



Qualitätsbewertung von Energiemanagement-Algorithmen unter Berücksichtigung eingeschränkter Kommunikationsparameter

Von der Fakultät für Informatik, Wirtschafts- und Rechtswissenschaften der
Carl von Ossietzky Universität Oldenburg zur Erlangung des Grades und Titels
eines

Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

angenommene Dissertation

von Herrn Daniel Hölker

geboren am 23. Juli 1985 in Münster

Gutachter:

Prof. Dr. Michael Sonnenschein

Prof. Dr.-Ing. Ralf Tönjes

Prof. Dr. Sebastian Lehnhoff

Tag der Disputation: 12. Januar 2018

Erklärung

Ich erkläre hiermit, dass ich die vorliegende Arbeit ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung nicht angegebener Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet.

Dieses Dokument wurde mithilfe von \LaTeX unter Verwendung der *memoir*-Klasse erstellt. Das Literaturverzeichnis wurde mithilfe von *biblatex* und *Biber* generiert. Für die grafische Aufbereitung der Simulationsergebnisse wurde *R* in Verbindung mit *ggplot2* genutzt.

Daniel Hölker

Oldenburg, 22. September 2017

Vorwort

An dieser Stelle möchte ich mich bei all denjenigen bedanken, die mich während der Promotion unterstützt und bestärkt haben.

Zuerst gebührt mein Dank Herrn Prof. Dr. Michael Sonnenschein, der die Betreuung der Promotion selbstlos übernommen hat. Für die Unterstützung in der Rolle des Doktorvaters, die hilfreichen Anregungen und das Erstellen eines Gutachtens bedanke ich mich herzlich.

Herrn Prof. Dr.-Ing. Ralf Tönjes danke ich für die lange vertrauensvolle Zusammenarbeit und die Übernahme der Gutachterrolle im Promotionsverfahren. Ohne die gewährten Freiheitsgrade an der Hochschule Osnabrück wäre die Promotion nicht möglich gewesen.

Weiterer Dank gebührt Prof. Dr. Sebastian Lehnhoff für die Anfertigung eines Gutachtens und der konstruktiven Kritik während des gesamten Promotionsverfahrens. Für die Übernahme des Vorsitzes der Prüfungskommission danke ich Herrn Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Nebel. Auch Herrn Dr. Tröschel gilt Dank für die Bereitschaft zur Einbringung in die Prüfungskommission.

Ein besonderer Dank gilt Herrn Dr. Daniel Brettschneider, der als Arbeitskollege stets Anregungen gab und immer für Diskussionen offen war. Seine strukturierte und zielstrebige Arbeitsweise war mir stets ein Vorbild. Allen meinen weiteren Arbeitskollegen sei gedankt für die permanente Hilfsbereitschaft, die vielen Ratschläge und die Ablenkung während der Pausen.

Abschließend möchte ich meiner Familie danken! Insbesondere meiner Frau Nadine, die mich stets motiviert hat. Ihre Aufmunterungen während der Phasen, in denen es nicht wie gewünscht lief, waren sehr wichtig! Ohne die Unterstützung und das Verständnis, besonders in den letzten Monaten bei der Anfertigung der Dissertation, wäre es nicht möglich gewesen. Vielen Dank!

Zusammenfassung

Durch die Energiewende wird die Energieerzeugung zunehmend dezentralisiert und durch Windenergie- und Photovoltaik-Anlagen stark vom Wetter abhängig. Jedoch müssen Energieerzeugung und -verbrauch stets im Gleichgewicht sein. Daher ist es sinnvoll den Stromverbrauch an die Erzeugung anzupassen. So kann beispielsweise das Elektrofahrzeug laden, wenn die Sonne scheint. Die Steuerung der geeigneten Geräte muss dabei kontrolliert erfolgen, um z. B. ein gleichzeitiges Schalten vieler Geräte zu verhindern. Dies kann durch verteilte Energiemanagement-Algorithmen gewährleistet werden. Ein objektiver Vergleich oder eine Bewertung dieser Algorithmen gestaltet sich jedoch aufgrund der Komplexität schwierig.

Genau an diesem Punkt setzt die Arbeit an. Als zentrale Faktoren für die Bewertung von Energiemanagement-Algorithmen wurden die Energiemanagement-Qualität sowie das Kommunikationsverhalten identifiziert. Der Simulator SiENA, der eigens für diese Bewertung entwickelt wurde, wird vorgestellt. Er zeichnet sich durch eine umfassende Datenbasis aus, die Simulationsmodelle zahlreicher Geräte beinhaltet. SiENA ermöglicht die Simulation eines realistischen Stromverbrauchs von Haushalten sowie der Kommunikation zwischen diesen. Im Simulator stehen Kommunikationstechniken wie Mobilfunk, Power Line Communication und kabelgebundene Breitbandtechnologie zur Verfügung. Als Repräsentanten für vollständig dezentrales-, zentrales- und sequentielles-Energiemanagement wurden die Algorithmen COHDA, PowerMatcher und PrivADE implementiert. Mithilfe einer mehrstufigen multivariaten Optimierung ist es möglich, diese für ein Szenario zu optimieren.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich das Verhalten der Algorithmen deutlich unterscheidet. Für die Evaluation werden unter anderem die Anzahl der Haushalte, deren Geräteausstattungen, sowie Kommunikationsparameter variiert. Mithilfe der eigens entwickelten normierten Qualitätsbewertung kann der geeignetste Algorithmus für ein gegebenes Szenario ausgewählt werden. Anhand von Simulationen werden die Kommunikationseigenschaften analysiert, Stärken und Schwächen der Algorithmen aufgezeigt und Verbesserungsvorschläge erarbeitet. Durch diese Arbeit ist die Vergleichbarkeit und die detaillierte Analyse verteilter Energiemanagement-Algorithmen möglich, wodurch die Entwicklung zukünftiger Algorithmen vorangetrieben wird.

Abstract

The ongoing transition of the energy system results in an increasingly decentralised power supply. Because of the dependency on wind and solar power, balancing energy consumption and generation will become more difficult. To aid in shaping the energy consumption according to the current generation, future devices, for example, electric vehicles or heat pumps can be influenced to optimise the use of available resources. This procedure can be implemented by distributed energy management algorithms. However, due to the complexity of such approaches, an objective comparison or evaluation remains difficult.

This thesis introduces a novel approach for uniform evaluation of distributed energy management algorithms. Energy management quality and the communication behaviour are identified as key performance indicators. As a basis for the evaluation process the smart grid simulator SiENA is presented. It is capable of co-simulating power, heat and communication networks. Highlights of SiENA include an extensive data basis, simulation models of all relevant future devices and varying communication technologies. Three representative energy management algorithms, namely COHDA, PowerMatcher and PrivADE, have been implemented. Algorithms can be optimised using a multilevel multivariate optimisation procedure.

Evaluation of the algorithms using the presented approaches shows differing results. In the evaluation the number of households and their devices, as well as communication parameters are varied. Based on the presented normalised metrics for energy management quality and communication behaviour, suitable algorithms are selected. Finally, strengths and weaknesses of the algorithms are discussed and improvements are elaborated.

In conclusion, this thesis allows for uniform and objective comparison and evaluation of distributed energy management algorithms. Thus, the presented tools push future development of such algorithms and aid in increasing the share of sustainable energy.

Inhaltsverzeichnis

Erklärung	i
Vorwort	iii
Zusammenfassung	v
Abstract	vii
Abbildungsverzeichnis	xiii
Tabellenverzeichnis	xix
Pseudocodeverzeichnis	xxi
Abkürzungsverzeichnis	xxiii
Symbolverzeichnis	xxv
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Zielsetzung der Arbeit	3
1.3 Aufbau der Arbeit	4
2 Stand der Technik	5
2.1 Energiemanagement	5
2.1.1 Definition	5
2.1.2 Zeitliche Reaktionsmöglichkeiten	6
2.1.3 Steuerbare Geräte	8
2.1.4 Kontrollstrukturen	9
2.1.5 Ziele und Qualitätsbewertung von Energiemanagement	10
2.1.6 Zusammenfassung und Bewertung	12
2.2 Kommunikationstechnologien	12
2.2.1 Kabelgebundene Breitbandtechnologie	13
2.2.2 Powerline Communication	13

2.2.3	Mobilfunk	14
2.2.4	Weitere Kommunikationstechnologien	14
2.2.5	Zusammenfassung und Bewertung	15
2.3	Simulatoren	15
2.3.1	Simulatoren für das Kommunikationsnetz	16
2.3.2	Energienetzsimulatoren	16
2.3.3	Stromverbrauchssimulation	16
2.3.4	Co-Simulation	19
2.3.5	Zusammenfassung und Bewertung	20
2.4	Zusammenfassung	21
3	Forschungsfokus	23
4	Energiemanagement-Algorithmen	27
4.1	COHDA	29
4.1.1	Heuristik	30
4.1.2	Overlay-Netz	32
4.1.3	Zusammenfassung	34
4.2	PowerMatcher	34
4.2.1	Ausführung	35
4.2.2	Angebot	36
4.2.3	Ermittlung des Preisniveaus	39
4.2.4	Geräte-Agenten	41
4.2.5	Zusammenfassung	41
4.3	PrivADE	41
4.3.1	Behandlung der Geräte	41
4.3.2	Rundenbasierter Ansatz	44
4.3.3	PrivADE ⁺	45
4.3.4	Zusammenfassung	45
4.4	Zusammenfassung	46
5	Modellbildung und Simulationsumgebung	47
5.1	Anforderungen an die Simulationsumgebung	48
5.2	Architektur und Simulationsablauf	51
5.3	Modellierung des Grundverbrauchs	53
5.3.1	Ermittlung des Stromverbrauches eines Haushaltsverbundes	54
5.3.2	Simulation des Stromverbrauches einzelner Haushalte	58
5.4	Evaluation und Verifikation des Grundverbrauchs	58

5.5	Modellierung von Haushalten und zukünftigen steuerbaren Geräten	60
5.5.1	Haushalt als Wärmeverbraucher	61
5.5.2	Wärmespeicher	64
5.5.3	Heizstab	65
5.5.4	Wärmepumpe	66
5.5.5	Mikro Blockheizkraftwerk	68
5.5.6	Photovoltaik-Anlage	69
5.5.7	Elektrofahrzeug	70
5.5.8	Batteriespeicher	73
5.6	Kommunikations-, Strom- und Wärmenetzmodellierung . .	74
5.6.1	Kommunikationsnetz	74
5.6.2	Stromnetz	76
5.6.3	Wärmeverbundnetz	77
5.7	Zusammenfassung	78
6	Metriken für die energetische Qualitätsbewertung	81
6.1	Energieeffizienz und Lasterhöhung	82
6.2	Schwachlasterhöhung	86
6.3	Spitzenlastreduktion	88
6.4	Lastformung	90
6.5	Anmerkungen zur Verwendbarkeit	95
6.6	Zusammenfassung	96
7	Multivariate Optimierung des Energiemanagements	97
7.1	Vorgehensweise	97
7.2	Anwendungsbeispiel	99
7.3	Zusammenfassung	104
8	Evaluation	105
8.1	Grundlegende Simulationsparameter	105
8.1.1	Basisszenario	106
8.1.2	Parameter der Energiemanagement-Algorithmen .	106
8.2	Evaluation der Energiemanagement-Qualität	110
8.2.1	Basisszenario	110
8.2.2	Autarkie mit Photovoltaik-Anlagen und Batteriespeicher	111
8.2.3	Eigenverbrauchsoptimierung mit Wärmepumpen .	115
8.2.4	Spitzenlastreduktion mit Elektrofahrzeugen	117
8.2.5	Skalierung der Teilnehmer	121
8.2.6	Zusammenfassung	123

8.3	Evaluation des Kommunikationsverhaltens von Energiemanagement-Algorithmen	124
8.3.1	COHDA	124
8.3.2	PowerMatcher	135
8.3.3	PrivADE	143
8.3.4	Vergleich und Zusammenfassung	152
8.4	Robustheit der Algorithmen	156
8.4.1	COHDA	156
8.4.2	PowerMatcher	157
8.4.3	PrivADE	158
8.4.4	Zusammenfassung	159
8.5	Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen	159
9	Zusammenfassung und anknüpfender Forschungsbedarf	163
9.1	Zusammenfassung und Ergebnisse	163
9.2	Anknüpfender Forschungsbedarf	167
A	Pseudocodes	169
	Literatur	171
	Beiträge des Autors	171
	Referenzen	172

Abbildungsverzeichnis

2.1	Klassifikation von Energiemanagement (angelehnt an Palensky [PD11])	6
2.2	Einsatzplan der Regelleistung zur Wahrung der Stabilität des Energienetzes	8
2.3	Steuerungsmöglichkeiten von Geräten	10
2.4	Mögliche Ziele eines Energiemanagements	11
2.5	Methoden für die Energieverbrauchssimulation von Haushalten	17
4.1	Beispiele für Kommunikationstopologien von Energiemanagement-Algorithmien (EMAs)	29
4.2	Small-World Overlay-Netze nach Watts und Strogatz	33
4.3	Aufbau von PowerMatcher	35
4.4	Kommunikationsschritte von PowerMatcher	35
4.5	Exemplarische Angebote und deren Repräsentationen	36
4.6	Aggregiertes Angebot von Batteriespeicher und Wärmepumpe und deren Repräsentationen	39
4.7	Verfahren zum Schalten von Geräten	43
4.8	Visualisierung der Leistungsanpassung von PrivADE	44
4.9	Rundenbasierte Ansatz von PrivADE	45
4.10	Virtuelles Overlay-Netz von PrivADE und PrivADE ⁺	46
5.1	Architektur der Simulationsumgebung	52
5.2	Ablaufdiagramm einer Simulation	52
5.3	Stromverbrauch eines Wäschetrockners während des Ablaufs eines Programms	55
5.4	Minütliche Aktivierungswahrscheinlichkeit eines Wäschetrockners an einem Werktag im Sommer bei einem Haushalt mit zwei Personen	56
5.5	Durchschnittlicher Verbrauch des Wäschetrockners in Abhängigkeit von der Tageszeit	57
5.6	Verbrauch eines einzelnen Haushaltes in Abhängigkeit von der Tageszeit	59

