Menge subventionierten Handels und Leitungsüberlastungen im Ansatz M3

In Anbetracht der obigen Analysen lässt sich zusammenfassen, dass der Ansatz M3 im Vergleich zu M1 und M2 ein größeres Potential zur marktbasierter Reduktion von Leitungsüberlastungen verspricht. Der gezielt angereizte lokale Handel trägt in den Ergebnissen dieser Fallstudie dazu bei, Leitungsüberlastungen tendenziell abzuschwächen. Offen bleibt jedoch die Frage, inwiefern dieser Ansatz unter verschiedenen äußeren Umständen hinreichend starke Anreize bieten kann, um wirksam zu werden.

#### Wirksamkeit von M4

Der Ansatz M4 stellt im Vergleich zu M3 keine Verstärkung von konstruktiven Anreizen dar, sondern zielt mithilfe vermehrter destruktiver Anreize darauf ab, alternative Handelsmöglichkeiten zu den Anreizpunkten weniger attraktiv zu machen. Die Prämisse der Beibehaltung destruktiver Anreize über Folgeiterationen ist somit eine Beschränkung indirekter, komplexer, nicht-zielführender Auswirkungen von Markteingriffen. Für den Anwendungsfall des 01.07. zeigen sich in Abbildung 7.52 dennoch sowohl positive als

auch negative Auswirkungen der Eingriffsvarianten auf die Gesamtüberlastung. Trotz der Ambiguität zwischen den Varianten stellt dieser Ansatz für den 01.07. im Allgemeinen eine Verbesserung im Vergleich zu den anderen Ansätzen dar. Nur vier der neun Varianten haben eine Gesamtüberlastung, die höher ist als der Referenzwert des Falles ohne Markteingriffe von 34,86 kW, wohingegen dies bei den Ansätzen M1 bis M3 jeweils bei sechs bzw. sieben Varianten der Fall war. Zudem ist das Potential der wirksamsten Variante größer als bei den anderen Ansätzen, da eine Reduktion auf nur zwei Leitungsüberlastungen mit einer Gesamtüberlastung in Höhe von 19,26 kW realisiert wird. Bei M3 ist das beste Ergebnis eine Gesamtüberlastung von 23,39 kW, die zudem drei Leitungen betrifft.

Am 11.07. zeigt der Ansatz M4 eine gute Wirksamkeit, da sieben Varianten keine Überlastungen aufweisen und die beiden weiteren Varianten ebenfalls Reduktionen der Gesamtüberlastung bewirken. Die Werte der Gesamtüberlastung in den beiden Varianten sind zudem jeweils geringer als die der analogen Varianten im Ansatz M3. Folglich stellt sich die Lage der Leitungsüberlastungen in allen neun Varianten bei M4 mindestens so gut dar wie bei M3.

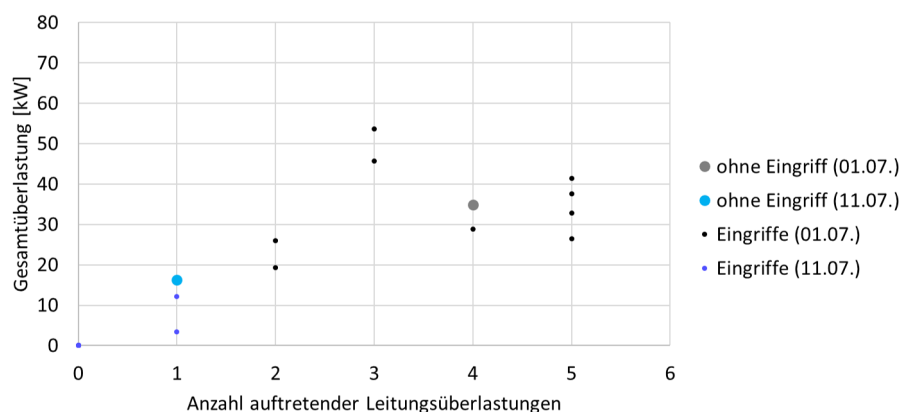


Abbildung 7.52: Wirksamkeit verschiedener Varianten von M4

In Abbildung 7.53 ist zu sehen, dass, analog zu M3, geringe Anpassungsbeträge in Höhe von 0,01 € je kWh am 11.07. weniger wirksam sind als höhere Anpassungsbeträge. Dies zeigt sich in den beiden angesprochenen Varianten, die nicht zu einer vollständigen Reduktion von Überlastungen führen. Die schwachen Anreize reichen nicht aus, um Handelsentscheidungen wirksam zu beeinflussen. So entsteht bei nur einem Anreizpunkt kein subventionierter Handel, und bei drei Anreizpunkten auch nur in marginaler Höhe von 2,00 kWh (vgl. Abbildung 7.54). In allen anderen Varianten werden größere Mengen lokalen Handels konstruktiv angereizt und in der Folge gibt es keine

Leitungsüberlastungen. Auffällig ist dabei, dass in der Variante mit Anpassungsbeträgen von 0,01 € je kWh und fünf Anreizpunkten eine Subventionsmenge von nur 36,17 kWh bereits ausreicht, um das Auftreten von Leitungsüberlastungen zu verhindern.

Für den 01.07. lassen sich in Abbildung 7.53 hingegen keine klaren Tendenzen für die Wirksamkeit unterschiedlicher Anzahlen von Anreizpunkten und unterschiedlichen Anpassungsbeträgen ableiten. Unterstrichen wird dies dadurch, dass die geringste Gesamtüberlastung auftritt, wenn beide Parameter den jeweils mittleren Wert von 0,03 € je kWh bzw. 3 Anreizpunkten annehmen.

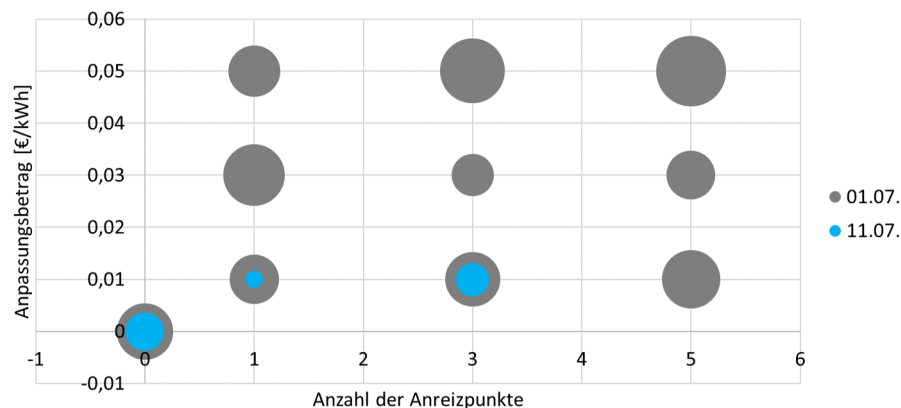


Abbildung 7.53: Vergleich der Gesamtüberlastung der M4-Varianten (repräsentiert durch Blasengröße)

Im Ansatz M4 führen stärkere Anreize in Form einer größeren Zahl von Anreizpunkten sowie höherer Anpassungsbeträge im Allgemeinen dazu, dass mehr konstruktive Anreize genutzt werden und zu größeren Mengen subventionierten Handels führen. Der entsprechende multiple Korrelationskoeffizient beträgt 0,82. In Abbildung 7.54 ist für den 11.07. ersichtlich, dass größere Mengen subventionierten Handels zur Reduktion von Überlastungen beitragen. Dieser negative Zusammenhang spiegelt sich in einem Korrelationskoeffizienten von -0,59 wider. Am 01.07. ist dies jedoch nicht der Fall. Statistisch ist nur eine schwache positive Korrelation in Höhe von 0,21 zu verzeichnen. Daraus ist zu folgern, dass die Wirksamkeit der Maßnahmen an diesem Tag unzuverlässig ist und trotz der permanenten destruktiven Anreize komplexe Folgewirkungen der Markteingriffe entstehen, die in manchen Fällen zu Erhöhungen der Leitungsüberlastungen beitragen, anstatt diese zu reduzieren.

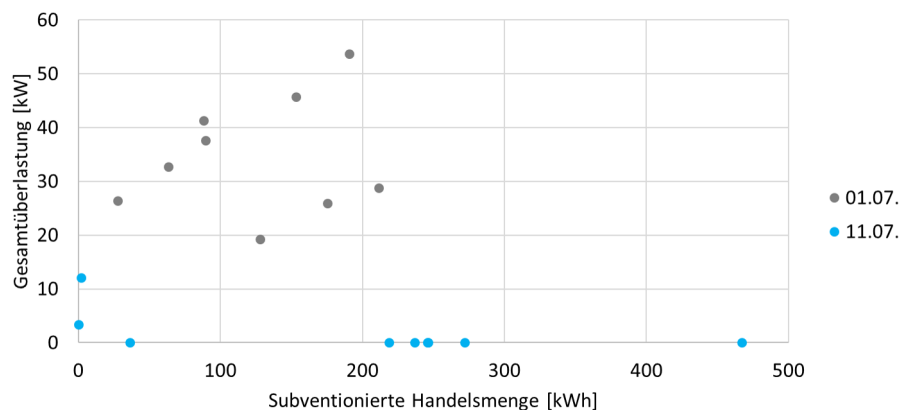


Abbildung 7.54: Zusammenhang zwischen der Menge subventionierten Handels und Leitungsüberlastungen im Ansatz M4

In der Gesamtbetrachtung ist trotz dieser unklaren Zusammenhänge festzuhalten, dass der Ansatz M4 im Hinblick auf das übergeordnete Ziel hinter den Markteingriffen, nämlich die Reduktion von Leitungsüberlastungen, in den zwei Anwendungstagen die besten Ergebnisse erzielt und somit das größte Potential verspricht.