5.7	Vergleich zwischen den simulierten Verbrauchsdaten der Geräte- kategorien mit den realen Daten auf Basis der EnergieAgentur Nordrhein-Westfalen	60
5.8	Simuliertes Lastprofil eines Werktages im Sommer im Vergleich zu dem entsprechenden Standardlastprofil	60
5.9	Wahrscheinlichkeiten für die Energieeffizienz und die Wohnflä- che der Haushalte	63
5.10	Prozentualer Verbrauch von Heizwärme und Trinkwarmwasser eines einzelnen Haushaltes über einen Tag (Übergangszeit, Werk- tag, Mehrfamilienhaus)	64
5.11	Zustände eines Heizstabes in Abhängigkeit vom Füllstand des Wärmespeichers	66
5.12	Eigenschaften der hinterlegten Wärmepumpen	67
5.13	Zustände einer Wärmepumpe in Abhängigkeit vom Füllstand des Wärmespeichers	68
5.14	Elektrische- und Wärmeleistung der verfügbaren Mikro Block- heizkraftwerke	68
5.15	Normierter Ertrag zweier benachbarter Photovoltaik-Anlagen über zwei Tage	70
5.16	Verwendete Größen-Verteilung der Photovoltaik-Anlagen im Si- mulator	70
5.17	Zustand eines Elektrofahrzeuges in Abhängigkeit vom Ladefüll- stand	71
5.18	Kapazität und Energieverbrauch der in der Simulationsumgebung hinterlegten Elektrofahrzeuge	73
5.19	Kapazität und Leistung der im Simulator verwendeten Batterie- speicher	74
5.20	Schematische Darstellung der LTE-Topologie	75
5.21	Schematische Darstellung der verwendeten PLC-Topologie . .	76
5.22	Topologie der kabelgebundenen Breitbandtechnologie	77
5.23	Modellierung eines Stromnetzes angelehnt an einen Straßenzug	78
6.1	Wertebereich der Methoden für die Qualitätsbewertung	82
6.2	Durchschnittsleistung von 50 Haushalten an einem Sommertag	85
7.1	Übersicht der Ergebnisse aller Simulationen mit grobem Raster	101
7.2	Gefilterte Ergebnisse der Simulation mit groben Raster ($K = 4$, $\phi \neq 0$, $10 \text{ ms} < t_{\emptyset} \leq 100 \text{ ms}$)	102
7.3	Übersicht aller Ergebnisse der Simulation mit feinem Raster .	103
7.4	Gefilterte Ergebnisse der Simulation mit feinem Raster ($K = 6$, $30 \text{ ms} \leq t_{\emptyset} \leq 55 \text{ ms}$)	104

8.1	Steuerbarkeit von Geräten in Abhängigkeit von internen Geräte- oder Haushaltszuständen	106
8.2	Durchschnittlicher Energieverbrauch aller Haushalte an einem beispielhaften Tag des Basisszenarios	111
8.3	Spannung am letzten Haushalt einer Straße beim Basisszenario mit und ohne Energiemanagement	112
8.4	Zeitlicher Autarkiegrad in Abhängigkeit der Marktdurchdringung von Photovoltaik-Anlagen und Batteriespeicher (gemittelt über alle Algorithmen, jeweils fünf Wiederholungen)	113
8.5	Energetischer Autarkiegrad in Abhängigkeit der Marktdurchdringung von Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) und Batteriespeicher (gemittelt über alle Algorithmen, jeweils fünf Wiederholungen)	114
8.6	Qualität des Energiemanagements in Abhängigkeit der verfügbaren Photovoltaik-Anlagen und Batteriespeicher (gemittelt über alle Algorithmen, jeweils fünf Wiederholungen)	115
8.7	Eigenverbrauch in Abhängigkeit der Marktdurchdringung von Wärmepumpen	116
8.8	Qualität der Lastformung (LS_n) in Abhängigkeit der Marktdurchdringung von Wärmepumpen	117
8.9	Beispielhafter Tag aus dem Basisszenario bei Verwendung von Spitzenlastreduktion mit PrivADE	118
8.10	Spitzenlast von PowerMatcher in Abhängigkeit von der Marktdurchdringung der Elektrofahrzeuge und des Zielwertes des Energiemanagements	119
8.11	Qualität des Energiemanagements von PowerMatcher in Abhängigkeit von der Marktdurchdringung der Elektrofahrzeuge und des Zielwertes des Energiemanagements	120
8.12	Durchschnittliche Spitzenlast in Abhängigkeit von der Marktdurchdringung der Elektrofahrzeuge und des Zielwertes des Energiemanagements	121
8.13	Autarkiegrad in Abhängigkeit der Verbundgröße	122
8.14	Skalierungsgewinne bei einer Spitzenlastreduktion	123
8.15	Datenaufkommen von COHDA beim Basisszenario und der kabelgebundenen Breitbandtechnologie	127
8.16	Konvergenzzeit von COHDA beim Basisszenario und der kabelgebundenen Breitbandtechnologie	127
8.17	Datenaufkommen pro Intervall bei Verwendung von COHDA in Abhängigkeit von der Anzahl der Haushalte (kabelgebundene Breitbandtechnologie)	128

8.18	Konvergenzzeit von COHDA in Abhängigkeit von der Anzahl der Haushalte (kabelgebundene Breitbandtechnologie)	128
8.19	Durchschnitt der versendeten Daten in Abhängigkeit von der Zeit nach der Initialisierung von COHDA (50 Haushalte, kabelgebundene Breitbandtechnologie)	129
8.20	Durchschnittlicher gesamter Datenempfang bei Verwendung von COHDA (kabelgebundene Breitbandtechnologie)	130
8.21	Durchschnittlicher Datenempfang pro Haushalt bei COHDA (kabelgebundene Breitbandtechnologie)	131
8.22	Durchschnittliche Konvergenzzeit von COHDA in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Verzögerungszeit (Powerline Communication)	132
8.23	Netzwerkbelastung eines PLC-Netzes in Abhängigkeit von der Zeit nach Initialisierung von COHDA	133
8.24	Konvergenzzeit von COHDA bei Verwendung von LTE	134
8.25	Datenvolumen eines Angebotes von PowerMatcher	136
8.26	Versendete Datenmengen von PowerMatcher pro Intervall in Abhängigkeit von der Anzahl der Haushalte	137
8.27	Datenvolumen von PowerMatcher beim Basisszenario	137
8.28	Konvergenzzeit von PowerMatcher beim Basisszenario und der kabelgebundenen Breitbandtechnologie	138
8.29	Datenaufkommen während der Durchführung von PowerMatcher bei Verwendung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie	139
8.30	Konvergenzzeit von PowerMatcher in Abhängigkeit von der Anzahl der Haushalte bei Verwendung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie	140
8.31	Netzwerkbelastung von PowerMatcher beim Basisszenario und PLC	141
8.32	Konvergenzzeit von PowerMatcher bei Verwendung von LTE mit 25 Mbit/s und mit 100 Mbit/s	142
8.33	Datenvolumen von PrivADE beim Basisszenario	144
8.34	Anzahl der benötigten Runden in Abhängigkeit von der Haushaltsanzahl	144
8.35	Benötigte Daten pro Intervall in Abhängigkeit von der Haushaltsanzahl	145
8.36	Simulierte Netzwerkbelastung durch PrivADE bei Verwendung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie	146
8.37	Simulierte Netzwerkbelastung durch PrivADE ⁺ bei Verwendung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie (50 Haushalte)	146

8.38	Konvergenzzeit von PrivADE und PrivADE ⁺ in Abhängigkeit von der Anzahl der Haushalte bei Verwendung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie	147
8.39	Netzwerkbelastung durch PrivADE bei Verwendung von PLC .	148
8.40	Skalierung der Konvergenzzeit von Privacy-Preserving Algorithm for Distributed Energy Management (PrivADE) in Abhängigkeit der Anzahl der Haushalte bei Verwendung von PLC	149
8.41	Netzwerkbelastung durch PrivADE bei Verwendung von LTE .	150
8.42	Netzwerkbelastung durch PrivADE ⁺ bei Verwendung von LTE (25 Mbit/s)	151
8.43	Konvergenzzeit von PrivADE und PrivADE ⁺ in Abhängigkeit von der Anzahl der Haushalte bei Verwendung von LTE	151
8.44	Vergleich der Anzahl der Nachrichten aller Energiemanagement-Algorithmen bei Verwendung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie	153
8.45	Vergleich des benötigten Nettodatenvolumens (Payload) aller Energiemanagement-Algorithmen bei Verwendung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie	154
8.46	Vergleich der Konvergenzzeit aller Energiemanagement-Algorithmen bei Verwendung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie	154
8.47	Vergleich der Konvergenzzeit aller Energiemanagement-Algorithmen bei Verwendung von PLC	155
8.48	Vergleich der Konvergenzzeit aller Energiemanagement-Algorithmen bei Verwendung von LTE	155

Tabellenverzeichnis

2.1	Unterscheidung von steuerbaren Gerätetypen	9
2.2	Bottom-up Energieverbrauchsgenerierungen für Haushalte im Vergleich	18
2.3	Vergleich verschiedener Co-Simulatoren	21
5.1	Marktdurchdringung von Haushaltsgeräten und deren Aktivierungen pro Tag (Wochentag, Sommer, zwei Personen Haushalt)	55
5.2	Unterscheidung der Tage in neun Kategorien für die Simulation des Grundverbrauchs	58
5.3	Verschiedene Standardlastprofile mit dem zugehörigen Energieverbrauch sowie der mittleren quadratischen Abweichung zwischen Simulation und vorgegebenem Standardlastprofil	61
5.4	Systematik der Typtagkategorien	62
5.5	Faktoren für den Energiebedarf je Typtag für Ein- und Mehrfamilienhäuser	63
5.6	Übersicht über freie Parameter der Simulationsumgebung	80
6.1	Eigenschaften des Leistungsverlaufes aus Abbildung 6.2	85
8.1	Basisparameter der Simulationsumgebung	107
8.1	Basisparameter der Simulationsumgebung (Fortsetzung)	108
8.2	Kommunikationszeiten von PrivADE bei 50 Haushalten und der Verwendung von Powerline Communication	148
8.3	Zusammenfassung der Simulationsergebnisse für die Konvergenzzeit, das Nettodatenaufkommen sowie der Energiemanagement-Qualität der Energiemanagement-Algorithmen	160

Pseudocodeverzeichnis

1	Aggregation zweier Angebote (Punkt-Repräsentation) . . .	40
2	Optimierung eines Elektrofahrzeuges	72
3	Schalten von Lasten bei PrivADE	169
4	Lastanpassung von PrivADE	170

Abkürzungsverzeichnis

BS	Batteriespeicher
CENELEC	Comité Européen de Normalisation ÉLECTrotechnique
COHDA	Combinatorial Optimization Heuristic for Distributed Agents
COP	Coefficient of Performance
DoE	Design of Experiments
DSL	Digital Subscriber Line
EMA	Energiemanagement-Algorithmus
EV	Elektrofahrzeug
EVK	Energieverbrauchskennwert
FTTH	Fiber To The Home
GSM	Global System for Mobile Communications
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
JSON	JavaScript Object Notation
KPI	Key Performance Indicator
LG	Lasterhöhung
LTE	Long Term Evolution
MAC	Media Access Control
NF	Nutzfläche
PHEV	Plugin Hybrid Electric Vehicle
PLC	Powerline Communication
PM	PowerMatcher
PRIME	Powerline Intelligent Metering Evolution
PrivADE	Privacy-Preserving Algorithm for Distributed Energy Management
PV-Anlage	Photovoltaik-Anlage
SDM	Supply Demand Matching
SiENA	Simulator for Energy Network Applications
TCP	Transmission Control Protocol
TT	Typtag
UDP	User Datagram Protocol
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
WLAN	Wireless Local Area Network
WP	Wärmepumpe
µBHKW	Mikro Blockheizkraftwerk

Symbolverzeichnis

Allgemein

$ \bullet $	Betrag einer Zahl oder Kardinalität einer Menge
\bullet	Platzhalter für beliebige Zahl, Funktion oder Menge
\bullet_{\emptyset}	Durchschnitt einer beliebigen Funktion
\bullet_{max}	Maximum einer beliebigen Funktion
\bullet_{min}	Minimum einer beliebigen Funktion
a	Aggregator
H	Menge der Haushalte
h	Haushalt
P	Leistung
s	Server

Energiemanagement-Algorithmen (Kapitel 4)

α	Leistung die durch anpassbare Geräte bei PrivADE nach oben angepasst werden kann
β	Leistung die durch anpassbare Geräte bei PrivADE nach unten angepasst werden kann
γ_i	Vom Haushalt h_i erstellter Lösungskandidat
$id(h_i)$	Identifikation von Haushalt h_i
κ_i	Arbeitsgedächtnis eines Haushaltes i
λ_i	Nummerierung der ausgewählten Leistungen von Haushalt h_i
μ	Global angestrebte Leistung
μ_h	Angestrebte durchschnittliche Leistung pro Haushalt
Ω_i	Konfiguration oder wahrgenommener Systemzustand eines Haushaltes h_i
ω_i	Ausgewählte Leistung von Haushalt h_i
ϕ	Zufälligkeit eines Small-World Overlay-Netzwerkes
c	Energiepreis
Θ	Menge aller Kategorien von schaltbaren Geräten
θ	Einzelne Kategorie schaltbarer Geräte
ζ	Leistungsanteil pro Haushalt für die anpassbaren Geräte
A	Zähler, wie viele Haushalte Leistung nach oben anpassen können
B	Zähler, wie viele Haushalte Leistung nach unten anpassen können

D	Menge von Geräten d
d	Gerät
$e(\Omega, \mu)$	Funktion die angibt, wie sehr die Leistung aus Ω von μ verschieden ist
f_t	Zufallsfaktor der Wartezeit
K	Vernetzungsgrad des Small-World Overlay-Netzwerkes
k_Ω	Schlüsselmenge von Ω
n_j	Nachricht vom Haushalt h_j
O_d	Mögliche Zustände eines einzelnen Gerätes d
S	Lösungsmenge
t_\varnothing	Durchschnittliche Wartezeit für den Erhalt weiterer Nachrichten bei COHDA

Modellbildung und Simulationsumgebung (Kapitel 5)

\bar{P}	Konstante für Standbyverbrauch eines Haushaltes
COP	Coefficient of Performance
ΔT	Temperaturdifferenz
ϕ	Gleichzeitigkeitsfaktor für die Dimensionierung eines Wärmespeichers
A_r	Prozentualer Anteil der Haushalte mit r Personen
c	Spezifische Wärmekapazität
D	Datensätze einer Geräteklasse
e	Marktdurchdringung einer Geräteklasse
f	Durchschnittliche Aktivierungshäufigkeit eines Gerätes
F_H	Faktor für die Heizwärme
F_W	Faktor für das Trinkwarmwasser
G	Menge der Gauß-Funktionen
K	Menge von Geräteklassen
k	einzelne Geräteklasse
n	Anzahl der Personen in der Wohneinheit bzw. Anzahl der Wohneinheiten im Mehrfamilienhaus
$P(\tau)$	Durchschnittliche Gesamtleistung zum Zeitpunkt τ
$p(t)$	Aktivierungswahrscheinlichkeitsfunktion eines Gerätes
$P_d(t)$	Leistungsverlauf eines Gerätes d über den Tag
$P_d^*(t)$	Leistungsverlauf eines Gerätes d nach der Aktivierung
Q_H	Benötigte Energie für Heizwärme
Q_W	Benötigte Energie für Trinkwarmwasser
R	Menge möglicher Personenanzahl im Haushalt ($R = \{1; 2; 3; 4; 5+\}$)
t_d	Dauer der Leistungsfunktion $P_d^*(t)$
v	Volumen des Wärmespeichers pro kWh Verbrauch im Jahr
WE	Menge aller Wohneinheiten

w_e	Einzelne Wohneinheit
w_{skap}	Größe eines Wärmespeichers

Metriken für die energetische Qualitätsbewertung (Kapitel 6)

$P'(t)$	Leistung mit EMA
$P(t)$	Unbeeinflusste Leistung
Q	Qualitätsfunktion
Q_{EE}	Bewertungsfunktion der Energieeffizienz
Q_{LG}	Bewertungsfunktion der Lasterhöhung
Q_{PC}	Bewertungsfunktion der Spitzenlastreduktion
Q_{LS}	Bewertungsfunktion der Lastformung
Q_{VF}	Bewertungsfunktion der Schwachlasterhöhung
Q_{LSn}	Bewertungsfunktion für die negative Residuallast
Q_{LSp}	Bewertungsfunktion für die positive Residuallast
t_{eval}	Evaluationszeitraum

Multivariate Optimierung des Energiemanagements (Kapitel 7)

A	Anzahl der versendeten Nachrichten bis zur Konvergenz eines EMA
F	Menge der variierbaren Parameter einer Simulation; Besteht aus $\{F_1; F_2; \dots; F_{ F }\}$
F_i	Menge der Parametrisierungen des Parameters i
M	Metrik
p	Anzahl der Parametervariationen
R	Menge der Resultate einer Metrik
r	Resultat
S	Menge der Simulationen
T_*	Konvergenzzeit eines EMA
w	Gewichtung

Evaluation (Kapitel 8)

\bar{c}_{el}	Kosten für elektrische Energie
\bar{c}_{gas}	Kosten für Gas
COP	Coefficient of Performance
η	Wirkungsgrad
c	Kosten / Preis
$d(\bullet)$	Datenvolumen einer Menge
M	Menge der Nachrichten
q	Ladefüllstand

Kapitel 1

Einleitung

1.1 Motivation

Die moderne Gesellschaft ist durch ihre hohe Technisierung abhängig von der elektrischen Energieversorgung. Ein Stromausfall kann erheblichen volkswirtschaftlichen Schaden verursachen. Piaszeck beziffert den Schaden alleine in Berlin auf ca. 23 Millionen Euro pro Stunde ohne Strom [PWW13]. In Deutschland ist die Versorgung mit einer Unterbrechungszeit von durchschnittlich weniger als 12 Minuten pro Jahr aktuell nahezu unterbrechungsfrei [Ver15]. Mit der Energiewende ist jedoch die gesamte Energieversorgung im Umbruch. Konventionelle Großkraftwerke werden zunehmend vom Netz genommen. So ist der Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2023 beschlossen [Bun16a]. Die damit einhergehende verringerte Energieerzeugung soll durch erneuerbare Energien, wie PV-Anlagen und Windenergieanlagen, ersetzt werden. Das Ziel der Bundesregierung ist, dass im Jahr 2025 zwischen 40 und 45 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien gewonnen wird. Bis zum Jahr 2035 soll dieser Wert weiter auf 55 bis 60 Prozent gesteigert werden [Bun14]. Die erneuerbaren Energien sind jedoch abhängig vom volatilen Dargebot und lassen sich nicht beliebig regeln. Durch diesen Paradigmenwechsel in der Energieversorgung kann das für ein stabiles Energienetz notwendige Gleichgewicht zwischen Energieerzeugung und -verbrauch gestört werden.

Um dieses Gleichgewicht zu halten, können die, durch den Wegfall der Großkraftwerke reduzierten, Regelmöglichkeiten durch die Regelung kleiner Einheiten kompensiert werden. Neben kleinen Energieerzeugern können dabei auch kleine Energieverbraucher einbezogen werden. Bei der Steuerung von Energieverbrauchern kann auch von Lastmanagement gesprochen werden. Sowohl Industrie und Gewerbe, als auch private Haushalte haben Potential für Lastmanagement. Laut Sterner [SS14] übersteigt das Potential

der Haushalte, wegen ihrer großen Anzahl, das der Industrie jedoch deutlich. Aufgrund des großen Potentials von Haushalten und weil deren homogene Geräte gut modellierbar sind, beschränkt sich diese Arbeit auf das Energiemanagement von Haushalten. Energiemanagement schließt dabei die Steuerung des Energieverbrauchs und der Energieerzeugung ein.

Ein Energiemanagement hat dabei nicht zwangsläufig das Ziel den Energieverbrauch und die Energieerzeugung im Gleichgewicht zu halten. Auch das Reduzieren der Spitzenlast kann ein Ziel sein, da das Energienetz insbesondere im Verteilnetz weitere Bedingungen einzuhalten hat. Dazu gehören die maximale Auslastungen von Netzbetriebsmitteln und das Einhalten des Spannungsbandes. Diese Bedingungen sind besonders bei Berücksichtigung zukünftiger Verbraucher, z. B. Elektrofahrzeuge mit ihrer hohen Gleichzeitigkeit beim Laden, gefährdet. Im Allgemeinen kann auch die Reduktion oder die Erhöhung des Gesamtenergieverbrauchs als Ziel von Energiemanagement angesehen werden. Ein weiteres Ziel ist die Schwachlasterhöhung, bei der beispielsweise die Last in der Nacht erhöht wird, damit traditionelle Kraftwerke nicht heruntergefahren werden müssen. Dieses Verfahren wurde bereits mit Nachtspeicherheizungen durchgeführt. Eine einheitliche Bewertung, wie gut ein solches Ziel erreicht wird, existiert jedoch derzeit nicht.

Für das gezielte Steuern der Energieverbraucher und -erzeuger werden Energiemanagement-Algorithmen (EMAs) eingesetzt. Allen EMAs ist gemein, dass für die Koordination des Energieverbrauchs bzw. der -erzeugung Kommunikation notwendig ist. Die bisher veröffentlichten EMAs haben diesbezüglich unterschiedliche Anforderungen. Einige benötigen nur wenige Nachrichten mit geringem Datenvolumen, während andere EMAs ein sehr großes Datenvolumen erzeugen. Dies ist im Kern eine Frage der Kontrollstruktur. Ist die Entscheidungsfindung dezentral und verteilt auf mehrere Teilnehmer, ist häufig ein hoher Koordinationsaufwand nötig, der viele Nachrichten und ein insgesamt hohes Datenvolumen zur Folge hat. Bei zentralisierten Ansätzen werden häufig sämtliche Informationen bei nur einem Teilnehmer gesammelt und verarbeitet. Dieser Teilnehmer kann das erforderliche Management der Geräte, ohne erneute Rücksprache mit anderen Teilnehmern, berechnen und die resultierenden Steuerungsinformationen direkt versenden.

Wie schon Strbac [Str08] herausstellte, ist die fehlende Verknüpfung zwischen Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) Infrastruktur und dem Energiesystem eine Herausforderung. Er sagt weiter, dass ein Bewertungsverfahren für Energiemanagement wichtig ist, insbesondere um den Aufwand und den Nutzen gegenüberstellen zu können. Die Bewertung der Energiemanagement-Qualität und die Analyse des Kommunikationsaufwandes stellen zusammen eine ganzheitliche Bewertung von EMAs dar, welche in dieser Arbeit als zentrales Kriterium identifiziert worden ist.

1.2 Zielsetzung der Arbeit

Bei der mangelnden Vergleichbarkeit von Energiemanagement-Algorithmen setzt diese Arbeit an. Ziel ist es, Möglichkeiten für eine ganzheitliche und einheitliche Bewertung von EMAs zu schaffen.

Für die Bewertung der energetischen Wirksamkeit sollen Qualitätsbewertungsverfahren entwickelt werden, die anhand von zwei Leistungsprofilen mit und ohne die Beeinflussung von EMAs die Energiemanagement-Qualität quantitativ bewerten können. Diese Bewertung soll einen Vergleich von EMAs ermöglichen. Dieser Vergleich kann mit realen Messungen oder anhand von Simulationen erfolgen. Bei Messungen im realen Umfeld treten jedoch einige Probleme auf. Es ist beispielsweise schwierig identische Bedingungen für verschiedene EMAs zu schaffen. Auch das Anwenden von EMAs die bisher nur unzureichend getestet sind, ist unter realen Bedingungen nicht empfehlenswert, da es zu Fehlern kommen kann, die den Komfort deutlich beeinflussen. Daher werden die EMAs mithilfe einer Simulationsumgebung getestet.

Die hierfür benötigte Simulationsumgebung muss eine umfassende Datenbasis, die alle relevanten im Haushalt vorhandenen Energieverbraucher modelliert beinhalten. Weiter müssen Energieverbraucher und -erzeuger implementiert werden, für die zukünftig eine höhere Marktdurchdringung erwartet wird. Darunter fallen vor allem PV-Anlagen, Geräte zur Wärmeerzeugung, Elektrofahrzeuge und stationäre Batteriespeicher. Diese neuen Verbraucher und Erzeuger sollen mit einer parametrisierbaren Marktdurchdringung in einer Simulation verwendet werden können. Weiter müssen in die Simulationsumgebung sowohl mehrere EMAs als auch verschiedene Kommunikationstechnologien integriert werden. Die Architektur der Simulationsumgebung muss dabei einen modularen Aufbau aufweisen, damit ein schneller Wechsel der Komponenten möglich ist.

Mit dieser Simulationsumgebung wird eine einheitliche und ganzheitliche Bewertung der EMAs möglich, die neben der energetischen Wirksamkeit zusätzlich auch die Anforderungen an die Kommunikationstechnik berücksichtigt. Anhand von Simulationsergebnissen sollen Empfehlungen gegeben werden, welche EMAs bei welchen Szenarien genutzt werden können. Dies ist mit den aktuell vorhandenen Verfahren nicht möglich. Damit leistet diese Arbeit einen Fortschritt in der Wissenschaft und trägt einen Teil zur Umsetzung der Energiewende bei.

1.3 Aufbau der Arbeit

In Kapitel 2 wird zunächst der Stand der Technik dargestellt. Dieses umfasst die Grundlagen des Energiemanagements und dessen Ziele sowie die dafür verwendbaren Geräte. Weiterhin wird eine Analyse der aktuellen Verfahren zur Bewertung eines Energiemanagements dargestellt. Anschließend werden bisher verfügbare Simulationsumgebungen für den Einsatz in dieser Arbeit evaluiert.

Anhand der aufgezeigten Lücken im Stand der Technik wird der Forschungsfokus der Arbeit in Kapitel 3 definiert.

In Kapitel 4 werden beispielhaft drei EMAs vorgestellt, die nachfolgend evaluiert werden und auch dazu dienen, die Möglichkeiten der entwickelten Simulationsumgebung zu demonstrieren.

Kapitel 5 stellt die neu entwickelte Simulationsumgebung vor. Nachdem die Anforderungen definiert wurden, wird die Architektur dargestellt. Darauf folgend wird der Grundverbrauch modelliert, mit dem Standardlastprofil verglichen und anhand dessen verifiziert. Anschließend werden Simulationsmodelle für zukünftige steuerbare Geräte, beispielsweise elektrische Wärmeerzeuger und Elektrofahrzeuge (EVs), definiert. Zu der Simulationsumgebung gehört außerdem die Modellierung des Wärmeverbrauchs sowie des Kommunikations- und des Stromnetzes.

Im nachfolgenden Kapitel 6 werden Bewertungsmethoden zur Analyse der Energiemanagement-Qualität eingeführt. Dabei wird für die jeweiligen Energiemanagement-Ziele eine individuelle Qualitätsmetrik beschrieben.

Kapitel 7 stellt anschließend ein Verfahren vor mit dem die Parameter eines EMAs optimiert werden können. Bei dieser multivariaten Optimierung können mehrere Zielwerte in eine Metrik integriert werden und beliebig viele freie Parameter so eingestellt werden, dass die Metrik maximiert wird.

Kapitel 8 evaluiert die Energiemanagement-Qualität der EMAs und den Kommunikationsaufwand auf Basis der Simulationsumgebung. Bei der Qualitätsbewertung des Energiemanagements werden Szenarien für den Autarkiegrad, dem Eigenverbrauch sowie der Spitzenlastreduktion gezeigt. Darüber hinaus wird die Skalierung bei einer Erhöhung der Teilnehmeranzahl analysiert. Die Analyse der Kommunikation stellt das benötigte Datenvolumen der EMAs dar und evaluiert deren Verhalten bei verschiedenen Kommunikationstechnologien. Abschließend wird die Robustheit der EMAs diskutiert.

Die Arbeit wird in Kapitel 9 komplettiert. Dort werden die Ergebnisse zusammengefasst und alle Forschungsfragen beantwortet. Ferner wird der anknüpfende Forschungsbedarf diskutiert.

Kapitel 2

Stand der Technik

Aus der Literatur sind verschiedene Energiemanagement-Algorithmen für die Steuerung verteilter Energieverbraucher und -erzeuger bekannt. Dieses Kapitel erläutert verschiedene Gerätetypen, die sich für eine Steuerung eignen sowie die unterschiedlichen EMA-Ansätze. Darüber hinaus werden Simulationsumgebungen, in denen die EMAs analysiert werden, vorgestellt und deren Schwachstellen aufgezeigt. Die Auswirkung eines EMAs auf den Energieverbrauch bzw. die -erzeugung der Haushalte bedarf anschließend einer Bewertung. Daher werden verschiedene Qualitätsbewertungsverfahren erläutert und evaluiert.

2.1 Energiemanagement

2.1.1 Definition

Die Literatur nennt verschiedene Definitionen für den Begriff Energiemanagement. Angelehnt an die VDI-Richtlinie 4602 [Ver07] definiert diese Arbeit Energiemanagement wie folgt:

Definition 2.1 (Energiemanagement)

Energiemanagement ist die Koordination von Erzeugung, Wandlung, Verteilung und Nutzung von Energie zur Deckung der Anforderungen unter Berücksichtigung ökologischer und ökonomischer Zielsetzungen.