#### 7.2.4 Schlussfolgerung

In den vorangegangenen Analysen wurden vier Ansätze für Markteingriffsmaßnahmen zur Reduktion von Leitungsüberlastungen betrachtet. Die Ansätze M1 und M2 weisen eine hohe Ambiguität in ihrer Wirksamkeit auf, sodass in den Anwendungsfällen kein klarer Mehrwert zu identifizieren ist. Die Ansätze M3 und M4 führen in Einzelfällen zwar ebenfalls zu Erhöhungen der Leitungsüberlastungen, insgesamt kann aus den angewandten Fallstudien jedoch auf eine positive Wirksamkeit geschlossen werden. Im direkten Vergleich verschiedener Varianten zeigt dabei M4 zuverlässigere Ergebnisse im Hinblick auf die Gesamtüberlastung, sodass das Konzept gezielt gesetzter konstruktiver Anreizpunkte mit permanenten destruktiven Anreizen als vielversprechendster der analysierten Ansätze für Markteingriffsmaßnahmen identifiziert wird. Die M4-Variante mit drei Anreizpunkten und Anpassungsbeträgen in Höhe von 0,03 € je kWh sticht mit dem größten Potential hervor. Diese Variante wird im Folgenden als M4-3-3 bezeichnet. Um das Potential in einer größeren Zahl von Instanzen differenzierter zu betrachten, wird die Variante M4-3-3 in einer weiteren Analyse auf alle Tage aus der Fallstudie aus Kapitel 5 angewandt, an denen ohne Markteingriffe Leitungsüberlastungen auftreten. Dabei handelt es sich um 55 Tage.

Die Gesamtüberlastung der Leitungen wird infolge der Anwendung von M4-3-3 an 39 von 55 Tagen im Vergleich zum Referenzfall ohne Markteingriffe reduziert. In 16 Fällen ergibt sich diesbezüglich eine Verschlechterung. Hinsichtlich der Anzahl der überlasteten Leitungen zeigt sich eine Erhöhung an 11 Tagen, wohingegen eine Reduktion 24 mal zu verzeichnen ist. Eine Übersicht der entsprechenden täglichen Reduktionen ist in Abbildung 7.55 dargestellt. Im Mittel wird über alle 55 Tage die Gesamtüberlastung von 104,62 kW auf 96,01 kW reduziert. Dies entspricht einem Rückgang von 8,97 %. Der Mittelwert der Anzahl überlasteter Leitungen wird von 5,18 auf 4,78 um 8,37 % reduziert.

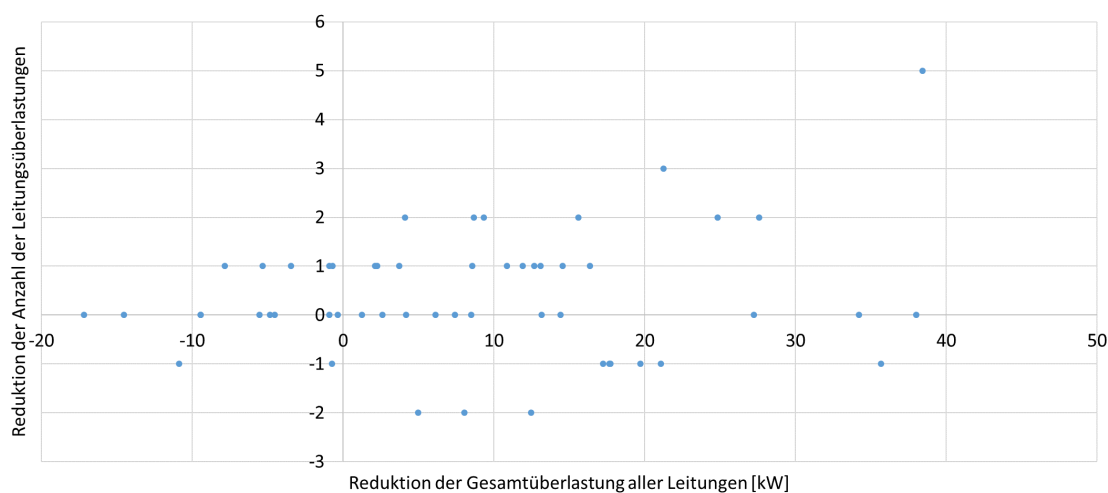


Abbildung 7.55: Wirksamkeit von Variante M4-3-3 an 55 Anwendungstagen

Die Ergebnisse zeigen, dass die Anwendung von Variante M4-3-3 nicht zuverlässig ist, da sie in einem erheblichen Anteil der Fälle einen kontraproduktiven Effekt hat und zu einer Verschlechterung hinsichtlich kritischer Leitungsauslastungen führt. Nichtsdestotrotz tragen die Maßnahmen im Allgemeinen zu Verbesserungen bei, da sowohl die Gesamtüberlastung als auch die Anzahl der Leitungsüberlastungen mehrheitlich verringert werden können. Das Potential solcher Maßnahmen im Kontext eines lokalen Marktes ist dabei begrenzt, sodass sie nicht als zentraler Mechanismus zur Vermeidung von Netzengpässen angesehen werden können, sondern als unterstützendes Tool, um netzseitige Kennzahlen, wie beispielsweise drohende Leitungsüberlastungen, in lokale Marktprozesse einzubeziehen. Für umfassendere Maßnahmen des marktbasieren Engpassmanagements wären jedoch stärkere Eingriffe erforderlich, die einem lokalen Markt zunehmend den Charakter eines freien Energiemarktes entziehen würden. Im

Fokus zukünftiger Forschungsarbeiten sollte stehen, wie die vorgestellten Ansätze für eine bessere Wirksamkeit angepasst oder miteinander kombiniert werden können, bzw. sollten alternative und differenziertere Ansätze entwickelt und analysiert werden. Für eine genauere Evaluation solcher Maßnahmen wären zudem umfassendere Fallstudien mit einer größeren Zahl von Marktteilnehmern relevant, um das Potential der Maßnahmen exakter quantifizieren zu können und zudem den Einfluss der Größe des lokalen Marktes zu analysieren.



## 8 Fazit

In diesem Kapitel werden abschließend die zentralen Ergebnisse und Erkenntnisse dieser Arbeit zusammengefasst, bevor im Weiteren die wichtigsten Limitationen genannt, sowie Ausblicke auf mögliche zukünftige Forschungsarbeiten gegeben werden.

### 8.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im Mittelpunkt dieser Arbeit steht die Entwicklung eines gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsmodells, das das komplexe Entscheidungsproblem eines EAs abbildet, der zentralisiertes Energiemanagement für eine Menge von Prosumer-Haushalten betreibt. Basierend auf einer Vielzahl früherer Arbeiten werden verschiedene Aspekte dieses Entscheidungsproblems in einem umfassenden, ganzheitlichen Modellierungsansatz zusammengefasst. Somit beinhaltet das entwickelte EAM die Einsatzplanung verschiedenartiger dezentraler Energieressourcen mit ihren jeweiligen spezifischen technologischen und praktischen Restriktionen in Kombination mit Energiehandelsentscheidungen auf drei verschiedenen Handelsebenen. Unter den berücksichtigten Energieressourcen sind insbesondere P2H-Systeme mit flexibel einsetzbaren Wärmepumpen hervorzuheben, da die zugehörigen Einsatzrestriktionen einem hohen Komplexitätsgrad unterliegen, und frühere Forschungsarbeiten zu EAs keine adäquate Integration der relevanten Zusammenhänge aufweisen.

Das EAM wird in einer Fallstudie für die Day-Ahead-Planung mit einem Haushaltsnetz aus bis zu 111 Haushalten in zwei saisonalen Szenarien mit jeweils 62 Tagen angewandt und validiert. Die Ergebnisse zeigen, dass EAs den beteiligten Haushalten klare wirtschaftliche Mehrwerte liefern und diese somit einen Anreiz haben, sich an einem solchen System zu beteiligen. So beläuft sich der mittlere monatliche Mehrwert je Haushalt durch Energiehandel im Vergleich zu einem Referenzfall nicht-aggregierter Haushalte auf etwa 58 € im Sommer- und auf 12 € im Winterszenario. In diesen Mehrwerten ist die zusätzliche Effizienzsteigerung durch eine vorausschauende Speichernutzung nicht enthalten. Weitere Auswertungen zeigen, dass die realisierten Mehrwerte auf komplexen

Synergien beruhen, die nur durch die integrierte und differenzierte Betrachtung der verschiedenartigen flexiblen Energieressourcen und der verschiedenen Handelsebenen innerhalb der aggregierten Haushaltsgemeinschaft gehoben werden können. Dies unterstreicht die Notwendigkeit des ganzheitlichen Ansatzes für eine Modellierung des EA-Problems. Das EAM erweist sich somit als adäquates Modell zur Abbildung des Energiemanagements von EAs.

In einer weiteren Analyse wird eine Limitation des EAM adressiert, die darauf beruht, dass eine vorausschauende Nutzung von Energiespeichern über den Planungszeitraum hinaus nur anhand eines im Modell abgebildeten Mindestbestands möglich ist. Unter Anwendung des EAM zur Verkettung aufeinanderfolgender Tage werden standardisierte Strategien für die tagesindividuelle Anpassung des Mindestbestands in Abhängigkeit äußerer Umgebungsfaktoren wie Temperatur und Solareinstrahlung, sowie der Speicheranfangsbestände identifiziert. Die Implementierung der abgeleiteten Strategien ermöglicht einem EA im Vergleich zur pauschalen Anwendung einer Speicherstrategie, wie dies in den oben genannten Ergebnissen aus der Fallstudie der Fall ist, einen zusätzlichen mittleren täglichen Mehrwert pro Haushalt in Höhe von 0,09 € im Sommer- und 0,04 € im Winterszenario. Auf ein Jahr hochgerechnet entspricht dies einem zusätzlichen Mehrwert von ca. 24 € pro Haushalt, den ein EA durch eine an äußere Gegebenheiten angepasste, vorausschauende Speichernutzung realisieren kann. Die entsprechenden angepassten Speicherstrategien für die jeweiligen Konstellationen, in denen sie anzuwenden sind, werden in einer Übersicht präsentiert. Eine adäquate Anpassung des Mindestbestand-Parameters kann demzufolge zu einem vorausschauenden Verhalten im Umgang mit Energiespeichern führen und somit die Effizienz des Energiemanagements von EAs weiter verbessern.

Der Aspekt der Fairness im internen Handel innerhalb der Haushaltsgemeinschaft eines EAs wird in einer weiteren Analyse vertieft. Da im EAM der gemeinschaftliche Energiehandelsüberschuss aller Haushalte maximiert wird, garantiert dies nicht, dass die Haushalte im Einzelnen bessergestellt sind, als sie es ohne EA wären. Differenzierte Auswertungen der Fallstudienresultate offenbaren, dass tatsächlich ein Mangel an Fairness vorliegt, da die durch internen Handel generierten Mehrwerte überwiegend bei den Haushalten realisiert werden, die zu der Gemeinschaft nur geringen Nutzen durch flexible Energieressourcen beitragen. Folglich bedeutet dies, dass das EAM in unmittelbarer Anwendung die von Haushalten zur Verfügung gestellte Flexibilität nicht ausreichend belohnt. Um dem entgegenzuwirken, ist eine ex post-Umverteilung erforder-

lich, die jedoch im Rahmen dieser Arbeit nur konzeptuell vorgestellt wird. Im nächsten Unterkapitel wird ein Ausblick auf mögliche diesbezügliche Forschungsaspekte gegeben.