Unter diese Definition fällt jede gezielte Steuerung von Geräten um ein Energiemanagement-Ziel zu erreichen, unabhängig davon, ob es sich um Energie verbrauchendes oder erzeugendes Gerät handelt.

2.1.2 Zeitliche Reaktionsmöglichkeiten

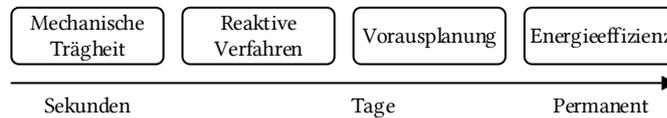


Abbildung 2.1: Klassifikation von Energiemanagement (angelehnt an Palensky [PD11])

Palensky [PD11] kategorisiert die Steuerungen von Verbrauchern nach den zeitlichen Reaktionsmöglichkeiten. In Abbildung 2.1 sind die Kategorien von extrem schneller Reaktionsmöglichkeit bis zu einem permanenten Eingriff ohne weitere Reaktionsmöglichkeit, von links nach rechts sortiert, abgebildet. Diese Kategorisierung ist nicht auf die Energieverbraucher beschränkt, sondern kann auch auf die Energieerzeuger übertragen werden.

Die **Energieeffizienz** bezeichnet ein permanentes Energiemanagement (siehe Abbildung 2.1 rechts). Dies kann laut Palensky durch jede permanente Systemänderung erreicht werden, die den Energieverbrauch senkt. Beispielsweise durch das Ersetzen von ineffizienten Haushaltsgeräten oder durch permanente Änderungen des Benutzerverhaltens. Wenn die Erzeugung mit einbezogen wird, ist auch eine permanente Erhöhung der Energieerzeugung als Energieeffizienz zu interpretieren. Eine Zeitabhängigkeit ist bei der Energieeffizienz nicht gegeben.

Anders ist dies bei der **Vorausplanung**. Es existieren zahlreiche Verfahren für eine Vorausplanung, die häufig mit einer Vorlaufzeit von einem Tag genutzt werden (Day-Ahead scheduling) [Soa+13; Hin14; Rif+11; LSS12; Moh+10]. Dafür wird der Energieverbrauch bzw. die Energieerzeugung anhand der Energieprognose für den nächsten Tag geplant und die Geräte dementsprechend gesteuert. Bei einer Energieprognose für den nächsten Tag treten jedoch häufig Prognosefehler auf. Diese basieren meist auf außerplanmäßigem Nutzerverhalten oder auf fehlerhaften Vorhersagen für den Ertrag aus PV-Anlagen oder Windenergieanlagen [Lor+09]. Die reine Vorausplanung hat keine Möglichkeit auf diese kurzfristig bekannt werdenden Abweichungen zu reagieren. Darüber hinaus kann es bei marktbasierenden Ansätzen, die den Energiepreis für den nächsten Tag festlegen, dazu kommen, dass die Verbrauchsspitze lediglich verschoben wird und zu einer anderen Zeit, unter Umständen in noch größerer Ausprägung, auftritt [CKS11; Got+11; SG11; Sha+10]. Anschaulich ist dies z. B. wenn alle Haushalte ihre Waschmaschinen und Spülmaschinen nachts um 2:00 Uhr aktivieren, weil dort der Preis am günstigsten ist. Um diesen Effekt zu verhindern, sind komplexere

Steuerungen oder agilere Verfahren, die das Verbraucherverhalten reaktiv beeinflussen können, nötig.

Ein **reaktives Verfahren** kann, sobald es eine signifikante Änderung im Energiesystem gibt, direkt reagieren. Beispielsweise kann eine zentrale Instanz den Teilnehmern des Energiemanagements ein neues Ziel ausgeben, wenn z. B. plötzlich mehr Energie durch PV-Anlagen generiert wird, auf das die Teilnehmer sich direkt anpassen. Auch hier sind marktbasierende Methoden, welche ggf. auch automatisiert ablaufen können, möglich.

Es gibt auch Kombinationen, welche die Vorausplanung mit einem reaktiven Verfahren koppeln. Logenthiran [LSS12], Ng [NS98] und Nieße [Nie15] planen zunächst den Energieverbrauch für den nächsten Tag. Wenn an diesem Tag Abweichungen von der Prognose auftreten, werden diese zusätzlich mit einem reaktiven Verfahren korrigiert.

Ein weiteres reaktives Verfahren ist das Steuern der Verbraucher anhand der Netzfrequenz. Hierfür ist keinerlei gesonderte Kommunikation nötig, da die Netzfrequenz als Informationsträger fungiert. Im hiesigen Energienetz beträgt die Sollfrequenz 50 Hz. Bei Abweichungen nach unten ist die Stromnachfrage zu hoch, sodass entweder die Stromerzeugung erhöht oder der Stromverbrauch reduziert werden muss. Bei Abweichungen nach oben gilt dies entsprechend entgegengesetzt. Durch die Informationsverbreitung über die Netzfrequenz ist dieses Verfahren extrem schnell und zuverlässig.

Die letzte Kategorie von Palensky ist die **mechanische Trägheit**. Dies sind alle rotierenden Massen im Energienetz, deren Drehzahl unmittelbar von der Netzfrequenz abhängt. Die kinetische Energie dieser rotierenden Massen wirkt als ein schneller Energiespeicher für das gesamte Energienetz. Dieser Energiespeicher wird in Zukunft kleiner werden, da viele Energieerzeuger mit rotierenden Massen, z. B. Großkraftwerke, vom Netz genommen werden und durch Energieerzeuger ohne rotierende Massen, z. B. PV-Anlagen, ersetzt werden.

Diese zeitliche Einteilung ist in ähnlicher Form auch bei der derzeitigen Aufteilung von Regelenergie, die zur Wahrung der Energienetzstabilität verwendet wird, zu finden (siehe Abbildung 2.2). Um am Markt für Regelenergie teilnehmen zu können, sind besonders reaktive Verfahren geeignet. So könnten je nach Reaktionsgeschwindigkeit insbesondere Sekundärregelleistung oder Tertiärregelleistung angeboten werden.

Für ein Energiemanagement kommen verschiedene Gerätetypen in Betracht, welche im nachfolgenden Abschnitt beschrieben werden.

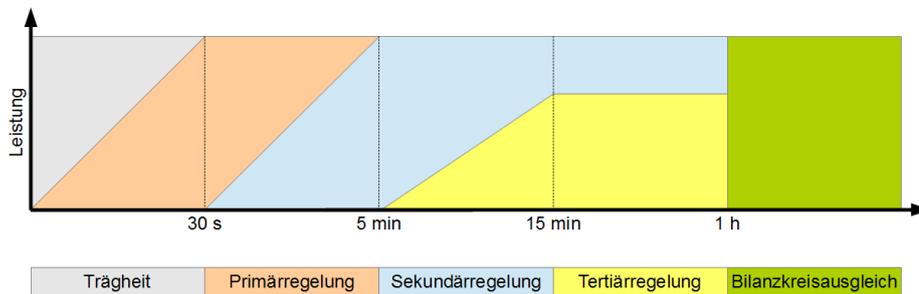


Abbildung 2.2: Einsatzplan der Regelleistung zur Wahrung der Stabilität des Energienetzes (Quelle: DF5GO / CC-BY-SA-3.0 [DF513])

2.1.3 Steuerbare Geräte

Grundsätzlich gibt es viele verschiedene steuerbare Einheiten im Energienetz. Dazu gehören Kühlanlagen von großen Kühlhäusern, Kraftwerke und viele weitere. Aber auch die in dieser Arbeit behandelten privaten Haushalte haben zahlreiche steuerbare Geräte, die sich für ein Energiemanagement eignen. Hierunter fällt beispielsweise Weiße Ware wie Spülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrockner [Cas+11; Moh+10]. In Zukunft werden jedoch auch Geräte für die elektrische Erzeugung von Warmwasser und Heizwärme relevant. Die Absatzzahlen von Mikro Blockheizkraftwerken (μ BHKWs) sind steigend, weisen jedoch ein eher langsames Wachstum auf [ZEG14]. Der Marktanteil von Wärmepumpen (WPs) zeigt dagegen ein deutlich schnelleres Wachstum. So sind laut Statistischem Bundesamt in den Jahren 2010 bis 2014 rund 30 Prozent der neu erbauten Wohngebäude mit einer Wärmepumpe ausgestattet worden [Sta16a]. Im Vergleich zu den wärmeerzeugenden Geräten ist das Wachstum bei EVs rasant. So sind im Jahr 2016 inzwischen über 25 000 EVs in Deutschland zugelassen. Dies entspricht mehr als einer Verzehnfachung binnen fünf Jahren [Sta16b]. Weltweit sind die Daten noch deutlicher. Die Zulassungen stiegen von ca. 100 000 im Jahr 2012 auf 1 300 000 im Jahr 2016 [Sta16c]. Das ist unter anderem auf die sinkenden Preise für die Batterien zurückzuführen. Die Preise für Lithium-Ionen-Batterien sind von 2013 bis 2016 von 400 €/kWh auf 228 €/kWh gesunken. Bis 2020 wird sich dieser Preis laut [Sta16d] nochmals halbieren. Daher ist davon auszugehen, dass neben EVs auch stationäre Batteriespeicher (BSs) in Zukunft eine große Rolle spielen werden.

Die verschiedenen Gerätetypen unterscheiden sich in einigen Eigenschaften. Während die Leistung, die von einem EV oder BS bezogen wird prinzipiell stufenlos anpassbar sein kann, hat eine Wärmepumpe häufig nur zwei

Schaltbare Geräte	Anpassbare Geräte	Verschiebbare Geräte
<ul style="list-style-type: none"> • Wärmepumpe • Mikro Blockheizkraftwerk 	<ul style="list-style-type: none"> • Elektrofahrzeug • Batteriespeicher 	<ul style="list-style-type: none"> • Spülmaschine • Waschmaschine • Wäschetrockner

Tabelle 2.1: Unterscheidung von steuerbaren Gerätetypen

Zustände: eingeschaltet oder ausgeschaltet. Noch beschränkter sind die Möglichkeiten bei Weißer Ware. Hier läuft nach dem Start eines Gerätes ein fest definiertes Programm ab, welches mehrere Stunden dauern kann und üblicherweise keine Unterbrechungen erlaubt. Aus diesem Grund können die verschiedenen Geräte nicht auf identische Weise durch ein EMA gesteuert werden. Daher werden im folgenden drei Geräteklassen unterschieden, die in Tabelle 2.1 dargestellt sind.

2.1.4 Kontrollstrukturen

Um die steuerbaren Geräte anzusprechen, können verschiedene Methoden verwendet werden (siehe Abbildung 2.3). Die für ein Energiemanagement einfachste Art der Steuerung ist die direkte Steuerung der Geräte (häufig auch als Direct Load Control, kurz DLC bezeichnet). Dabei gibt der Haushalt seine Einflussmöglichkeiten ab und die Geräte werden durch eine zentrale Instanz aus der Ferne gesteuert. Die zentrale Instanz verfügt über sämtliche Informationen der steuerbaren Geräte. Dies beinhaltet sowohl die Anzahl der Geräte, Gerätetypen, und die internen Zustände [OCK14].

Die indirekte Steuerung, die sich wiederum in zwei weitere Kategorien untergliedern lässt, ist eine weitere Möglichkeit Geräte zu steuern. Die erste Kategorie ist die unidirektionale Kommunikation. Dabei wird eine Information von einer übergeordneten Instanz an die Instanz, die das Gerät steuert, gesendet. Welchen Zustand das Gerät nach der Verarbeitung der Information hat, ist der steuernden Instanz überlassen. Einen Rückkanal bietet die unidirektionale Kommunikation nicht. Daher ist es dem EMA nicht bekannt, welchen Zustand das Gerät vor und nach der Informationsverarbeitung hat. Es kann lediglich eine Abschätzung über den aktuellen Zustand gemacht werden. Bei der zweiten Kategorie der bidirektionalen Kommunikation, können Informationen über die Gerätezustände zurück an die zentrale Instanz gesendet werden, welche damit den Gesamtverbrauch aller Geräte berechnen kann. Wenn die zentrale Instanz nach dem ersten Steuern eine Abweichung feststellt, kann diese erneut Kontakt zu den Geräten aufnehmen und deren Leistung anpassen.

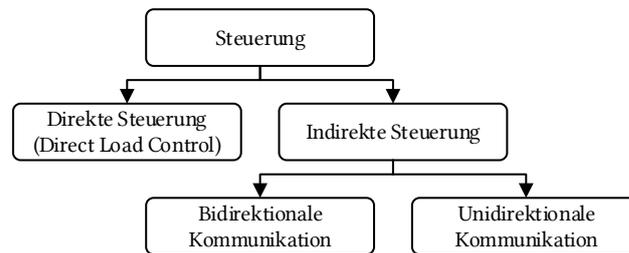


Abbildung 2.3: Steuerungsmöglichkeiten von Geräten

In der Praxis werden häufig Verfahren mit unidirektionaler Kommunikation eingesetzt. Hierzu gehören beispielsweise Verfahren, die den Haushalten einen variablen Tarif über ein Smart Meter bereitstellen ohne Rückmeldung über die Reaktion des Haushaltes zu bekommen. Ein Beispiel hierfür ist das Projekt MeRegio [MeR12] in den ersten drei von vier Projektphasen. In der vierten Projektphase wurde das Projekt jedoch um einen Rückkanal in Form eines Marktplatzes für den Informationsaustausch erweitert. Damit gehört es nun zu den Verfahren mit bidirektionaler Kommunikation. Bei vielen in der Wissenschaft diskutierten Verfahren handelt es sich um bidirektionale Verfahren, in dem die Haushalte Informationen an eine zentrale Instanz [Kok13] oder an andere Haushalte weitergeben [Hin14; Moh+10].

2.1.5 Ziele und Qualitätsbewertung von Energiemanagement

Die Literatur nennt verschiedene Ziele für ein Energiemanagement. Abbildung 2.4 stellt die häufigsten Ziele dar. Teilweise können sich diese Ziele widersprechen, wie beispielsweise Energieeffizienz und Lasterhöhung. Daher kann ein Energiemanagement nicht alle Ziele gleichzeitig erfüllen. Üblicherweise verfolgt das Energiemanagement nur ein bis zwei Ziele.

Viele EMAs verfolgen das Ziel, die Spitzenlast zu reduzieren. Dies ist beispielsweise erforderlich, um die Netzbetriebsmittel nicht zu überlasten oder um den Leistungsbedarf decken zu können. Dies wird häufig anhand der Reduzierung des Spitzen- zu Durchschnittslast Verhältnis (Peak to Average Ratio (PAR)) gemessen [Moh+10; NSH12; Atz+13]. Auch die Reduzierung der Spitzenlast in Prozent [KWK05; RCO09; LSS12] oder in absoluten Werten [CKS11; SG11] wird häufig als Indikator für erfolgreiches Energiemanagement angegeben. Masoum [Mas+11] nutzt ein Verfahren, welches lediglich einen maximalen Energieverbrauch vorgibt und das Energiemanagement daran bewertet, ob dieses Ziel eingehalten werden kann.

Andere Autoren verfolgen das Ziel den Energieverbrauch an ein Lastprofil

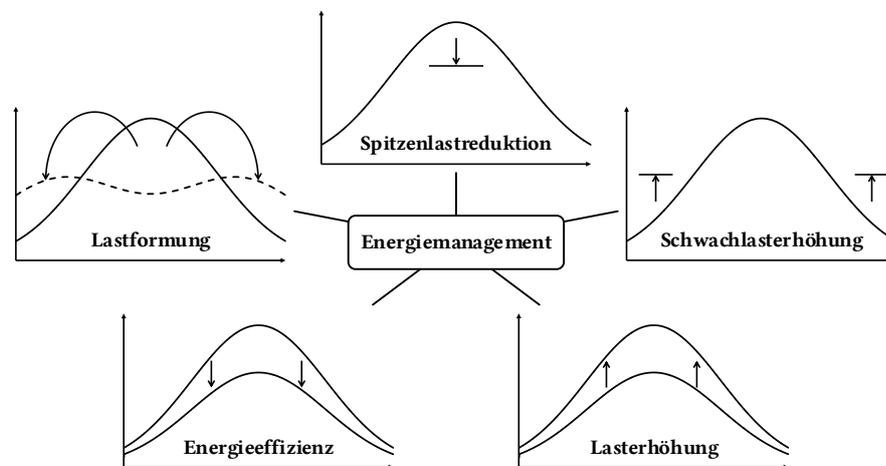


Abbildung 2.4: Mögliche Ziele eines Energiemanagements

anzupassen (Lastformung) [Hin14; CKS11; Tar11]. Ein solches Lastprofil kann beispielsweise die prognostizierte oder die reale Energieerzeugung einer PV-Anlage sein. Dabei werden geringe Abweichungen vom geplanten Leistungsverlauf als Indikator für ein gutes Energiemanagement verwendet.

Einen anderen Ansatz verfolgt Vandael [Van+13; Van+10]. Er beschreibt verschiedene EMAs und stellt die jeweilige Varianz des Energieverbrauchs in Beziehung zueinander. Dabei dient ein Verfahren mit vollständigen Informationen als Referenz. Eine geringe Varianz der Leistung ist dabei ein Indiz für eine erfolgreiche Reduktion der Spitzenlast bzw. für eine erfolgreiche Erhöhung der Schwachlast.

Im Rahmen der Definition 2.1 sind neben den technischen- auch ökonomische Zielsetzungen relevant. Ökonomische Vorteile werden dabei von [Moh+10; Got+11; Rif+11; NS98; LSS12; Van+13; NSH12] in Form einer Kostensenkung angegeben. Geringere Kosten stehen dabei für ein erfolgreiches Energiemanagement. Dabei muss der Energiepreis modelliert werden. Aufgrund der Vielzahl von Regularien verschiedener Länder sowie verschiedenen Annahmen bei der Energieerzeugung und beim Energietransport weisen die Modellierungen sehr große Unterschiede auf, welche eine Vergleichbarkeit erschweren.

Masoum [Mas+11] definiert Bedingungen für einen maximalen Energieverbrauch (Spitzenlast) und für das erlaubte Spannungsband ($230\text{ V} \pm 10\%$). Als Ergebnis wird lediglich herausgestellt, dass die Bedingungen erfüllt werden.

2.1.6 Zusammenfassung und Bewertung

Energiemanagement kann auf verschiedenen Arten mit großen und kleinen Energieverbrauchern und -erzeugern betrieben werden. Ein Energiemanagement kann beispielsweise den Energieverbrauch bzw. die -erzeugung im Voraus planen oder flexibel auf Ereignisse reagieren. Die zeitlichen Reaktionsmöglichkeiten können in vier Kategorien unterteilt werden. Energieeffizienz, erlaubt keine Reaktionsmöglichkeit auf Änderungen im System. Das zweite Verfahren ist vorausplanendes Energiemanagement, welches für einen definierten zukünftigen Zeitraum plant jedoch während dieses Zeitraumes nicht mehr steuerbar ist. Beim dritten Verfahren handelt es sich um das reaktive Energiemanagement, das ereignisgesteuert oder in festen Intervallen agieren kann. Das letzte Energiemanagement sind die rotierenden Massen, die mit ihrer kinetischen Energie einer Frequenzänderung entgegenwirken und so als dynamischer Speicher dienen. Es existieren jedoch auch Mischformen, die sich nicht in eine einzelne Kategorie einordnen lassen. Weiter sind die Kontrollstrukturen von EMAs unterschiedlich. Von einer direkten Steuerung der Geräte bis hin zu einer indirekten Steuerung, bei der die Geräte selbstständig eine Lösung finden, ist in der Literatur vieles beschrieben.

Neben grundlegenden Unterschieden bei den EMAs, variieren auch die Energiemanagement-Ziele. Abhängig vom Energiesystem kann eine Reduktion der Spitzenlast, eine Erhöhung des Energieverbrauchs bei Schwachlast, eine allgemeine Erhöhung des Energieverbrauches oder eine allgemeine Reduktion des Energieverbrauchs gewünscht sein. Für die verschiedenen Energiemanagement-Ziele beschreibt die Literatur zahlreiche Bewertungsmethoden, die jedoch nicht standardisiert sind und keinen einheitlichen Wertebereich aufweisen. Standardisierte quantitative Qualitätsbewertungsverfahren sind jedoch wichtig um EMAs vergleichen und optimieren zu können.

2.2 Kommunikationstechnologien

Laut Saad [Saa+12] setzen viele EMAs ein bestehendes Kommunikationsnetz voraus. Jedoch wird die Beeinflussung des Energienetzes durch Kommunikationsverzögerungen nicht berücksichtigt.

Fan sagt in [Fan+13], dass Smart Metering eine Grundlage für das Smart Grid ist und teilt hierfür das Kommunikationsnetz in die drei Teilnetze Home Area Network (HAN), Neighborhood Area Network (NAN) und Wide Area Network (WAN) auf. Das HAN ist das Heimnetz, bei dem nur innerhalb des Haushaltes kommuniziert wird. Daher ist die benötigte Reichweite eher gering (<100 Meter). Im NAN, welches die Nachbarschaft miteinander ver-

netz, sind die benötigten Reichweiten mit bis zu mehreren hundert Metern angegeben. Beim WAN ist die Reichweite nicht begrenzt. Da die Reichweiten und auch die benötigte Datenrate variieren, schlägt er für die einzelnen Netze verschiedene Technologien vor. Für das HAN sieht er ZigBee, Wireless Local Area Network (WLAN), Ethernet und Powerline Communication (PLC) als geeignet an. Beim NAN sind laut seinen Angaben ZigBee, WLAN, PLC und Mobilfunk passend. Das WAN kann ihm zufolge durch Ethernet, Mikrowellen, WiMax, Mobilfunk oder Glasfaser realisiert werden. Aufgrund fehlender Standards und den vielen verschiedenen Möglichkeiten stellt er heraus, dass die Kommunikation im Smart Grid noch viel Forschung bedarf.

Eine Übersicht möglicher Kommunikationstechnologien gibt Grugor in [Gun+11]. Er beschreibt Mobilfunk-Technologien, WiMAX, PLC, ZigBee und Digital Subscriber Line (DSL). Er kommt zu dem Schluss, dass kabelgebundene Technologien bezüglich Übertragungskapazität und Zuverlässigkeit überlegen sind, jedoch einen höheren Investitionsbedarf haben. Im Nachfolgenden sind mehrere Technologien und ihre Besonderheiten beschrieben.

2.2.1 Kabelgebundene Breitbandtechnologie

Die kabelgebundene Breitbandtechnologie hat in den letzten Jahren ebenfalls eine rasante Entwicklung genommen. Im Jahr 2015 war in 97,2 %, der deutschen Haushalte ein kabelgebundener Breitband-Internetanschluss mit mindestens 1 Mbit/s verfügbar (92,0 % - 6 Mbit/s) [TÜV15]. Zu dem Zeitpunkt waren in Deutschland 30,7 Millionen Breitbandanschlüsse in Benutzung [Bun16b]. Neben der Verbreitung ist auch die durchschnittliche maximale Datenrate in den letzten Jahren stark gestiegen. Im zweiten Quartal 2016 lag diese in Deutschland bei etwa 14,1 Mbit/s [Aka16]. Als beispielhafte kabelgebundene Breitbandtechnologien seien hier DSL, Fiber To The Home (FTTH) oder der Internetzugang über das TV-Kabel genannt.

2.2.2 Powerline Communication

Powerline Communication (PLC) ist untergliedert in Schmalband und Breitband PLC. Bei Breitband PLC wird ein großes Spektrum von 1 bis 80 MHz genutzt [BSD10]. Dies ermöglicht hohe Datenraten, die aufgrund der hohen Dämpfung von Stromleitungen bei diesen Frequenzen jedoch nur innerhalb einer geringen Reichweite realisierbar sind. Breitband PLC findet daher nur hausintern Anwendung.

Deutlich höher ist die Reichweite bei Schmalband PLC. Die verwendeten Frequenzen sind deutlich geringer und das verwendete Frequenzspektrum kleiner. Das Europäische Komitee für elektrotechnische Normung hat in

der EN 50 065-1 das Frequenzband für den Energieversorger auf 3 kHz bis 95 kHz festgelegt. Durch dieses kleine Frequenzspektrum sind die möglichen Datenraten jedoch eher gering [Fer+10]. Die Spezifikation PowerLine Intelligent Metering Evolution (PRIME) ermöglicht beispielsweise lediglich Datenübertragungsraten von 128 kbit/s [Aal+13].

2.2.3 Mobilfunk

Mobilfunktechnologien werden fortlaufend weiter entwickelt. Vom ersten Global System for Mobile Communications (GSM), welches in den frühen 1990ern eingeführt wurde und maximale Übertragungsraten von 9,6 kbit/s zulässt, bis hin zum aktuellen Long Term Evolution (LTE), welches Übertragungsraten von mehr als 100 Mbit/s ermöglicht [Xyl+01; Hua+12]. Auch die Verzögerungszeiten haben sich mit der Zeit erheblich verbessert. Die Verzögerung (One Way Delay (OWD)) ist bei GSM mit ca. 300 ms noch sehr hoch [LR99]. Diese Verzögerung hat sich bei LTE auf wenige Millisekunden reduziert [Hua+12].

2.2.4 Weitere Kommunikationstechnologien

Eine weitere Möglichkeit für die Kommunikation im Smart Grid sind Mesh-Netzwerke bei denen auch Kommunikationstechnologien mit geringer Reichweite genutzt werden können um über weite Strecken zu kommunizieren. Denn in einem Mesh-Netzwerk ist keine direkte Kommunikation zwischen allen Haushalten vorgesehen. Jeder Haushalt kann nur mit den Teilnehmern kommunizieren, die auch in Funkreichweite sind. Wenn ein Empfänger nicht in direkter Reichweite ist, werden die erreichbaren Teilnehmer versuchen die Nachricht weiterzuleiten, sodass der Empfänger die Nachricht erhält. Gungor [Gun+11] gibt als Nachteil an, dass Mesh-Netzwerke nicht weit verbreitet und teuer sind. Darüber hinaus kann es durch spezielle Konstellationen zu Problemen mit Routingschleifen kommen, die eine erhebliche Mehrbelastung des Kommunikationskanals hervorrufen und damit die verfügbare Bandbreite reduzieren können. Auch sind die möglichen Latenzen aufgrund des sequenziellen Weiterleitens von Nachrichten sehr hoch.

Kommunikationstechnologien, die für die Verwendung in einem Mesh-Netzwerk genutzt werden können, sind beispielsweise WLAN oder ZigBee. Diese Technologien werden beide mit ca. 100 Meter Reichweite angegeben, erreichen diese in der Praxis jedoch nur unter Idealbedingungen. ZigBee bietet nach IEEE 802.15.4 eine maximalen Datenübertragungsrate von 250 kbit/s. WLAN wird stetig weiterentwickelt und bietet nach aktuellem Standard 802.11ac eine Bruttodatenrate von mehr als einem Gbit/s.

2.2.5 Zusammenfassung und Bewertung

Es gibt verschiedene Kommunikationstechnologien die sich bei den relevanten Parametern grundlegend unterscheiden. Die drei wichtigsten Parameter sind die Datenrate, die Latenz und die Skalierbarkeit.

Eine gute Skalierbarkeit ist besonders bei kabelgebundenen Breitbandtechnologien gegeben. Wenn ein weiterer Teilnehmer angeschlossen wird, verringert sich die verfügbare Datenrate der anderen Teilnehmer nicht, solange das darüber liegende Netz dafür ausgelegt ist. Bei Mobilfunk teilen sich die Teilnehmer einer Mobilfunkzelle die verfügbare Datenrate. Noch schlechter skaliert PLC. Über die für weitere Distanzen häufig verwendete Schmalband-PLC Technologie kann jeweils nur ein Teilnehmer gleichzeitig kommunizieren. Je mehr Teilnehmer das Netzwerk hat, desto aufwändiger wird das Kanalzugriffsverfahren. Daher kann der Gesamtdatendurchsatz bei steigender Teilnehmerzahl sogar sinken.

Die Latenzen sind mit der Weiterentwicklung der Technologien im Bereich der kabelgebundenen Breitbandtechnologie und bei der Mobilfunktechnologie stetig geringer geworden. Die, bei einer modernen Mobilfunktechnologie vorhandenen Latenzen, betragen beispielsweise lediglich wenige Millisekunden [Hua+12].

Auch die Datenraten der kabelgebundenen Breitbandtechnologie und der Mobilfunktechnologie sind durch Weiterentwicklungen deutlich verbessert worden. Die kabelgebundene Breitbandtechnologie ist inzwischen teilweise über FTTH mit 1 Gbit/s verfügbar. Dagegen sind die Datenraten von Schmalband PLC, dass bei längeren Übertragungswegen eingesetzt wird, sehr gering.

Welchen Einfluss die Kommunikationstechnologien und die einzelnen Parameter auf das Energiemanagement haben, ist bisher weitestgehend unerforscht.