Ein weiterer Schwerpunkt dieser Arbeit liegt im Konzept von lokalen Energiemärkten, die eine der drei Handelsebenen im EAM darstellen. Es wird ein Modell entwickelt, das Marktmechanismen eines solchen Marktes abbildet, in dem mehrere EAs untereinander lokal Energie handeln können. Darüber hinaus wird der übergeordnete Day-Ahead-Prozess definiert, der einen iterativen Austausch zwischen dem EAM und dem LMM vorsieht. Die Anwendung dieses Prozesses erfolgt auf der Grundlage ausgewählter Tage aus der genannten Fallstudie und verteilt die 111 Haushalte auf zehn EAs, um Handel zwischen diesen zu ermöglichen. Dabei werden zwei konträre Prinzipien bei der Zuordnung von Haushalten zu EAs verfolgt, die zu möglichst homogenen bzw. heterogenen EAs führen. Die Ergebnisse zeigen einen Trade-Off zwischen internem und lokalem Handel, sodass eine eher homogene Menge von EAs für viel internen Handel sorgt und kaum lokalen Handel zulässt, wohingegen eine heterogene Menge von EAs für lokalen Handel förderlich ist. Darüber hinaus zeigt sich eine starke Abhängigkeit der Wirksamkeit des lokalen Marktes von den äußeren Gegebenheiten wie Temperatur und Solareinstrahlung. So ist ein eher ausgewogenes Verhältnis zwischen Last und Erzeugung innerhalb des lokalen Marktgebietes vorteilhaft für das Zustandekommen viel lokalen Handels.

Basierend auf diesen Ergebnissen wird zudem analysiert, inwieweit durch gezielte Markteingriffe in Form von Preisanpassungen Engpassmanagement betrieben werden kann, um Leitungsüberlastungen zu reduzieren. Vier Ansätze für Eingriffsmaßnahmen werden ausgearbeitet und in verschiedenen Varianten angewandt, sodass der Ansatz mit dem größten Potential identifiziert werden kann. Es zeigt sich, dass mit adäquat gestalteten Preisanpassungen Leitungsüberlastungen im Allgemeinen reduziert werden können. Das Potential dieser Maßnahmen ist jedoch begrenzt und ermöglicht im Mittel Reduktionen von Überlastungen in der Größenordnung von 8 %, sodass ein solcher marktbasierter Ansatz nicht als alleiniges Engpassmanagement-Tool fungieren kann, sondern als unterstützende Maßnahme zu betrachten ist.

Zusammenfassend zeigt diese Arbeit auf, dass es sich bei EAs um ein vielversprechendes Konzept im Kontext zukünftiger Energiesysteme handelt, das einen wirtschaftlich effizienten Umgang mit den Herausforderungen regenerativer und dezentralisierter Strukturen ermöglicht. Das entwickelte EAM erweist sich dabei als geeignetes Basismodell, um das Energiemanagement eines EAs ganzheitlich und differenziert abzubilden.

Zudem zeigt sich, dass EA-basierte lokale Energiemärkte genutzt werden können, um eine höhere Wirtschaftlichkeit zu erreichen und die Realisierung weiterer Systemziele durch geeignete lokale Anreizsysteme zu ermöglichen.

## 8.2 Limitationen und Ausblick

Die oben genannten Ergebnisse unterliegen einigen Limitationen, die im Folgenden genannt werden. Im Zuge dessen wird auf Aspekte eingegangen, die als Gegenstand zukünftiger Forschungsarbeiten von Interesse sind.

Zunächst ist zu beachten, dass die angewandte Fallstudie nur bedingt verallgemeinerbare Rückschlüsse zulässt. Dies liegt zum Einen daran, dass die Größe der Anwendungsfälle zugunsten einer schnelleren Lösungszeit relativ klein gehalten wird. Da das Potential von EAs auf Synergieeffekten beruht, könnten Fallstudien mit einer größeren Zahl aggregierter Haushalte möglicherweise eine realistischere Abschätzung des Potentials für reale Anwendungen erbringen. Zum Anderen sind manche der in der Fallstudie verwendeten Inputdaten nur eingeschränkt realitätsnah. So unterliegen insbesondere die Werte der Energiepreise und -handelsgebühren vereinfachenden Annahmen. Für robustere Erkenntnisse sollten in zukünftigen Anwendungen differenzierte Sensitivitätsanalysen hinsichtlich dieser Parameter durchgeführt werden. Auch die Parametrierung der Haushalte und ihrer Flexibilitätsressourcen weist solche Vereinfachungen auf, beispielsweise in der Gestaltung der EV-Eigenschaften, der Fahrprofile und der thermischen Eigenschaften der Haushalte. Darüber hinaus wird die vom EAM gegebene Möglichkeit zu einer variablen Nutzung von Wärmepumpen nur in beschränktem Ausmaß genutzt, da nur drei Stufen der elektrischen Betriebsleistung zur Verfügung stehen. Ein höherer Differenzierungsgrad könnte das Flexibilitätspotential der P2H-Systeme besser abbilden. Das EAM weist inhärente Annahmen und Vereinfachungen auf, die in der Bewertung der Ergebnisse zu berücksichtigen sind. Auf der einen Seite sind Modellierungsungenauigkeiten zu nennen. Dazu gehören die Diskretisierungen des Betriebs von P2H-Systemen und ZFLs. Der Aspekt der im Modell vorgeschriebenen Mindestendbestände von Energiespeichern wird in der Arbeit bereits thematisiert und ein Ansatz für einen differenzierteren Umgang wird vorgestellt. Eine weitere Möglichkeit zur Handhabung des Problems des zeitlich abgeschlossenen Planungszeitraumes besteht in der Anwendung des EAM für mehrere aufeinanderfolgende Tage im Sinne einer rollierenden Planung. In dem Zusammenhang ist der Rechenaufwand zum Lösen des EAM als kritischer Faktor zu nennen. Für größere Anzahlen von Haushalten oder längere Planungszeiträume sind

Lösungsverfahren zu entwickeln, die auch für solche Anwendungsfälle in adäquater Zeit gute Lösungen finden. Eine weitere inhärente Limitation des EAM stellt die Prognoseungenaugigkeit dar, die insbesondere im Kontext privater Haushalte von Relevanz ist. So unterliegen nicht nur einflussreiche Umgebungsfaktoren wie die Temperatur oder die Solareinstrahlung, sondern auch das Verhalten von Haushalten und deren Energiebedarf aus Sicht des EAs am Vortag einer Unsicherheit. Sowohl die Verlässlichkeit der Daten, die als Planungsgrundlage im Hinblick auf das Energiemanagement einzelner Haushalte dienen, als auch die Verbindlichkeit der Planungsergebnisse für das tatsächlich folgende Verhalten der Haushalte sind Barrieren für eine reale Anwendung. Vor diesem Hintergrund stellt die Berücksichtigung des Aspekts der Unsicherheit eine mögliche sinnvolle Erweiterung des EAM, beispielsweise in Form einer stochastischen Optimierung, dar. Eine weitere Limitation hinsichtlich der festgestellten Wirtschaftlichkeit von EAs ist, dass die durchgeführten Analysen lediglich auf operativer Ebene stattfinden. Die Arbeit beruht auf Annahmen, dass die modellierten Haushalte bereits die vom EA gemanagten Energieressourcen besitzen. Die dafür notwendigen Investitionen, weitere in langer Frist relevante wirtschaftliche Faktoren wie Wartung und Instandhaltung, sowie eine Entlohnung der Dienstleistung eines EAs werden dabei nicht berücksichtigt. Eine wichtige offene Forschungsfrage ist somit, inwieweit für Haushalte die Anschaffung solcher Anlagen und die Beteiligung bei einem EA auch bei einer langfristigen Betrachtung wirtschaftlich sinnvoll sind.

Die in dieser Arbeit durchgeführten Fairnessanalysen offenbaren, dass die Anwendung des EAM eine ex post-Umverteilung zwischen Haushalten erfordert. Um eine solche Umverteilung durchzuführen, ist die Gestaltung eines methodischen Vorgehens zur Quantifizierung der Wertbeiträge einzelner Haushalte bzw. deren Energieressourcen notwendig. Diese Arbeit zeigt lediglich die Notwendigkeit einer solchen Umverteilung auf und stellt einen Ansatz für eine entsprechende Verrechnung konzeptuell vor. Die Ausarbeitung und Anwendung einer entsprechenden Verrechnungs- und Umverteilungsmethodik und eine anschließende Evaluierung der Fairness sind in weiteren Forschungsarbeiten zu verfolgen. Alternativ könnten andere passende Ansätze für eine verbesserte Fairness von EAs entwickelt werden. Dabei könnte es sich beispielsweise um die Einführung definierter Entgelte für die Beanspruchung der Energieressourcen anderer Haushalte oder um spieltheoretische Ansätze handeln.

Das entwickelte LMM bildet in vereinfachter Form Marktmechanismen ab, die auf dem Konzept eines lokalen Energiehandels von EAs basieren. Die Ergebnisse aus der An-

wendung dieses Modells unterliegen dementsprechend der Einschränkung, dass die Preisbildung und das Matching von Geboten nur bedingt einem realen Energiemarkt entsprechen. Zukünftige Forschungsarbeiten können mit Weiterentwicklungen eines EA-basierten LMM differenziertere Einblicke in die Kompatibilität des EAM mit dem Konzept von lokalen Märkten gewähren. Zudem weist diese Arbeit die Limitation auf, dass nur zehn EAs als Marktakteure betrachtet werden. Aus dieser Begrenzung könnte eine Unterschätzung des Potentials für lokalen Handel resultieren, sodass umfassendere Fallstudien mit einer größeren Zahl von untereinander handelnden EAs für eine realistischere Untersuchung sinnvoll erscheinen.

Die Analysen der Wirksamkeit gezielter lokaler Markteingriffe unterliegen, zusätzlich zu den genannten Limitationen in der Gestaltung der regulären Marktmechanismen, der Einschränkung, dass die vorgestellten Ansätze nur einige beispielhafte Möglichkeiten aufzeigen und einfachen Prinzipien folgen. Die durchgeführten Analysen basieren zudem auf einer kleinen Zahl von Anwendungsfällen, sodass die Aussagekraft und die Allgemeingültigkeit der Ergebnisse eingeschränkt sind. Die Durchführung umfassenderer Fallstudien, sowie die Ausarbeitung komplexerer und effektiverer Konzepte für Markteingriffsmaßnahmen sind somit für tiefere Einblicke hinsichtlich des Potentials marktbasiereten Engpassmanagements in weiteren Forschungsarbeiten zu verfolgen.

## Literaturverzeichnis

- [1] O. Abrishambaf, F. Lezama, P. Faria und Z. Vale, „Towards transactive energy systems: An analysis on current trends,“ *Energy Strategy Reviews*, Jg. 26, 2019, ISSN: 2211-467X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100418>.
- [2] Agentur für Erneuerbare Energien. „Funktionierende Energiemärkte.“ (2023), Adresse: <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/strom/funktionierende-energiemaerkte> (besucht am 10.04.2025).
- [3] S. Ahmadi, Y. Saboohi und A. Vakili, „Frameworks, quantitative indicators, characters, and modeling approaches to analysis of energy system resilience: A review,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 144, 2021, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110988>.
- [4] M. F. Anjos, A. Lodi und M. Tanneau, „A Decentralized Framework for the Optimal Coordination of Distributed Energy Resources,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 34, Nr. 1, S. 349–359, 2019. DOI: [10.1109/TPWRS.2018.2867476](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2867476).
- [5] A. Asrari, M. Ansari, J. Khazaei und P. Fajri, „A Market Framework for Decentralized Congestion Management in Smart Distribution Grids Considering Collaboration Among Electric Vehicle Aggregators,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 11, Nr. 2, S. 1147–1158, 2020. DOI: [10.1109/TSG.2019.2932695](https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2932695).
- [6] R. Bayindir, I. Colak, G. Fulli und K. Demirtas, „Smart grid technologies and applications,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 66, S. 499–516, 2016, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.002>.
- [7] C. Bernath, G. Deac und F. Sensfuß, „Impact of sector coupling on the market value of renewable energies – A model-based scenario analysis,“ *Applied Energy*, Jg. 281, 2021, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115985>.
- [8] D. Bogdanov, M. Ram, A. Aghahosseini u. a., „Low-cost renewable electricity as the key driver of the global energy transition towards sustainability,“ *Energy*, Jg. 227, 2021, ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120467>.

- [9] K. Bruninx, H. Pandžić, H. Le Cadre und E. Delarue, „On the Interaction Between Aggregators, Electricity Markets and Residential Demand Response Providers,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 35, Nr. 2, S. 840–853, 2020. DOI: 10.1109/TPWRS.2019.2943670.
- [10] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). „Regulierung der Netzentgelte.“ (2024), Adresse: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/wettbewerb-energiebereich-4.html> (besucht am 10. 04. 2025).
- [11] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). „Wie funktioniert eigentlich der Strommarkt?“ (2024), Adresse: <https://www.bmwk-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2020/06/Meldung/direkt-erklaert.html> (besucht am 10. 04. 2025).
- [12] Bundesnetzagentur. „Preisbestandteile und Tarife.“ (2022), Adresse: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/PreiseAbschlaege/Tarife-table.html> (besucht am 10. 04. 2025).
- [13] Bundesnetzagentur. „Regelenergie.“ (2024), Adresse: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/Engpassmanagement/Regelenergie/start.html> (besucht am 10. 04. 2025).
- [14] S. Burger, J. P. Chaves-Ávila, C. Batlle und I. J. Pérez-Arriaga, „A review of the value of aggregators in electricity systems,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 77, S. 395–405, 2017, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.014>.
- [15] C. Calvillo, A. Sánchez-Miralles, J. Villar und F. Martín, „Optimal planning and operation of aggregated distributed energy resources with market participation,“ *Applied Energy*, Jg. 182, S. 340–357, 2016, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.117>.
- [16] T. Capper, A. Gorbacheva, M. A. Mustafa u. a., „Peer-to-peer, community self-consumption, and transactive energy: A systematic literature review of local energy market models,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 162, 2022, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112403>.
- [17] A. M. Carreiro, H. M. Jorge und C. H. Antunes, „Energy management systems aggregators: A literature survey,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 73, S. 1160–1172, 2017, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.179>.

- [18] G. M. Casolino, L. d. Greco und A. Losi, „Flexibility Procurement for Local Ancillary Services and Provider Aggregation Perimeter in Radial Distribution Systems,“ *IEEE Access*, Jg. 12, 2024. DOI: 10.1109/ACCESS.2024.3484675.
- [19] B. Celik, S. Suryanarayanan, R. Roche und T. M. Hansen, „Quantifying the Impact of Solar Photovoltaic and Energy Storage Assets on the Performance of a Residential Energy Aggregator,“ *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Jg. 11, Nr. 1, S. 405–414, 2020. DOI: 10.1109/TSTE.2019.2892603.
- [20] D. H. Clift, K. N. Hasan und G. Rosengarten, „Peer-to-peer energy trading for demand response of residential smart electric storage water heaters,“ *Applied Energy*, Jg. 353, 2024, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122182>.
- [21] J. E. Contreras-Ocaña, M. A. Ortega-Vazquez und B. Zhang, „Participation of an Energy Storage Aggregator in Electricity Markets,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 10, Nr. 2, S. 1171–1183, 2019. DOI: 10.1109/TSG.2017.2736787.
- [22] C. A. Correa-Florez, A. Michiorri und G. Kariniotakis, „Optimal Participation of Residential Aggregators in Energy and Local Flexibility Markets,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 11, Nr. 2, S. 1644–1656, 2020. DOI: 10.1109/TSG.2019.2941687.
- [23] A. F. Cortés Borray, J. Merino, E. Torres, A. Garcés und J. Mazón, „Centralised coordination of EVs charging and PV active power curtailment over multiple aggregators in low voltage networks,“ *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Jg. 27, 2021, ISSN: 2352-4677. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2021.100470>.
- [24] M. Dadashi, S. Haghifam, K. Zare, M.-R. Haghifam und M. Abapour, „Short-term scheduling of electricity retailers in the presence of Demand Response Aggregators: A two-stage stochastic Bi-Level programming approach,“ *Energy*, Jg. 205, 2020, ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117926>.
- [25] Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK), „Strombeschaffung und Stromhandel,“ Berlin, 2024. Adresse: <https://www.dihk.de/resource/blob/16826/6b374abd68f83c368ed7d9cc68dadcd0/dihk-faktenpapier-strombeschaffung-und-handel-data.pdf> (besucht am 10.04.2025).

- [26] P. Dowling, „The impact of climate change on the European energy system,“ *Energy Policy*, Jg. 60, S. 406–417, 2013, ISSN: 0301-4215. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.093>.
- [27] V. Dudjak, D. Neves, T. Alskaf u. a., „Impact of local energy markets integration in power systems layer: A comprehensive review,“ *Applied Energy*, Jg. 301, 2021, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117434>.
- [28] Environmental and Energy Study Institute (EESI), „Fact Sheet | Climate, Environmental, and Health Impacts of Fossil Fuels,“ 2021. Adresse: <https://www.eesi.org/papers/view/fact-sheet-climate-environmental-and-health-impacts-of-fossil-fuels-2021> (besucht am 10. 04. 2025).
- [29] European Commission (EC). „Energy Communities Repository.“ (2023), Adresse: <https://energy-communities-repository.ec.europa.eu/energy-communities-repository-about> (besucht am 10. 04. 2025).
- [30] European Commission (EC). „Rural Energy Community Advisory Hub.“ (2023), Adresse: <https://rural-energy-community-hub.ec.europa.eu/index> (besucht am 10. 04. 2025).
- [31] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), „Vision on Market Design and System Operation towards 2030,“ 2019. Adresse: [https://vision2030.entsoe.eu/wp-content/uploads/2019/11/entsoe\\_fp\\_vision\\_2030\\_web.pdf](https://vision2030.entsoe.eu/wp-content/uploads/2019/11/entsoe_fp_vision_2030_web.pdf) (besucht am 10. 04. 2025).
- [32] EV Database. „Renault Zoe ZE40 R110.“ (2023), Adresse: <https://ev-database.org/car/1236/Renault-Zoe-ZE40-R110> (besucht am 10. 04. 2025).
- [33] EV Database. „Tesla Model S Performance.“ (2023), Adresse: <https://ev-database.org/car/1207/Tesla-Model-S-Performance> (besucht am 10. 04. 2025).
- [34] EV Database. „Volkswagen e-Up!“ (2023), Adresse: <https://ev-database.org/car/1650/Volkswagen-e-Up> (besucht am 10. 04. 2025).
- [35] EV Database. „Volkswagen ID.4 Pro 4MOTION.“ (2023), Adresse: <https://ev-database.org/car/1702/Volkswagen-ID4-Pro-4MOTION> (besucht am 10. 04. 2025).
- [36] P. Fatouros, I. Konstantelos, D. Papadaskalopoulos und G. Strbac, „Stochastic Dual Dynamic Programming for Operation of DER Aggregators Under Multi-Dimensional Uncertainty,“ *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Jg. 10, Nr. 1, S. 459–469, 2019. DOI: 10.1109/TSTE.2017.2764065.