2.3 Simulatoren

Simulatoren finden Verwendung, wenn das Testen unter realen Bedingungen zu teuer, zu gefährlich, zu langwierig oder unmöglich wäre. Um den Einfluss der Kommunikationstechnik auf ein Energiemanagement zu analysieren, ist es nötig neben der Kommunikation auch das Energienetz sowie den Energieverbrauch der Teilnehmer zu simulieren. Über die für die einzelnen Bereiche vorhandenen Simulatoren wird hier ein kurzer Überblick gegeben. Für eine Simulation, die alle Bereiche abdeckt, können die Simulatoren zu einer Co-Simulation verknüpft werden. Eine Übersicht über die bisher vorhandenen Co-Simulatoren rundet diesen Abschnitt ab.

2.3.1 Simulatoren für das Kommunikationsnetz

Bei den meisten Simulatoren für das Kommunikationsnetz handelt es sich um ereignisgesteuerte Simulatoren. Ereignisse sind beispielsweise das Empfangen oder Versenden einer Nachricht. Die Kommunikationsnetzsimulatoren werden beispielsweise verwendet, um die Charakteristiken von Routing-Protokollen oder das Verhalten von Netzwerkteilnehmern zu analysieren.

In dieser Arbeit dient der Kommunikationsnetzsimulator dazu, die Kommunikation von Teilnehmern eines EMAs zu simulieren. Hierfür ist es wichtig, dass die grundlegenden Kommunikationstechnologien simuliert werden können. Da die Teilnehmer eines EMAs ggf. viel kommunizieren ist jedoch auch die Performanz des Kommunikationsnetzsimulators wichtig. Eine gute Übersicht über die Performanz der gängigen Kommunikationsnetzsimulatoren wie ns-2 [McC+97], OMNet++ [Var01], ns-3 [ns3] und weitere geben Weingärtner et al. in [WLW09].

2.3.2 Energienetzsimulatoren

Je nach Anwendungsfall werden für die Energienetzsimulation verschiedene Simulatoren eingesetzt. Wenn Einschaltvorgänge oder allgemein zeitabhängige Vorgänge simuliert werden sollen, ist ein aufwändigerer Simulator nötig, als wenn nur ein Netzzustand anhand einer Lastflussanalyse geprüft werden soll. Im Fall der Lastflussanalyse muss nur eine Momentaufnahme des Stromverbrauches und der Stromerzeugung betrachtet werden. Dies kann durch zahlreiche Simulatoren berechnet werden. Stellvertretend für die kommerziellen Simulatoren sei an dieser Stelle die weit verbreitete Software NEPLAN¹ von ABB genannt. Ferner gibt es eine Vielzahl freier Software, wie beispielsweise pandapower², welches auf PYPOWER³, der nach Python portierten Version von MATPOWER⁴, basiert. Eine gute Übersicht über die verfügbare Software gibt die Dokumentation von PyPSA [Bro16].

2.3.3 Stromverbrauchssimulation

In diesem Abschnitt werden mehrere Stromverbrauchssimulatoren vorgestellt. Diese dienen dazu, den elektrischen Energieverbrauch für alle Teilnehmer zu simulieren. Grundsätzlich kann dies auf zwei Arten realisiert werden. Entweder mit der Top-down oder mit der Bottom-up Methode.

¹<http://www.neplan.ch>

²<https://pandapower.readthedocs.io>

³<https://pypi.python.org/pypi/PYPOWER>

⁴<http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>

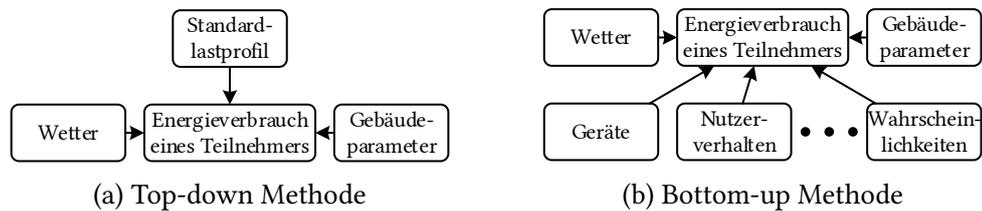


Abbildung 2.5: Methoden für die Energieverbrauchssimulation von Haushalten

Bei der Top-down Methode wird ausgehend von einem Standardlastprofil, welches den Stromverbrauch von einer Vielzahl von Teilnehmern beschreibt, der Stromverbrauch eines einzelnen Teilnehmers bestimmt (siehe Abbildung 2.5a). Der einzelne Teilnehmer wird dabei als Blackbox betrachtet und der Stromverbrauch lediglich von der Gebäudestruktur, makroökonomischen Größen oder dem Wetter beeinflusst [KJS14; GAB12]. Diese Art der Verbrauchsgenerierung findet besonders Anwendung, wenn das Hauptaugenmerk auf einem Gesamtsystem mit vielen Teilnehmern liegt und weniger auf dem internen Verhalten einzelner Haushalte.

Interne Zustände eines Teilnehmers können mit der Bottom-up Methode berücksichtigt werden (siehe Abbildung 2.5b). Bei dieser Methode werden die einzelnen Geräte eines Teilnehmers simuliert und zu einem Gesamtstromverbrauch aggregiert. Bei dieser Methode kann nachträglich die Anzahl der Geräte variiert werden oder ein Gerät durch ein anderes ersetzt werden.

Um den Stromverbrauch von Haushalten zu simulieren bei denen Geräte individuell beeinflusst werden können ist nur die Bottom-up Methode geeignet. Die Simulation des Energieverbrauchs mit der Bottom-up Methode wird von vielen Autoren beschrieben [Bar+13; SUB09; Shi+04; CU15; PL06; Cap+94; Hoo+16]. Zwar modellieren alle aufgezählten Methoden gängige Stromverbraucher in Haushalten, jedoch in einem stark unterschiedlichem Detailgrad. Während Barker [Bar+13] die einzelnen Stromverbraucher vermessen hat und detailliert mit Auflösungen von unter einer Minute synthetisiert hat, verwendet Swan [SUB09] nur stündliche Datenwerte. Darüber hinaus setzen Shimoda und Chuan [Shi+04; CU15] auf einen konstanten Stromverbrauch von Geräten. Barker verwendet jedoch keine Aktivierungswahrscheinlichkeiten für Geräte und ermöglicht damit, ohne weitere Modellierung, keine synthetische Generierung von Lastprofilen mehrerer Haushalte. Um den Einfluss von EMA über mehrere Wochen zu untersuchen, müssen die Abhängigkeiten von den Wochentagen mit einbezogen werden. Dieses wird von Shimoda und Paatero berücksichtigt [Shi+04; PL06]. Paatero hat darüber hinaus noch die Beeinflussung von saisonalen Einflüssen auf den Energiever-

Tabelle 2.2: Bottom-up Energieverbrauchsgenerierungen für Haushalte im Vergleich

Autor	Stärken	Schwächen	Herkunft
Barker [Bar+13]	Detaillierte Gerätemessungen und Synthetisierung	Keine Aktivierungswahrscheinlichkeiten	Vereinigte Staaten
Capasso [Cap+94]	Alle gängigen Geräte; Verifiziert am Standardlastprofil	Veraltete Daten; keine Wetterabhängigkeit	Italien
Chuan [CU15]	Alle gängigen Haushaltsgeräte; Unterscheidung anhand der Anzahl der Räume	Geräte mit konstantem Verbrauch; keine Jahreszeiten oder Wochentage	Singapur
Hoogsteen [Hoo+16]	Unterteilung anhand der Personen; 1 min Auflösung	Keine Jahreszeiten oder Wochentage; nur unzureichende Verifikation	Niederlande
Paatero [PL06]	Alle gängigen Geräte; berücksichtigt Wochentage und saisonale Schwankungen; 1 min Auflösung	Einheitshaushalt; lediglich stündlich wechselnde Aktivierungswahrscheinlichkeiten	Finnland
Shimoda [Shi+04]	Alle gängigen Geräte; verschiedene Wochentage	Konst. Verbrauch der Geräte; 15 min Auflösung	Japan
Swan [SUB09]	Repräsentative Datenbasis mit echten Verbrauchsmessungen	Nur stündliche Datenwerte	Kanada

brauch berücksichtigt. Das ist beispielsweise wichtig, wenn der Autarkiegrad analysiert werden soll, da dieser im Winter meist anders ist als im Sommer.

Ein nicht unerheblicher Unterschied besteht auch im Herkunftsland. In den verschiedenen Ländern, in denen die Energieverbrauchssimulatoren entwickelt wurden, herrschen unterschiedliche klimatische Bedingungen, variierende Marktdurchdringungen von Geräten und teilweise sogar verschiedene Spannungen im Energienetz und damit auch andere Gerätetypen. Geräte aus den Vereinigten Staaten können teilweise nicht im Europäischen Stromnetz verwendet werden. Somit sollten die Daten der Energieverbrauchssimulation idealerweise aus dem Land kommen, für das spätere Analysen angefertigt werden sollen.

Tabelle 2.2 zeigt eine Übersicht über die Herkunft sowie die Stärken und Schwächen der verschiedenen Verbrauchssimulatoren. Jeder der aufgeführten Simulatoren für den elektrischen Energieverbrauch hat deutliche Schwächen und keiner basiert auf Daten aus Deutschland. Daher sind alle Simulatoren für eine Verwendung in dieser Arbeit ungeeignet.

2.3.4 Co-Simulation

Die Simulatoren für das Energienetz, das Kommunikationsnetz und für die Erzeugung von Energieverbrauchsverläufen haben jeweils nur einen speziellen Einsatzzweck. Für die Bewertung von EMAs ist jedoch ein Zusammenwirken aller dieser Simulatoren notwendig. Das Verbinden von Simulatoren wird Co-Simulation genannt und wurde bereits in mehreren Veröffentlichungen beschrieben (siehe Tabelle 2.3).

Lin et al. sind die Entwickler von GECO [Lin+12], einem Framework für Smart Grids. Da der Kommunikationsnetzsimulator ereignisgesteuert ist und der Energienetzsimulator auf festen Intervallen basiert, beschreiben sie die Synchronisation zwischen den beiden Simulatoren als die größte Herausforderung. Diese wird durch eine globale Warteschlange für Ereignisse gelöst, in die der Energienetzsimulator für jedes Intervall ein Ereignis hinzufügt. GECO nutzt ns-2 zur Simulation der Kommunikation und PSLF [GE] für die Energienetzsimulation. Komplexe Simulationen, die auch aufwendige verteilte EMAs nutzen werden nicht gezeigt.

Godfrey et al. [God+10] zeigen einen Smart Grid Simulator, der eine große PV-Anlage modelliert, die bei einer plötzlichen Abschattung durch Wolken Nachrichten an viele kleine BSs sendet, welche die Leistungsschwankungen kompensieren sollen. Das Versenden der Nachrichten erfolgt über eine Funktechnologie bei der durch Reduzierung der Sendeleistung Nachrichtenübertragungsfehler generiert werden. Andere Stromverbraucher oder -erzeuger sowie bidirektionale verteilte Algorithmen werden nicht betrachtet.

Lévesque et al. beschreiben ein weiteres Verfahren für die Kopplung zweier Simulatoren [Lév+12]. Die Simulation läuft in OMNeT++, welches, sobald sich der Energieverbrauch ändert, eine Anfrage mittels HTTP-Request an OpenDSS sendet. OpenDSS startet anschließend mit den übergebenen Parametern eine Simulation und sendet die Ergebnisse zurück an OMNeT++. Sie beschreiben ein Szenario in dem nur wenige Informationen event- oder intervallbasiert über ein Kommunikationsnetz versenden werden. Verfahren mit verteilten Lösungsfindungen werden nicht betrachtet.

Mets et al. stellen in [Met+11] eine Simulationsumgebung vor, die als Ziel die Wirksamkeitsanalyse von intelligenten Kontrollalgorithmen hat. Als beispielhaftes Szenario sollen EVs intelligent geladen werden um Spitzenlasten zu reduzieren oder den durch PV-Anlagen erzeugten Strom zu verbrauchen. Für den Simulator wird OMNeT++ mit MATLAB⁵ gekoppelt. Der Energieverbrauch der Häuser ist jedoch nicht mit einem Bottom-Up Verfahren, sondern mit der Top-Down Methode anhand eines synthetischen Lastprofils erstellt

⁵<https://www.mathworks.com/products/matlab.html>

worden, weshalb keine Simulationen mit sehr wenigen Haushalten möglich sind.

Mit Mosaik stellen Schutte et al. einen modularen Smart Grid Simulator vor [SST11]. Mosaik fokussiert sich nicht auf die Entwicklung eines speziellen Simulators, sondern darauf ein universelles Framework mit einer abstrakten Beschreibung bereitzustellen. Eine Simulation setzt sich dabei aus vier Ebenen zusammen. Die unterste ist die syntaktische-Ebene, welche die Interaktionen mit den Simulationsmodellen darstellt. Die darüber liegende semantische-Ebene stellt ein Referenzmodell für einen Datenfluss bereit in dem Datentypen und Einheiten definiert sind. Falls ein neuer Datenfluss benötigt wird, kann dieses Modell einfach erweitert werden. Die dritte Ebene ist die Szenario-Ebene. In dieser werden die Szenarien formal in einem Meta-Modell beschrieben. In Kombination mit den semantischen Informationen über die Simulationsmodelle kann dies durch die Simulations-Engine interpretiert werden. Die Kontroll-Ebene bildet die oberste Ebene des Mosaik-Frameworks.

Die vorgestellten Co-Simulatoren und Frameworks für eine Co-Simulation zeigen teilweise gute Ansätze, mit jedoch oft deutlichen Schwächen. Mets et al. zeigen einen besonders guten Co-Simulator, der jedoch unzureichende Modelle für die Energieverbrauchsgenerierung nutzt, weshalb auch dieser Co-Simulator unzureichend ist. Ein vielversprechendes Framework ist Mosaik, welches jedoch zum Beginn dieser Arbeit unzureichend entwickelt war.

2.3.5 Zusammenfassung und Bewertung

In diesem Abschnitt wurden verschiedene Simulatoren vorgestellt. Für die Simulation des Kommunikationsnetzes und des Energienetzes existiert professionelle Software, welche speziell für diesen Zweck entwickelt wurde. Für die Erzeugung von Stromverbrauchsverläufen wurde die Bottom-Up Methode als notwendig herausgearbeitet. In den letzten Jahren wurden mehrere Stromverbrauchssimulatoren vorgestellt, von denen jedoch keiner die aktuellen Haushaltsgeräte des deutschen Marktes berücksichtigt und dabei die Abhängigkeiten von Jahreszeit und Wetter abbildet. Daher wurden alle Energieverbrauchssimulatoren als unzureichend klassifiziert.