- [37] W. L. Filho, L. V. Trevisan, A. L. Salvia u. a., „Prosumers and sustainable development: An international assessment in the field of renewable energy,“ *Sustainable Futures*, Jg. 7, 2024, ISSN: 2666-1888. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.sftr.2024.100158>.
- [38] D. Fischer, T. Wolf, J. Wapler, R. Hollinger und H. Madani, „Model-based flexibility assessment of a residential heat pump pool,“ *Energy*, Jg. 118, S. 853–864, 2017, ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.10.111>.
- [39] Forschungsgruppe Solarspeichersysteme Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, „Stromspeicher Inspektion 2024,“ Berlin, 2024. Adresse: <https://solar.htw-berlin.de/studien/stromspeicher-inspektion-2024/> (besucht am 10.04.2025).
- [40] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, „ENERGIESYSTEM DEUTSCHLAND 2050,“ 2013. Adresse: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-energiesystem-deutschland-2050.html> (besucht am 10.04.2025).
- [41] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, „Recent Facts about Photovoltaic in Germany,“ 2023. Adresse: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/recent-facts-about-pv-in-germany.html> (besucht am 10.04.2025).
- [42] Freepik. (2024), Adresse: <https://de.freepik.com/> (besucht am 10.04.2025).
- [43] N. Frieß, E. Feiner, U. Pferschy, J. Schauer und T. Strametz, „Optimization and Simulation for the Daily Operation of Renewable Energy Communities,“ in Apr. 2024, S. 107–117, ISBN: 978-3-031-47685-3. DOI: 10.1007/978-3-031-47686-0\_10.
- [44] A. Gabaldón, S. Valero-Verdu, A. García-Garre u. a., „A Physically-Based Model of Heat Pump Water Heaters for Demand Respose Policies: Evaluation and Testing,“ in *2018 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, 2018, S. 1–6. DOI: 10.1109/SEST.2018.8495703.
- [45] A. S. Gazafroudi, J. M. Corchado, M. Shafie-khah, M. Lotfi und P. S. João Catalão, „Iterative Algorithm For Local Electricity Trading,“ in *2019 IEEE Milan PowerTech*, 2019, S. 1–6. DOI: 10.1109/PTC.2019.8810886.

- [46] H. Golmohamadi, R. Keypour, B. Bak-Jensen und J. R. Pillai, „A multi-agent based optimization of residential and industrial demand response aggregators,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 107, S. 472–485, 2019, ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.12.020>.
- [47] G. Gowrisankaran, S. S. Reynolds und M. Samano, „Intermittency and the Value of Renewable Energy,“ *Journal of Political Economy*, S. 1187–1234, 2016. DOI: [10.1086/686733](https://doi.org/10.1086/686733).
- [48] M. Gržanić, T. Capuder, N. Zhang und W. Huang, „Prosumers as active market participants: A systematic review of evolution of opportunities, models and challenges,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 154, 2022, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111859>.
- [49] E. Guelpa und V. Verda, „Demand response and other demand side management techniques for district heating: A review,“ *Energy*, Jg. 219, 2021, ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119440>.
- [50] B. Hashemi, M. Shahabi und P. Teimourzadeh-Baboli, „Stochastic-Based Optimal Charging Strategy for Plug-In Electric Vehicles Aggregator Under Incentive and Regulatory Policies of DSO,“ *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, Jg. 68, Nr. 4, S. 3234–3245, 2019. DOI: [10.1109/TVT.2019.2900931](https://doi.org/10.1109/TVT.2019.2900931).
- [51] K. Hoth, T. Steffen, B. Wiegel u. a., „Holistic Simulation Approach for Optimal Operation of Smart Integrated Energy Systems under Consideration of Resilience, Economics and Sustainability,“ *Infrastructures*, Jg. 6, Nr. 11, 2021.
- [52] J. Hou, C. Hu, S. Lei und Y. Hou, „Cyber resilience of power electronics-enabled power systems: A review,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 189, 2024, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114036>.
- [53] J. Hu, G. Yang, K. Kok, Y. Xue und H. W. Bindner, „Transactive control: a framework for operating power systems characterized by high penetration of distributed energy resources,“ *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, Jg. 5, Nr. 3, S. 451–464, 2017. DOI: [10.1007/s40565-016-0228-1](https://doi.org/10.1007/s40565-016-0228-1).
- [54] J. Hu, G. Yang, C. Ziras und K. Kok, „Aggregator Operation in the Balancing Market Through Network-Constrained Transactive Energy,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 34, Nr. 5, S. 4071–4080, 2019. DOI: [10.1109/TPWRS.2018.2874255](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2874255).

- [55] S. Hu, Y. Xiang, J. Liu u. a., „Agent-Based Coordinated Operation Strategy for Active Distribution Network With Distributed Energy Resources,“ *IEEE Transactions on Industry Applications*, Jg. 55, Nr. 4, S. 3310–3320, 2019. DOI: 10.1109/TIA.2019.2902110.
- [56] IEA (International Energy Agency), „World Energy Outlook 2020,“ Paris, 2020. Adresse: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020> (besucht am 10.04.2025).
- [57] IEA (International Energy Agency), „Renewables 2023,“ Paris, 2023. Adresse: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023> (besucht am 10.04.2025).
- [58] IEA (International Energy Agency), „World Energy Outlook 2023,“ Paris, 2023. Adresse: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023> (besucht am 10.04.2025).
- [59] C. Inês, P. L. Guilherme, M.-G. Esther, G. Swantje, H. Stephen und H. Lars, „Regulatory challenges and opportunities for collective renewable energy prosumers in the EU,“ *Energy Policy*, Jg. 138, 2020, ISSN: 0301-4215. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111212>.
- [60] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), „Climate Change 2023 Synthesis Report,“ *Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, S. 35–115, 2023. DOI: 10.59327/IPCC/AR6-9789291691647.
- [61] J. Iria, A. Coelho und F. Soares, „Network-secure bidding strategy for aggregators under uncertainty,“ *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Jg. 30, 2022, ISSN: 2352-4677. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2022.100666>.
- [62] J. Iria und F. Soares, „Real-time provision of multiple electricity market products by an aggregator of prosumers,“ *Applied Energy*, Jg. 255, 2019, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113792>.
- [63] J. Iria, F. Soares und M. Matos, „Optimal supply and demand bidding strategy for an aggregator of small prosumers,“ *Applied Energy*, Jg. 213, S. 658–669, 2018, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.09.002>.
- [64] J. Iria, F. Soares und M. Matos, „Optimal bidding strategy for an aggregator of prosumers in energy and secondary reserve markets,“ *Applied Energy*, Jg. 238, S. 1361–1372, 2019, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.191>.

- [65] B. Jangid, P. Mathuria und V. Gupta, „A flexible load aggregation framework for optimal distribution system operation,“ *Sustainable Energy, Grids and Networks*, Jg. 35, 2023, ISSN: 2352-4677. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101117>.
- [66] J. Jasiūnas, P. D. Lund und J. Mikkola, „Energy system resilience – A review,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 150, 2021, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111476>.
- [67] Y. Kabalci, „A survey on smart metering and smart grid communication,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 57, S. 302–318, 2016, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.114>.
- [68] J.-N. Kang, Y.-M. Wei, L.-C. Liu, R. Han, B.-Y. Yu und J.-W. Wang, „Energy systems for climate change mitigation: A systematic review,“ *Applied Energy*, Jg. 263, 2020, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114602>.
- [69] S. Kerscher und P. Arboleya, „The key role of aggregators in the energy transition under the latest European regulatory framework,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 134, 2022, ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107361>.
- [70] M. W. Khan, J. Wang und L. Xiong, „Optimal energy scheduling strategy for multi-energy generation grid using multi-agent systems,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 124, 2021, ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106400>.
- [71] K. J. Kircher und K. M. Zhang, „Heat purchase agreements could lower barriers to heat pump adoption,“ *Applied Energy*, Jg. 286, 2021, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116489>.
- [72] J. Knutson, „Rolling wave approach to project management,“ *PM Network*, Jg. 10, Nr. 06, S. 5, 1996. Adresse: <https://www.pmi.org/learning/library/rolling-wave-approach-project-management-10514>.
- [73] D. Koraki und K. Strunz, „Wind and Solar Power Integration in Electricity Markets and Distribution Networks Through Service-Centric Virtual Power Plants,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 33, Nr. 1, S. 473–485, 2018. DOI: [10.1109/TPWRS.2017.2710481](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2710481).

- [74] E. D. Kostopoulos, G. C. Spyropoulos und J. K. Kaldellis, „Real-world study for the optimal charging of electric vehicles,“ *Energy Reports*, Jg. 6, S. 418–426, 2020, ISSN: 2352-4847. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.12.008>.
- [75] Z. E. Lee und K. M. Zhang, „Regulated peer-to-peer energy markets for harnessing decentralized demand flexibility,“ *Applied Energy*, Jg. 336, 2023, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.120672>.
- [76] F. Lezama, J. Soares, R. Faia u. a., „Bidding in local electricity markets with cascading wholesale market integration,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 131, 2021, ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107045>.
- [77] F. Lezama, J. Soares, P. Hernandez-Leal, M. Kaisers, T. Pinto und Z. Vale, „Local Energy Markets: Paving the Path Toward Fully Transactive Energy Systems,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 34, Nr. 5, S. 4081–4088, 2019. DOI: [10.1109/TPWRS.2018.2833959](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2833959).
- [78] J. Li, M. S. Herdem, J. Nathwani und J. Z. Wen, „Methods and applications for Artificial Intelligence, Big Data, Internet of Things, and Blockchain in smart energy management,“ *Energy and AI*, Jg. 11, 2023, ISSN: 2666-5468. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2022.100208>.
- [79] K. Liu, Q. Chen, C. Kang, W. Su und G. Zhong, „Optimal operation strategy for distributed battery aggregator providing energy and ancillary services,“ *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, Jg. 6, Nr. 4, S. 722–732, 2018. DOI: [10.1007/s40565-017-0325-9](https://doi.org/10.1007/s40565-017-0325-9).
- [80] T. Liu, X. Tan, B. Sun, Y. Wu und D. H. Tsang, „Energy management of cooperative microgrids: A distributed optimization approach,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 96, S. 335–346, 2018, ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.10.021>.
- [81] Y. Liu, K. Zuo, X. (Liu, J. Liu und J. M. Kennedy, „Dynamic pricing for decentralized energy trading in micro-grids,“ *Applied Energy*, Jg. 228, S. 689–699, 2018, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.06.124>.
- [82] N. Luna-Jaspe, K.-M. Aigner, S. Kolb und J. Karl, „Modellierung des Wärmesektors und dessen Flexibilität für Simulationen gekoppelter Energiesysteme,“ *18. Symposium Energieinnovation*, Feb. 2024.

- [83] L. Ma, L. Wang und Z. Liu, „Multi-level trading community formation and hybrid trading network construction in local energy market,“ *Applied Energy*, Jg. 285, 2021, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.116399>.
- [84] V. Marinakis, H. Doukas, J. Tsapelas u. a., „From big data to smart energy services: An application for intelligent energy management,“ *Future Generation Computer Systems*, Jg. 110, S. 572–586, 2020, ISSN: 0167-739X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.future.2018.04.062>.
- [85] M. J. Mayer, A. Szilágyi und G. Gróf, „Environmental and economic multi-objective optimization of a household level hybrid renewable energy system by genetic algorithm,“ *Applied Energy*, Jg. 269, 2020, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115058>.
- [86] R. Moura und M. C. Brito, „Prosumer aggregation policies, country experience and business models,“ *Energy Policy*, Jg. 132, S. 820–830, 2019, ISSN: 0301-4215. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.06.053>.
- [87] F. L. Müller, J. Szabó, O. Sundström und J. Lygeros, „Aggregation and Disaggregation of Energetic Flexibility From Distributed Energy Resources,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 10, Nr. 2, S. 1205–1214, 2019. DOI: [10.1109/TSG.2017.2761439](https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2761439).
- [88] D. Neves, I. Scott und C. A. Silva, „Peer-to-peer energy trading potential: An assessment for the residential sector under different technology and tariff availabilities,“ *Energy*, Jg. 205, 2020, ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118023>.
- [89] Next Kraftwerke. „Was ist Einspeisemanagement?“ (2024), Adresse: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/einspeisemanagement> (besucht am 10.04.2025).
- [90] D. T. Nguyen und L. B. Le, „Risk-Constrained Profit Maximization for Microgrid Aggregators With Demand Response,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 6, Nr. 1, S. 135–146, 2015. DOI: [10.1109/TSG.2014.2346024](https://doi.org/10.1109/TSG.2014.2346024).
- [91] M. Oikonomakou, A. Antonopoulos, L. Alonso und C. Verikoukis, „Energy Sharing and Trading in Multi-Operator Heterogeneous Network Deployments,“ *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, Jg. 68, Nr. 5, S. 4975–4988, 2019. DOI: [10.1109/TVT.2019.2902925](https://doi.org/10.1109/TVT.2019.2902925).

- [92] Ö. Okur, N. Voulis, P. Heijnen und Z. Lukszo, „Aggregator-mediated demand response: Minimizing imbalances caused by uncertainty of solar generation,“ *Applied Energy*, Jg. 247, S. 426–437, 2019, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.035>.
- [93] P. Olivella-Rosell, E. Bullich-Massagué, M. Aragüés-Peñalba u. a., „Optimization problem for meeting distribution system operator requests in local flexibility markets with distributed energy resources,“ *Applied Energy*, Jg. 210, S. 881–895, 2018, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.136>.
- [94] K. Orehounig, R. Evins und V. Dorer, „Integration of decentralized energy systems in neighbourhoods using the energy hub approach,“ *Applied Energy*, Jg. 154, S. 277–289, 2015, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.04.114>.
- [95] A. Ortner und G. Totschnig, „The future relevance of electricity balancing markets in Europe - A 2030 case study,“ *Energy Strategy Reviews*, Jg. 24, S. 111–120, 2019, ISSN: 2211-467X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.01.003>.
- [96] J. C. Osorio-Aravena, A. Aghahosseini, D. Bogdanov u. a., „The impact of renewable energy and sector coupling on the pathway towards a sustainable energy system in Chile,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 151, 2021, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111557>.
- [97] S. Ø. Ottesen, A. Tomasgard und S.-E. Fleten, „Multi market bidding strategies for demand side flexibility aggregators in electricity markets,“ *Energy*, Jg. 149, S. 120–134, 2018, ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.187>.
- [98] A. Palzer, „Sektorübergreifende Modellierung und Optimierung eines zukünftigen deutschen Energiesystems unter Berücksichtigung von Energieeffizienzmaßnahmen im Gebäudesektor,“ Fraunhofer Verlag, 2016. Adresse: <https://publica.fraunhofer.de/entities/publication/6826a6c8-115e-4a96-bd3d-9230bf0e021b> (besucht am 10. 04. 2025).
- [99] G. Pan, W. Gu, Z. Wu, Y. Lu und S. Lu, „Optimal design and operation of multi-energy system with load aggregator considering nodal energy prices,“ *Applied Energy*, Jg. 239, S. 280–295, 2019, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.217>.

- [100] M. Pantoš, „Market-based congestion management in electric power systems with exploitation of aggregators,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 121, 2020, ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106101>.
- [101] N. G. Paterakis, O. Erdinç, I. N. Pappi, A. G. Bakirtzis und J. P. S. Catalão, „Coordinated Operation of a Neighborhood of Smart Households Comprising Electric Vehicles, Energy Storage and Distributed Generation,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 7, Nr. 6, S. 2736–2747, 2016. DOI: [10.1109/TSG.2015.2512501](https://doi.org/10.1109/TSG.2015.2512501).
- [102] A. Paudel, L. P. M. I. Sampath, J. Yang und H. B. Gooi, „Peer-to-Peer Energy Trading in Smart Grid Considering Power Losses and Network Fees,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 11, Nr. 6, S. 4727–4737, 2020. DOI: [10.1109/TSG.2020.2997956](https://doi.org/10.1109/TSG.2020.2997956).
- [103] A. Pena-Bello, P. Schuetz, M. Berger, J. Worlitschek, M. K. Patel und D. Parra, „Decarbonizing heat with PV-coupled heat pumps supported by electricity and heat storage: Impacts and trade-offs for prosumers and the grid,“ *Energy Conversion and Management*, Jg. 240, 2021, ISSN: 0196-8904. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2021.114220>.
- [104] D. Peralta, C. A. Cañizares und K. Bhattacharya, „Ground Source Heat Pump Modeling, Operation, and Participation in Electricity Markets,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 13, Nr. 2, S. 1126–1138, 2022. DOI: [10.1109/TSG.2021.3133377](https://doi.org/10.1109/TSG.2021.3133377).
- [105] F. Plaum, R. Ahmadihangar, A. Rosin und J. Kilter, „Aggregated demand-side energy flexibility: A comprehensive review on characterization, forecasting and market prospects,“ *Energy Reports*, Jg. 8, S. 9344–9362, 2022, ISSN: 2352-4847. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.07.038>.
- [106] V. K. Prajapati und V. Mahajan, „Reliability assessment and congestion management of power system with energy storage system and uncertain renewable resources,“ *Energy*, Jg. 215, 2021, ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119134>.
- [107] Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut, „Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann,“ 2021. Adresse: [https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE\\_](https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2021/KNDE_)

- 2045\_Langfassung/Klimaneutrales\_Deutschland\_2045\_Langfassung.pdf (besucht am 10.04.2025).
- [108] H. Rashidizadeh-Kermani, M. Vahedipour-Dahraie, M. Shafie-Khah und P. Siano, „A Regret-Based Stochastic Bi-Level Framework for Scheduling of DR Aggregator Under Uncertainties,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 11, Nr. 4, S. 3171–3184, 2020. DOI: 10.1109/TSG.2020.2968963.
- [109] D. Reinert, F. Prill, H. Frank u. a., „DWD Database Reference for the Global and Regional ICON and ICON-EPS Forecasting System, Version 2.1.7,“ Deutscher Wetterdienst, Techn. Ber., 2021. (besucht am 10.04.2025).
- [110] S. D. Rodrigues und V. J. Garcia, „Transactive energy in microgrid communities: A systematic review,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 171, 2023, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112999>.
- [111] L. Romero Rodríguez, M. Brennenstuhl, M. Yadack, P. Boch und U. Eicker, „Heuristic optimization of clusters of heat pumps: A simulation and case study of residential frequency reserve,“ *Applied Energy*, Jg. 233-234, S. 943–958, 2019, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.103>.
- [112] S. Sadeghi, H. Jahangir, B. Vatandoust, M. A. Golkar, A. Ahmadian und A. Elkaamel, „Optimal bidding strategy of a virtual power plant in day-ahead energy and frequency regulation markets: A deep learning-based approach,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 127, 2021, ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106646>.
- [113] M. R. Sarker, Y. Dvorkin und M. A. Ortega-Vazquez, „Optimal Participation of an Electric Vehicle Aggregator in Day-Ahead Energy and Reserve Markets,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 31, Nr. 5, S. 3506–3515, 2016. DOI: 10.1109/TPWRS.2015.2496551.
- [114] F. Scheller und T. Bruckner, „Energy system optimization at the municipal level: An analysis of modeling approaches and challenges,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 105, S. 444–461, 2019, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.02.005>.
- [115] F. Schröter, „Ziele der deutschen Wirtschafts- und Energiepolitik,“ *Industrielle Energiestrategie: Praxishandbuch für Entscheider des produzierenden Gewerbes*, S. 3–17, 2017. DOI: 10.1007/978-3-658-07606-1\_1.

- [116] J. Schwidtal, P. Piccini, M. Troncia u. a., „Emerging business models in local energy markets: A systematic review of peer-to-peer, community self-consumption, and transactive energy models,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 179, 2023, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113273>.
- [117] S. Seyyedeh Barhagh, B. Mohammadi-Ivatloo, A. Anvari-Moghaddam und S. Asadi, „Risk-involved participation of electric vehicle aggregator in energy markets with robust decision-making approach,“ *Journal of Cleaner Production*, Jg. 239, 2019, ISSN: 0959-6526. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.118076>.
- [118] M. Shafiekhani, A. Badri, M. Shafie-khah und J. P. Catalão, „Strategic bidding of virtual power plant in energy markets: A bi-level multi-objective approach,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 113, S. 208–219, 2019, ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.05.023>.
- [119] K. Sharma und L. Mohan Saini, „Performance analysis of smart metering for smart grid: An overview,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 49, S. 720–735, 2015, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.170>.
- [120] F. Shen, Q. Wu, X. Jin, B. Zhou, C. Li und Y. Xu, „ADMM-based market clearing and optimal flexibility bidding of distribution-level flexibility market for day-ahead congestion management of distribution networks,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 123, 2020, ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106266>.
- [121] P. Siano, G. De Marco, A. Rolán und V. Loia, „A Survey and Evaluation of the Potentials of Distributed Ledger Technology for Peer-to-Peer Transactive Energy Exchanges in Local Energy Markets,“ *IEEE Systems Journal*, Jg. 13, Nr. 3, S. 3454–3466, 2019. DOI: [10.1109/JSYST.2019.2903172](https://doi.org/10.1109/JSYST.2019.2903172).
- [122] I. Siksnylyte-Butkiene, D. Streimikiene, T. Balezentis und A. Volkov, „Enablers and barriers for energy prosumption: Conceptual review and an integrated analysis of business models,“ *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Jg. 57, 2023, ISSN: 2213-1388. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103163>.
- [123] SimBench Projekt. „Simbench Datensätze.“ (2019), Adresse: <https://simbench.de/de/datensaetze/> (besucht am 10.04.2025).