Um die Auswirkungen verschiedener Kommunikationstechnologien auf die Funktion von EMAs analysieren zu können, müssen diese Simulatoren zu einer Co-Simulation verknüpft werden. Alle in der Literatur beschriebenen Co-Simulatoren weisen jedoch Schwächen auf, weshalb eine Verwendung für diese Arbeit für nicht zweckmäßig erachtet worden ist.

Tabelle 2.3: Vergleich verschiedener Co-Simulatoren

Simulator	Zielsetzung	Tech- nologien	Geräte	Strom	Wärme	Kommuni- kation
GECCO [Lin+12]	Evaluierung von verteilten Energiemanagement-Systemen	ns-2, PSLF	EV	✓	✗	✓
Godfrey et al. [God+10]	Verbesserung der Integration von PV-Anlagen mit verteilten Speichern	ns-2, OpenDSS	PV-Anlage, Speicher	✓	✗	✓
Lévesque et al. [Lév+12]	Algorithmus Simulation in einer drahtlosen Umgebung	OMNeT++, OpenDSS	EV	✓	✗	✓
Mets et al. [Met+11]	Wirksamkeitsanalyse von intelligenten Kontrollalgorithmen	OMNeT++, MATLAB	BS, EV, Wärmespeicher, PV-Anlage	✓	✗	✓
Mosaik [SST11]	Modulares Framework mit automatischer Komposition von Modellen	Framework	Keine	✗	✗	✗

2.4 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurde zunächst eine Übersicht über Energiemanagement gegeben. Dieses wurde in mehrere Kategorien bezüglich der zeitlichen Reaktionsmöglichkeiten untergliedert. Kommuniziert werden muss dabei nur bei der Vorausplanung und bei reaktiven Verfahren. Für eine Vorausplanung, die häufig am Abend den Energieverbrauch bzw. die Energieerzeugung für den Folgetag optimiert, ist üblicherweise ausreichend Zeit für die Planung und die Kommunikation daher ein bei weitem nicht so kritischer Faktor wie bei den reaktiven Verfahren. In dieser Arbeit werden daher ausschließlich reaktive Verfahren evaluiert, bei denen eine Lösung möglichst schnell gefunden werden muss um Geräte ohne große Verzögerungen steuern zu können.

In der Vergangenheit sind zahlreiche EMAs vorgestellt worden. Häufig wurden Simulationsumgebungen entwickelt, um einen einzelnen EMA hinsichtlich eines einzigen Energiemanagement-Ziels in einem speziellen Szenario zu evaluieren.

Es existieren jedoch mehrere Energiemanagement-Ziele, die teilweise konträr sind. Daher kann es keine allgemeine Metrik geben, die gleichzeitig für alle Energiemanagement-Ziele eine Aussage darüber ermöglicht, wie gut ein EMA ist. Auch für ein spezielles Ziel, wie beispielsweise der Spitzen-

lastreduktion, wird in der Literatur keine einheitliche Bewertungsmethode verwendet. So wird häufig die Verbesserung des Verhältnisses von der Spitzenlast zur Durchschnittslast angegeben. Andere geben die Reduzierung der Spitzenlast in Prozent oder in der Totalen an. Doch auch wenn eine einheitliche Bewertungsmethode angewendet werden würde, wären die Ergebnisse zweier Simulationsumgebungen meist nicht vergleichbar, da unterschiedliche Szenarien bzw. unterschiedliche Simulationsmodelle eingesetzt werden.

Neben dem Energieverbrauch der Teilnehmer mit Berücksichtigung äußerer Parameter, wie z. B. dem Wetter, ist auch das Energie- und das Kommunikationsnetz zu berücksichtigen. Hierfür ist eine Co-Simulation nötig, die die Verschiedenen Simulatoren zusammen koppelt. Jedoch erfüllt keine der bisher vorgestellten Co-Simulationen diese Bedingungen vollständig.

Mit den im Stand der Technik vorgestellten Simulationsumgebungen ist es daher nicht möglich einen EMA hinreichend zu evaluieren, um eine Eignung für spezifische Szenarien zu bewerten.

Kapitel 3

Forschungsfokus

Kapitel 2 zeigt einige Lücken im Stand der Technik auf, die bisher gar nicht oder nur unzureichend bearbeitet wurden. Dies sind insbesondere die fehlenden Vergleichsmöglichkeiten der Energiemanagement-Qualität sowie der Kommunikationsanforderungen von Energiemanagement-Algorithmen. Das Ziel dieser Arbeit ist es diese Lücken zu schließen.

Die fehlende Vergleichbarkeit von EMAs bezüglich der Energiemanagement-Qualität führt zu der Frage, welche Anforderungen eine Metrik für die Qualitätsbewertung hat und wie solche Metriken für verschiedene Energiemanagement-Ziele definiert werden können. Aufbauend auf den zu entwickelnden Metriken sollen mehrere EMAs in verschiedenen Szenarien analysiert und verglichen werden. Da eine rein mathematische Analyse aufgrund der vielschichtigen Zusammensetzung des Energieverbrauchs und der -erzeugung sowie der komplexen Kommunikationstechnologien zu aufwendig ist, soll die Analyse auf Basis von Simulationen erfolgen.

Eine Simulationsumgebung, die die notwendige Komplexität bietet und eine Qualitätsanalyse ermöglicht, ist zum Zeitpunkt dieser Arbeit jedoch nicht verfügbar. Die beschriebenen Simulatoren beinhalten lediglich Teilmengen der Geräte, die zur Steuerung in Frage kommen, beispielsweise Elektrofahrzeuge oder Mikro Blockheizkraftwerke. Auch sind die Möglichkeiten zur detaillierten Simulation eines Kommunikationsnetzes beschränkt. Aufgrund dieser Tatsachen wird für diese Arbeit ein neuer Simulator mit umfassenden Simulationsmöglichkeiten entwickelt.

In der Literatur sind die EMAs teilweise speziell für die Steuerung einzelner Geräte, beispielsweise Mikro Blockheizkraftwerke (μ BHKWs), entwickelt worden. Um in der Simulationsumgebung eine Vielzahl EMAs anwenden zu können, sollen möglichst alle zur Steuerung geeigneten Geräte, die einen signifikanten Einfluss auf den Leistungsverlauf haben, als Simulationsmodell

implementiert werden. Die folgende Liste gibt eine Übersicht über die Geräte, die modelliert werden sollen:

- Energiespeicher (Elektrofahrzeug, Batteriespeicher)
- Geräte für die Wärmeversorgung (Wärmepumpe, Mikro Blockheizkraftwerk, Heizstab, Wärmespeicher)
- Weiße Ware (Spülmaschine, Waschmaschine, Wäschetrockner)
- Photovoltaik-Anlage

Der Zusammenhang zwischen EMAs und der notwendigen Kommunikation ist bisher unzureichend analysiert worden. Es stellt sich die Frage, wie viel Kommunikation die EMAs benötigen und welche Effekte auftreten, wenn die Kommunikationsmöglichkeiten beschränkt sind. Neben der Integration verschiedener EMAs muss daher die Kommunikationstechnik integraler Bestandteil der zu entwickelnden Simulationsumgebung sein. Es sollen verschiedene Kommunikationstechnologien, wie Mobilfunk, Powerline Communication und kabelgebundene Breitbandanschlüsse simuliert werden können.

Darüber hinaus sollen die Analysemöglichkeiten eine Zuordnung zwischen Szenarien (siehe Definition 3.1) und EMAs erlauben. Ebenso soll es möglich sein, aus einem Szenario, einem Energiemanagement-Ziel und einem EMA, die möglichen Kommunikationstechnologien abzuleiten.

Definition 3.1 (Szenario)

Ein Szenario enthält alle relevanten Eigenschaften, die das Energiemanagement beeinflussen. Dazu gehören die Anzahl der Haushalte und deren Kommunikationsanbindungen sowie die Marktdurchdringungen aller Geräte sowie deren Parametrisierungen. Weitere Parameter sind der Simulationszeitraum, die Intervallgröße und das Energiemanagement-Ziel.

Forschungsfragen im Überblick

Diese Arbeit beantwortet folgende wissenschaftliche Fragestellungen:

- Wie kann die Leistungsfähigkeit von EMAs für das Smart Grid quantitativ bewertet und verglichen werden?
- Mit welcher Strategie können die freien Parameter eines EMAs optimiert werden?

- Wie ist die Leistungsfähigkeit der EMAs in unterschiedlichen Kommunikationsinfrastrukturen und welche Empfehlungen ergeben sich daraus?
- Wie sind elektrische und thermische Verbraucher, Erzeuger und Speicher zu modellieren um realistische Simulationen zu ermöglichen?

Forschungshypothesen im Überblick

Die Forschungshypothesen dieser Arbeit ergeben sich wie folgt:

- Es ist möglich EMAs zu vergleichen und deren Energiemanagement-Qualität quantitativ zu bewerten.
- Abhängig vom EMA und vom Szenario kann eine Empfehlung für eine Kommunikations-Infrastruktur gegeben werden.

Beitrag zur Wissenschaft

Diese Arbeit liefert einen wissenschaftlichen Beitrag zu folgenden Bereichen:

- Modellierung elektrischer und thermischer Verbraucher, Erzeuger und Speicher in Haushalten für realistische Simulationen von Szenarien im Smart Grid
- Bewertungsmetrik für quantitativen Vergleich von EMAs
- Multivariate Optimierung für die optimale Parametrisierung von EMAs
- Empfehlungen von Kommunikations-Infrastrukturen für unterschiedliche EMAs im Smart Grid

Kapitel 4

Energiemanagement-Algorithmen

Ein Energiemanagement-Algorithmus (EMA) verarbeitet Informationen und koordiniert Teilnehmer und deren flexible Energieerzeuger und -verbraucher, um ein Energiemanagement-Ziel möglichst gut zu erreichen. In dieser Arbeit werden ausschließlich reaktive Verfahren betrachtet, welche die Leistung für die Dauer eines Energiemanagement-Intervalls koordinieren. Es werden keine Prognosen über den zukünftigen Verlauf von Parametern genutzt. Alle hier vorgestellten EMAs sind bidirektionale Algorithmen, bei denen die Teilnehmer Informationsgeber und -nehmer sind.

Definition 4.1 (Energiemanagement-Intervall)

Das Energiemanagement-Intervall beschreibt einen Zeitschlitz, für den ein Energiemanagement-Algorithmus die Leistung optimiert. Für die Dauer eines Intervalls wird die Leistung aller Geräte als konstant angenommen.

Die steuerbaren Geräte D sind in zwei Kategorien unterteilt. Die erste Kategorie sind schaltbare Geräte, die nur zwischen den zwei Zuständen $O_d = \{\text{an}; \text{aus}\}$ geschaltet werden können. Stufenlos anpassbare Geräte bilden die zweite Kategorie. Diese können beliebige Zustände zwischen der minimalen und maximalen Leistung einnehmen $O_d = \{P_{min}; \dots; P_{max}\}$. Falls ein steuerbares Gerät d aufgrund interner Bedingungen in einem Intervall nicht steuerbar ist, wird es für den einen Intervall aus der Menge der steuerbaren Geräte D entfernt ($D = D \setminus d$). Verschiebbare Geräte, deren Aktivierungen in die Zukunft verschoben werden können, benötigen Prognosen um einen geeigneten Aktivierungszeitpunkt bestimmen zu können. Da dieses einer Vorausplanung entsprechen würde, die in dieser Arbeit nicht behandelt wird, werden verschiebbare Geräte für die EMAs als nicht steuerbare Geräte betrachtet.

Die Anzahl möglicher Lösungen $|S|$ für ein Energiemanagement wächst exponentiell mit der Anzahl der steuerbaren Geräte (siehe Gleichung 4.1).

$$|S| = \prod_{d=1}^{|D|} |O_d| \quad (4.1)$$

Die Wahrscheinlichkeit, dass mehrere EMAs die exakt gleiche Lösung aus dem Lösungsraum wählen ist, zumindest bei vielen steuerbaren Geräten, gering. Die gewählte Lösung beeinflusst viele Zustandsgrößen der Geräte, z. B. den Füllstand von Batterie- oder Wärmespeichern. Diese Parameter werden jedoch im weiteren Verlauf durch, zum Zeitpunkt der Lösungsbeurteilung noch unbekannt, Umgebungsbedingungen beeinflusst, sodass die optimale Lösung erst mit dem Bekanntwerden dieser Umgebungsbedingungen bestimmt werden kann.

Zu jedem EMA gehört eine als Server s bezeichnete Instanz, die eine globale Zielleistung kennt und je nach EMA und verwendeter Topologie, im Mittelpunkt des Energiemanagements oder außerhalb steht (siehe Abbildung 4.1). Bei einem Haushalt h handelt es sich um einen Softwareagenten, der alle im Haushalt vorhandenen Geräte kennt und ggf. steuern kann. Solche Softwareagenten können auch andere Teilnehmer wie z. B. einen Gewerbebetrieb repräsentieren, was in dieser Arbeit jedoch nicht betrachtet wird.

Die Kontrollstruktur eines EMAs kann zentralistisch oder verteilt sein. Falls alleine eine zentrale Instanz zur Lösungsfindung beiträgt, ist die Kontrollstruktur zentral. Wenn alle Teilnehmer zur Lösungsfindung beitragen, ist die Kontrollstruktur als verteilt zu bezeichnen.

Beispielhaft wurden in der Simulationsumgebung drei EMAs implementiert. Als Repräsentant für die verteilten Ansätze wird in dieser Arbeit COHDA verwendet. Der Server hat bei COHDA lediglich die Aufgabe, die Information der globalen Zielleistung an einen beliebigen Haushalt zu senden. Die Lösungsfindung erfolgt vollständig dezentral durch die über eine vermaschte Topologie vernetzten Haushalte. Als zentraler Ansatz ist PowerMatcher implementiert. Informationen werden bei PowerMatcher zunächst von den Haushalten über eine Baum-Topologie an die zentrale Instanz geschickt. Die zentrale Instanz errechnet anhand dieser Informationen ein geeignetes Signal und steuert so indirekt die Geräte in den Haushalten. Ein Ansatz, der weder als dezentral, noch als zentral bezeichnet werden kann, ist PrivADE. Dabei wird eine Nachricht durch eine Ring-Topologie gesendet und jeder Teilnehmer fügt Informationen anonym hinzu bzw. passt sein Verhalten an. Eine zentrale Instanz beurteilt die aggregierten Informationen und startet ggf. weitere Runden in der sich die Haushalte weiter anpassen. Im Nachfolgenden werden die drei EMAs detailliert betrachtet.