- [124] SMARD. „Markt-Großhandelspreise.“ (2019), Adresse: <https://www.smar.de/page/home/marktdaten/> (besucht am 10.04.2025).
- [125] O. Smith, O. Cattell, E. Farcot, R. D. O’Dea und K. I. Hopcraft, „The effect of renewable energy incorporation on power grid stability and resilience,“ *Science Advances*, Jg. 8, Nr. 9, 2022. DOI: [10.1126/sciadv.abj6734](https://doi.org/10.1126/sciadv.abj6734).
- [126] A. Stawska, N. Romero, M. de Weerdts und R. Verzijlbergh, „Demand response: For congestion management or for grid balancing?“ *Energy Policy*, Jg. 148, 2021, ISSN: 0301-4215. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111920>.
- [127] B. Tan, S. Chen, Z. Liang, X. Zheng, Y. Zhu und H. Chen, „An iteration-free hierarchical method for the energy management of multiple-microgrid systems with renewable energy sources and electric vehicles,“ *Applied Energy*, Jg. 356, 2024, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2023.122380>.
- [128] K. M. Tan, T. S. Babu, V. K. Ramachandaramurthy, P. Kasinathan, S. G. Solanki und S. K. Raveendran, „Empowering smart grid: A comprehensive review of energy storage technology and application with renewable energy integration,“ *Journal of Energy Storage*, Jg. 39, S. 102 591, 2021, ISSN: 2352-152X. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.est.2021.102591>.
- [129] K. M. Tan, V. K. Ramachandaramurthy und J. Y. Yong, „Integration of electric vehicles in smart grid: A review on vehicle to grid technologies and optimization techniques,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 53, S. 720–732, 2016, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.09.012>.
- [130] The Mobility House. „Vehicle-to-Grid.“ (2024), Adresse: [https://www.mobilityhouse.com/int\\_en/vehicle-to-grid](https://www.mobilityhouse.com/int_en/vehicle-to-grid) (besucht am 10.04.2025).
- [131] G. Tsaousoglou, J. S. Giraldo und N. G. Paterakis, „Market Mechanisms for Local Electricity Markets: A review of models, solution concepts and algorithmic techniques,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 156, S. 111 890, 2022, ISSN: 1364-0321. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111890>.
- [132] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC), „The Paris Agreement,“ 2015. Adresse: <https://unfccc.int/documents/184656> (besucht am 10.04.2025).

- [133] M. Vahid-Ghavidel, N. Mahmoudi und B. Mohammadi-Ivatloo, „Self-Scheduling of Demand Response Aggregators in Short-Term Markets Based on Information Gap Decision Theory,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 10, Nr. 2, S. 2115–2126, 2019. DOI: 10.1109/TSG.2017.2788890.
- [134] Vaillant. „Vaillant Wärmepumpen.“ (2024), Adresse: <https://www.vaillant.de/heizung/produkte/luft-wasser-waermepumpe-arootherm-plus-194816.html#specification> (besucht am 10.04.2025).
- [135] Vaillant. „Vaillant Wärmespeicher.“ (2024), Adresse: <https://www.vaillant.de/heizung/produkte/warmwasserspeicher-unistor-vih-und-aurostor-vih-bis-zu-500l-121153.html#specification> (besucht am 10.04.2025).
- [136] Viessmann. „Funktionsweise der Luft-Wasser-Wärmepumpe.“ (2024), Adresse: <https://www.viessmann.de/de/wissen/technik-und-systeme/luft-wasser-waermepumpe/funktion.html> (besucht am 10.04.2025).
- [137] G. Volpato, G. Carraro, M. Cont, P. Danieli, S. Rech und A. Lazzaretto, „General guidelines for the optimal economic aggregation of prosumers in energy communities,“ *Energy*, Jg. 258, 2022, ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124800>.
- [138] F. Wang, X. Ge, P. Yang u. a., „Day-ahead optimal bidding and scheduling strategies for DER aggregator considering responsive uncertainty under real-time pricing,“ *Energy*, Jg. 213, 2020, ISSN: 0360-5442. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118765>.
- [139] F. Wang, B. Xiang, K. Li u. a., „Smart Households’ Aggregated Capacity Forecasting for Load Aggregators Under Incentive-Based Demand Response Programs,“ *IEEE Transactions on Industry Applications*, Jg. 56, Nr. 2, S. 1086–1097, 2020. DOI: 10.1109/TIA.2020.2966426.
- [140] J. Wang, H. Zhong, C. Wu, E. Du, Q. Xia und C. Kang, „Incentivizing distributed energy resource aggregation in energy and capacity markets: An energy sharing scheme and mechanism design,“ *Applied Energy*, Jg. 252, 2019, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113471>.
- [141] J. Wang, S. You, Y. Zong, H. Cai, C. Træholt und Z. Y. Dong, „Investigation of real-time flexibility of combined heat and power plants in district heating applications,“ *Applied Energy*, Jg. 237, S. 196–209, 2019, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.017>.

- [142] B. Wiegel, T. Steffen, D. Babazadeh und C. Becker, „Towards a more comprehensive open-source model for interdisciplinary smart integrated energy systems,“ in *2023 11th Workshop on Modelling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems (MSCPES)*, 2023, S. 1–7. DOI: 10.1109/MSCPES58582.2023.10123432.
- [143] WPuQ (Wind-Solar-Wärmepumpen-Quartier). „WPuQ Load Profiles.“ (2018), Adresse: <https://zenodo.org/records/5642902> (besucht am 10.04.2025).
- [144] H. Wu, M. Shahidehpour, A. Alabdulwahab und A. Abusorrah, „A Game Theoretic Approach to Risk-Based Optimal Bidding Strategies for Electric Vehicle Aggregators in Electricity Markets With Variable Wind Energy Resources,“ *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Jg. 7, Nr. 1, S. 374–385, 2016. DOI: 10.1109/TSTE.2015.2498200.
- [145] X. Xiao, J. Wang, R. Lin, D. J. Hill und C. Kang, „Large-scale aggregation of prosumers toward strategic bidding in joint energy and regulation markets,“ *Applied Energy*, Jg. 271, 2020, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115159>.
- [146] Z. Xu, Z. Hu, Y. Song und J. Wang, „Risk-Averse Optimal Bidding Strategy for Demand-Side Resource Aggregators in Day-Ahead Electricity Markets Under Uncertainty,“ *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 8, Nr. 1, S. 96–105, 2017. DOI: 10.1109/TSG.2015.2477101.
- [147] M. Yazdani-Damavandi, N. Neyestani, M. Shafie-khah, J. Contreras und J. P. S. Catalão, „Strategic Behavior of Multi-Energy Players in Electricity Markets as Aggregators of Demand Side Resources Using a Bi-Level Approach,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 33, Nr. 1, S. 397–411, 2018. DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2688344.
- [148] Z. Yi, Y. Xu, H. Wang und L. Sang, „Coordinated Operation Strategy for a Virtual Power Plant With Multiple DER Aggregators,“ *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Jg. 12, Nr. 4, S. 2445–2458, 2021. DOI: 10.1109/TSTE.2021.3100088.
- [149] S. Yin, Q. Ai, Z. Li, Y. Zhang und T. Lu, „Energy management for aggregate prosumers in a virtual power plant: A robust Stackelberg game approach,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 117, 2020, ISSN: 0142-0615. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.105605>.
- [150] C. Zhang, Q. Wang, J. Wang, P. Pinson, J. M. Morales und J. Østergaard, „Real-Time Procurement Strategies of a Proactive Distribution Company With

- Aggregator-Based Demand Response," *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 9, Nr. 2, S. 766–776, 2018. DOI: 10.1109/TSG.2016.2565383.
- [151] B. Zheng, W. Wei, Y. Chen, Q. Wu und S. Mei, „A peer-to-peer energy trading market embedded with residential shared energy storage units," *Applied Energy*, Jg. 308, 2022, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118400>.
- [152] Y. Zheng, H. Yu, Z. Shao und L. Jian, „Day-ahead bidding strategy for electric vehicle aggregator enabling multiple agent modes in uncertain electricity markets," *Applied Energy*, Jg. 280, 2020, ISSN: 0306-2619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115977>.



## Anhang

Lastprofiltyp	Profilbezeichnung
1	SFH3
2	SFH4
3	SFH5
4	SFH7
5	SFH8
6	SFH9
7	SFH10
8	SFH11
9	SFH12
10	SFH14
11	SFH16
12	SFH18
13	SFH19
14	SFH20
15	SFH21
16	SFH22
17	SFH23
18	SFH27
19	SFH28
20	SFH29
21	SFH30
22	SFH32
23	SFH34
24	SFH35
25	SFH36
26	SFH38
27	SFH39

Tabelle 1: Übersicht der verwendeten Lastprofil-Typen [143]

EA.Haushalt	PV	ST	BS	Anzahl ZFL	Anzahl EV
1.1	✓		✓	1	1
1.2	✓		✓	3	1
1.3	✓	✓	✓	3	2
1.4				2	0
1.5		✓		1	2
1.6	✓		✓	2	1
1.7	✓			1	0
1.8	✓		✓	0	1
1.9	✓		✓	2	2
1.10	✓		✓	2	2
1.11	✓	✓		1	0
2.1	✓			1	3
2.2	✓	✓		0	0
2.3	✓	✓		2	2
2.4	✓		✓	3	1
2.5	✓		✓	0	0
2.6	✓		✓	0	1
2.7		✓		0	1
2.8	✓		✓	3	2
2.9	✓		✓	1	2
2.10	✓		✓	3	1
2.11	✓		✓	2	1
3.1	✓			1	2
3.2	✓		✓	1	1
3.3	✓		✓	3	2
3.4				2	1
3.5	✓		✓	3	0
3.6	✓			1	0
3.7	✓	✓		2	2
3.8	✓	✓		1	1
3.9	✓	✓	✓	1	3
3.10	✓		✓	1	2
3.11	✓		✓	1	2
4.1	✓	✓	✓	1	0

4.2	✓		✓	0	2
4.3	✓	✓		0	2
4.4	✓		✓	2	2
4.5		✓		3	2
4.6	✓		✓	2	2
4.7	✓		✓	1	2
4.8	✓	✓	✓	0	1
4.9	✓			3	1
4.10		✓		1	1
4.11	✓		✓	2	1
5.1	✓		✓	3	0
5.2				3	1
5.3	✓			3	1
5.4	✓	✓	✓	0	2
5.5	✓			0	2
5.6	✓		✓	0	1
5.7	✓	✓	✓	3	1
5.8	✓		✓	0	0
5.9	✓		✓	1	1
5.10	✓		✓	1	3
5.11	✓	✓	✓	0	1
6.1	✓	✓	✓	2	1
6.2	✓	✓	✓	3	1
6.3		✓		2	1
6.4	✓	✓	✓	3	1
6.5	✓		✓	0	1
6.6		✓		0	0
6.7				3	1
6.8	✓		✓	1	1
6.9		✓		0	3
6.10	✓		✓	1	1
6.11		✓		1	1
7.1				2	1
7.2		✓		0	0
7.3		✓		1	2
7.4	✓		✓	1	1

7.5	✓		✓	2	0
7.6	✓		✓	2	3
7.7		✓		3	1
7.8	✓		✓	0	1
7.9	✓		✓	2	2
7.10				0	1
7.11	✓		✓	2	1
8.1		✓		0	2
8.2	✓		✓	0	2
8.3	✓		✓	0	2
8.4	✓	✓	✓	3	1
8.5	✓	✓	✓	2	1
8.6	✓	✓	✓	1	3
8.7	✓	✓	✓	1	2
8.8	✓	✓	✓	1	0
8.9	✓	✓	✓	2	0
8.10	✓	✓		3	2
8.11		✓		0	0
9.1	✓		✓	2	0
9.2				2	1
9.3	✓		✓	3	1
9.4	✓		✓	1	1
9.5	✓		✓	2	1
9.6				2	1
9.7	✓	✓	✓	0	2
9.8	✓		✓	3	1
9.9	✓	✓		0	1
9.10		✓		1	3
9.11	✓		✓	3	1
10.1	✓		✓	0	2
10.2	✓		✓	2	1
10.3	✓	✓	✓	1	1
10.4	✓		✓	0	0
10.5	✓		✓	0	2
10.6	✓		✓	2	2
10.7	✓		✓	0	2

10.8	✓		✓	1	1
10.9	✓		✓	0	2
10.10	✓			2	1
10.11	✓		✓	2	1
10.12				2	1

Tabelle 2: Zusammensetzung der Haushalte aller EAs - Homogen

EA.Haushalt	PV	ST	BS	Anzahl ZFL	Anzahl EV
1.1				2	0
1.2		✓		0	1
1.3				2	1
1.4		✓		1	1
1.5				3	1
1.6		✓		2	1
1.7		✓		0	0
1.8				3	1
1.9		✓		3	0
1.10		✓		0	0
1.11		✓		0	0
2.1		✓		1	2
2.2		✓		3	2
2.3		✓		1	1
2.4				2	1
2.5		✓		1	2
2.6		✓		3	1
2.7				0	1
2.8		✓		0	2
2.9				2	1
2.10				2	1
2.11				2	1
3.1	✓			1	0
3.2	✓	✓		1	0
3.3	✓	✓		0	0
3.4	✓			1	0
3.5	✓	✓		1	1

3.6	✓			3	1
3.7	✓			3	1
3.8	✓		✓	2	1
3.9	✓	✓		0	1
3.10		✓		1	3
3.11	✓			2	1
<hr/>					
4.1	✓		✓	1	1
4.2	✓		✓	3	1
4.3	✓	✓	✓	3	2
4.4	✓		✓	2	1
4.5	✓		✓	0	1
4.6	✓		✓	2	2
4.7	✓		✓	2	2
4.8	✓			1	3
4.9	✓	✓		2	2
4.10	✓		✓	3	1
4.11	✓		✓	0	0
<hr/>					
5.1	✓		✓	0	1
5.2	✓		✓	3	2
5.3	✓		✓	1	2
5.4	✓		✓	3	1
5.5	✓		✓	2	1
5.6	✓			1	2
5.7	✓		✓	1	1
5.8	✓		✓	3	2
5.9	✓		✓	3	0
5.10	✓	✓		2	2
5.11	✓	✓	✓	1	3
<hr/>					
6.1	✓		✓	1	2
6.2	✓		✓	1	2
6.3	✓	✓	✓	1	0
6.4	✓		✓	0	2
6.5	✓	✓		0	2
6.6	✓		✓	2	2
6.7	✓		✓	2	2
6.8	✓		✓	1	2

6.9	✓	✓	✓	0	1
6.10	✓		✓	2	1
6.11	✓		✓	3	0
7.1	✓	✓	✓	0	2
7.2	✓			0	2
7.3	✓		✓	0	1
7.4	✓	✓	✓	3	1
7.5	✓		✓	0	0
7.6	✓		✓	1	1
7.7	✓		✓	1	3
7.8	✓	✓	✓	0	1
7.9	✓	✓	✓	2	1
7.10	✓	✓	✓	3	1
7.11	✓	✓	✓	3	1
8.1	✓		✓	0	1
8.2	✓		✓	1	1
8.3	✓		✓	1	1
8.4	✓		✓	1	1
8.5	✓		✓	0	2
8.6	✓		✓	2	3
8.7	✓		✓	0	1
8.8	✓		✓	2	2
8.9	✓		✓	2	1
8.10	✓		✓	0	2
8.11	✓		✓	0	2
9.1	✓	✓	✓	3	1
9.2	✓	✓	✓	2	1
9.3	✓	✓	✓	1	3
9.4	✓	✓	✓	1	2
9.5	✓	✓	✓	1	0
9.6	✓	✓	✓	2	0
9.7	✓	✓		3	2
9.8	✓		✓	2	0
9.9	✓		✓	3	1
9.10	✓		✓	1	1

---

9.11	✓	✓	✓	0	2
10.1	✓		✓	3	1
10.2	✓		✓	3	1
10.3	✓		✓	0	2
10.4	✓		✓	2	1
10.5	✓	✓	✓	1	1
10.6	✓		✓	0	0
10.7	✓		✓	0	2
10.8	✓		✓	2	2
10.9	✓		✓	0	2
10.10	✓		✓	1	1
10.11	✓		✓	0	2
10.12	✓		✓	2	1

---

Tabelle 3: Zusammensetzung der Haushalte aller EAs - Heterogen

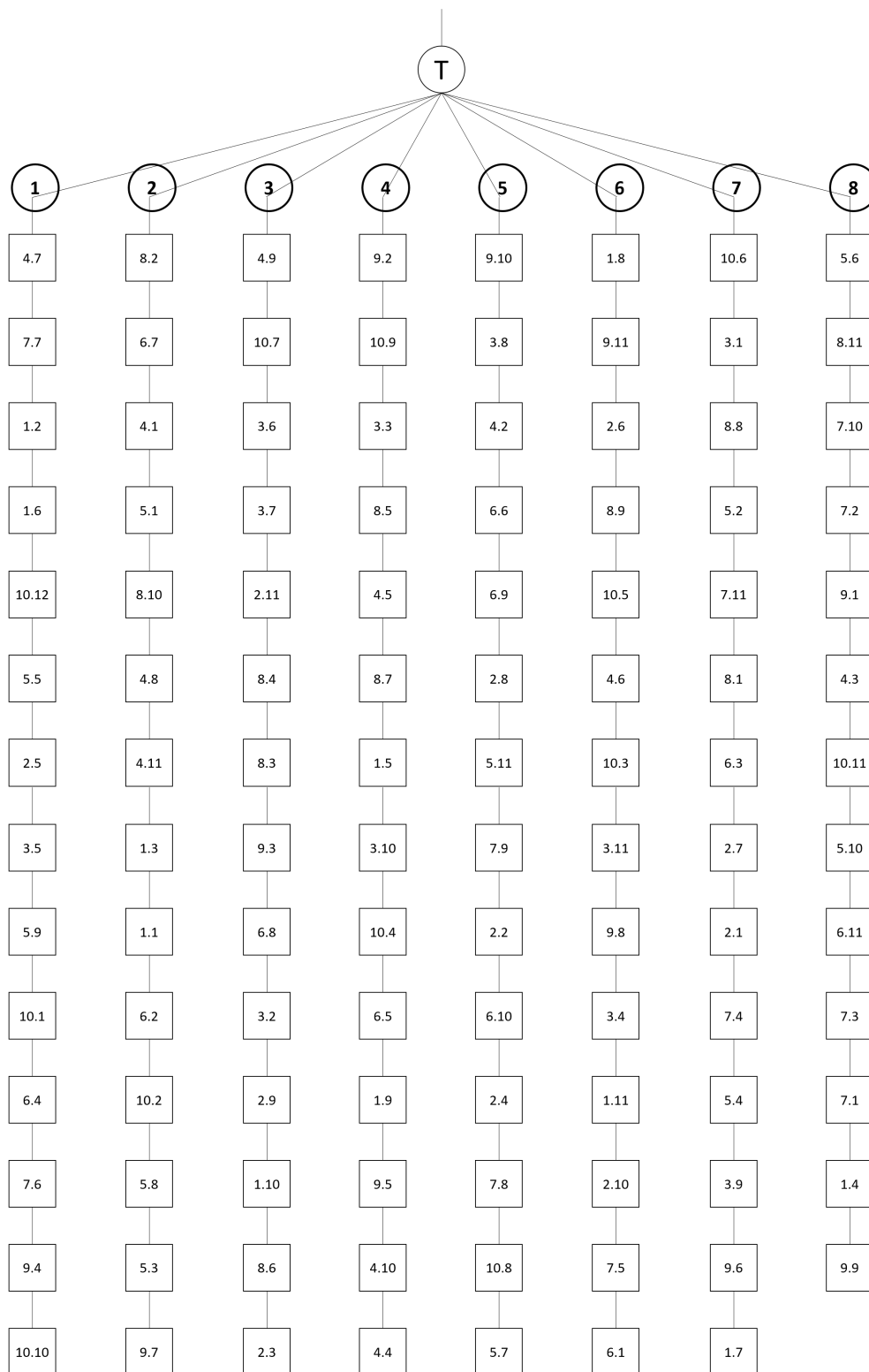


Abbildung 1: Darstellung des Stromnetzes mit 111 Haushalten