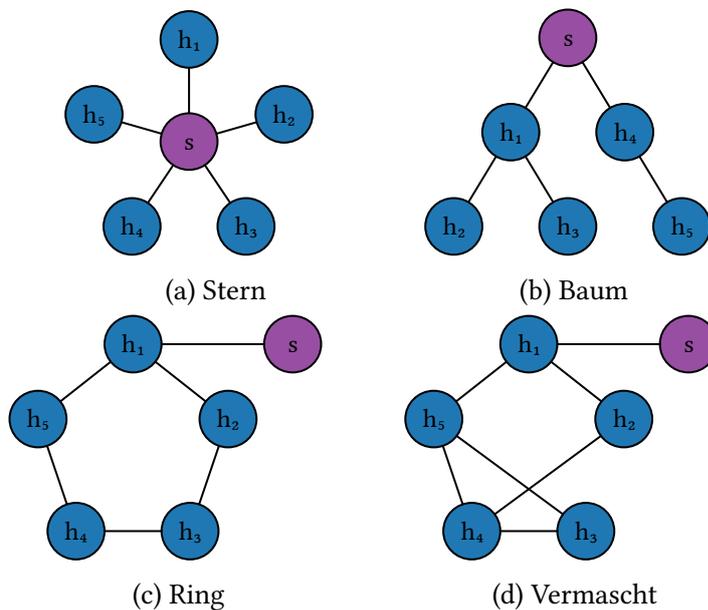


Abbildung 4.1: Beispiele für Kommunikationstopologien von EMAs

4.1 COHDA

Combinatorial Optimization Heuristic for Distributed Agents (COHDA) wurde 2013 erstmals von Hinrichs vorgestellt [HLS13]. Die Abkürzung steht für Combinatorial Optimization Heuristic for Distributed Agents. Es ist eine asynchrone Heuristik, die ursprünglich für die prädiktive Einsatzplanung im Smart Grid entwickelt wurde. Dieses prädiktive Verfahren wurde hier zu einem reaktiven Verfahren adaptiert. Hier wird keine Zeitreihe mehr optimiert, sondern lediglich ein Leistungswert des Haushaltsverbundes, der für die Dauer eines Intervalls, beispielsweise eine Minute, konstant ist. Bei COHDA existiert keine Instanz mit globalem Wissen. Jedoch verfügt jeder Haushalt über lokales Wissen und trägt zur dezentralen Lösungsfindung bei.

Die Verbreitung von Nachrichten erfolgt dabei über ein sogenanntes Overlay-Netz, in dem alle Haushalte direkt oder indirekt miteinander verbunden sind. Das Overlay-Netz kann eine beliebige Topologie besitzen. Hinrichs hat jedoch gezeigt, dass ein vermaschtes Overlay-Netz ideal ist [Hin14].

Im Folgenden wird eine Anpassung von COHDA inklusive des Verhaltens der Agenten detailliert beschrieben. Ferner werden die Möglichkeiten zur Parametrisierung des Overlay-Netzes erläutert.

4.1.1 Heuristik

In diesem Abschnitt wird die Heuristik beschrieben. Inhaltlich ist die Beschreibung in zwei Teile gegliedert. Im ersten Teil wird der Start der Heuristik beschrieben und verwendete statische Strukturen von COHDA definiert. Anschließend wird im zweiten Teil das Verhalten der Teilnehmer näher erläutert.

Start

Ein Server initialisiert COHDA mit der globalen Zielleistung μ , indem er die durchschnittliche Zielleistung pro Haushalt μ_h in einer Nachricht $n_s = (id(h_i), \kappa_s)$ mit dem weitestgehend leeren Arbeitsgedächtnis $\kappa_s = (\mu_h, \{\}, \{\})$ an den Haushalt h_i aus der Menge der Haushalte H sendet.

Definition 4.2 (gewünschte Leistung, Zielleistung μ)

Das Gesamtsystem mit allen Teilnehmern hat als Zielleistung μ . Die durchschnittliche Leistung μ_h pro Haushalt h ist definiert als die Division der Gesamtleistung und der Anzahl der Haushalte $|H|$ ($\mu_h = \frac{\mu}{|H|}$).

Definition 4.3 (Identifikation $id(\bullet)$)

Jeder Haushalt h_i hat eine eindeutige Identifikation $id(h_i)$. Die Identifikationen aller Teilnehmer haben eine eindeutige Rangfolge ($id(h_1) < id(h_2) < \dots < id(h_{|H|})$).

Definition 4.4 (Arbeitsgedächtnis κ)

Ein Haushalt h_i besitzt ein Arbeitsgedächtnis $\kappa_i = \{\mu_h, \Omega_i, \gamma_i\}$. Dieses besteht aus der Zielleistung pro Haushalt μ_h , dem wahrgenommenen Systemzustand Ω_i und dem derzeitigen Lösungskandidaten γ_i .

Definition 4.5 (Auswahl einer Leistung ω)

Die Auswahl einer Leistung $\omega_i = (h_i, P_i, \lambda_i)$ eines Haushaltes h_i besteht aus seiner Identifikation h_i , der Leistung P_i und einer Zählervariable λ_i , die mit jeder neuen Auswahl erhöht wird.

Definition 4.6 (Wahrgenommener Systemzustand Ω)

Jeder Haushalt h_i hat einen wahrgenommenen Systemzustand Ω_i . Dort sind alle ihm bisher bekannten ausgewählten Leistungen ω anderer Haushalte enthalten ($\Omega = \{\omega_x; \omega_y, \dots\}$).

Definition 4.7 (Schlüsselmenge k_Ω)

Die Schlüsselmenge k_Ω von Ω beinhaltet alle Haushalte, deren ausgewählte Leistung ω in Ω ist ($k_\Omega = \{h_i | \omega_i \in \Omega\}$)

Definition 4.8 (Lösungskandidat γ)

Ein Lösungskandidat $\gamma_i = (h_x, \Omega)$ des Haushaltes h_i besteht aus dem wahrgenommenen vollständigen Systemzustand Ω (Schlüsselmenge k_Ω beinhaltet alle Teilnehmer), der bisher die beste Lösung ergeben hat, sowie dem Haushalt h_x der diesen Lösungskandidaten gefunden hat.

Verhalten eines Haushaltes

Das Verhalten eines Haushaltes unterteilt Hinrichs in die drei Phasen **Wahrnehmung**, **Entscheidung** und **Aktion**, die sequenziell durchgeführt werden. Ausnahme bildet der erste Haushalt, der lediglich die gewünschte Leistung pro Haushalt μ_h vom Server und kein Arbeitsgedächtnis in einer Nachricht erhält. Dieser Haushalt startet direkt in der Entscheidungsphase.

Wahrnehmung Nach Empfang einer Nachricht wartet ein Haushalt h_i eine Zeit zwischen $t_\emptyset \cdot (1 - f_t)$ und $t_\emptyset \cdot (1 + f_t)$. Dabei ist t_\emptyset die Durchschnittszeit und f_t ein Zufallsfaktor der Wartezeit. Werden während dieser Zeit weitere Nachrichten empfangen, wird die Wahrnehmungsphase sequentiell für jede Nachricht durchgeführt. Verarbeitet der Haushalt eine Nachricht $n_j = (h_i, \kappa_j)$ mit $\kappa_j = (\mu_h, \Omega_j, \gamma_j)$ von dem Haushalt h_j , aktualisiert h_i zunächst sein Arbeitsgedächtnis κ_i :

- Falls κ_i noch keine gewünschte Leistung enthält, speichere μ_h aus der Nachricht n_j in κ_i ab.
- Aktualisiere die Konfiguration Ω_i indem jede ausgewählte Leistung $\omega_j \in \Omega_j$ übernommen wird, wenn eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:
 - Die ausgewählte Leistung ω_j von Haushalt h_j ist nicht in Ω_i enthalten.
 - Die in Ω_i enthaltene ausgewählte Leistung von Haushalt h_j ist älter als die empfangene aus Ω_j .
- Aktualisiere den Lösungskandidaten $\gamma_i = (h_x, \Omega_x^\gamma)$ mit den Informationen aus $\gamma_j = (h_y, \Omega_y^\gamma)$:
 - Wenn die Schlüsselmenge vom eigenen Lösungskandidaten eine echte Teilmenge der Schlüsselmenge des empfangenen Lösungskandidaten ist ($k_{\Omega_x^\gamma} \subset k_{\Omega_y^\gamma}$), so ersetze γ_i durch γ_j , da der empfangene Lösungskandidat mehr Informationen enthält.

- Wenn die Konfiguration des empfangenen Lösungskandidaten ausgewählte Leistungen besitzt, die im eigenen Lösungskandidaten nicht enthalten sind ($k_{\Omega_x^\gamma} \subsetneq k_{\Omega_y^\gamma}$), ergänze den eigenen Lösungskandidaten Ω_x^γ mit den neuen Elementen aus Ω_y^γ und erzeuge den neuen Lösungskandidaten $\gamma_i = (h_i, \Omega_x')$.
- Wenn die Schlüsselmengeten identisch sind ($k_{\Omega_x^\gamma} = k_{\Omega_y^\gamma}$) und eine der beiden folgenden Bedingungen gilt, so ersetze γ_i durch γ_j :
 1. Wenn die Fehlerfunktion $e(\Omega_y^\gamma, \mu)$ einen kleineren Wert ergibt als $e(\Omega_x^\gamma, \mu)$ (höhere Güte)
 2. Wenn die Fehlerfunktion den gleichen Wert ergibt und damit die gleiche Güte aufweist ($e(\Omega_x^\gamma, \mu) = e(\Omega_y^\gamma, \mu)$), der Initiator h_x des Lösungskandidaten jedoch eine höhere Identifikation aufweist ($id(h_x) > id(h_y)$).

Hierbei ist es möglich, dass sich keine neuen Informationen ergeben und sich das Arbeitsgedächtnis von h_i nicht ändert. Ist dies der Fall, wird nach der Wahrnehmungsphase keine weitere Phase mehr durchgeführt.

Entscheidung In dieser Phase optimiert der Haushalt h_i seine eigene Leistung. Dazu werden die Daten aus dem Arbeitsgedächtnis Ω_i entnommen und geprüft, ob es eine ausgewählte Leistung $\omega'_i = (h_i, P'_i, \lambda_i + 1)$ gibt, bei der der Fehler geringer ist als mit der ausgewählten Leistung des Lösungskandidaten Ω^γ . Formal ausgedrückt wird folgendes geprüft: $e((\Omega \setminus \omega_i) \cup \omega'_i, \mu) < e(\Omega^\gamma, \mu)$. Ist dies der Fall, hat h_i einen neuen Lösungskandidaten $\gamma'_i = \Omega'_i = (\Omega \setminus \omega_i) \cup \omega'_i$ gefunden und merkt sich diesen. Wenn keine bessere Leistung ω'_i gefunden wird, bleibt der Lösungskandidat unverändert und in die Konfiguration wird die ausgewählte Leistung ω_i^γ aus dem Lösungskandidaten geschrieben ($\Omega'_i = (\Omega \setminus \omega_i) \cup \omega_i^\gamma$). Abschließend werden in dieser Phase die neue Konfiguration Ω'_i und der neue Lösungskandidat γ'_i in das Arbeitsgedächtnis gespeichert ($\kappa_i = (\mu, \Omega'_i, \gamma'_i)$).

Aktion Wenn der Lösungskandidat sich geändert hat, teilt der Haushalt h_i in der letzten Phase sein Arbeitsgedächtnis κ_i mit anderen Haushalten. Hierzu sendet er jeweils eine Nachricht $n_i = (h_n, \kappa_i)$ an jeden Nachbarn n der direkt über das Overlay-Netzwerk erreichbar ist.

4.1.2 Overlay-Netz

Es wird davon ausgegangen, dass eine Kommunikationstechnik existiert, in der jeder Haushalt $h_x \in H$ mit jedem anderen Haushalt $h_y \in H$ kom-

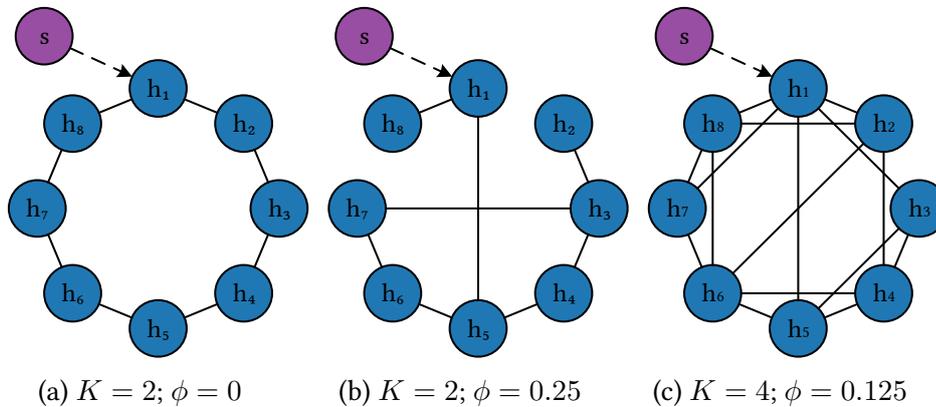


Abbildung 4.2: Small-World Overlay-Netze nach Watts und Strogatz [WS98]

munizieren kann (Vollvernetzung). Ein Overlay-Netzwerk ist ein logisches Netz, welches auf dieser Kommunikationsstruktur aufsetzt. Hierbei können ggf. Verbindungen die physikalisch möglich wären unterbunden werden. Prinzipiell können für COHDA beliebige Overlay-Netzwerke verwendet werden, sofern diese zusammenhängend, irreflexiv und symmetrisch (bidirektionale Kommunikation möglich) sind.

Wegen den positiven Eigenschaften wird eine Small-World Topologie nach Watts und Strogatz verwendet [WS98]. Ein großer Vorteil ist, dass die maximale Distanz zweier Teilnehmer in dieser Topologie nur logarithmisch von der Anzahl der Teilnehmer abhängt, ohne dass die Topologie dabei einen niedrigen globalen Clusterkoeffizienten aufweist. Für diese Topologie werden die $|H|$ Haushalte zunächst in einem Ring angeordnet und zu beiden Seiten mit den je $\frac{K}{2}$ nächsten Nachbarhaushalten verbunden.

Definition 4.9 (Vernetzungsgrad K)

Der Vernetzungsgrad K gibt an, zu wievielen am nächsten im Ring gelegenen Nachbarn eine Verbindung besteht. Es gelten die Bedingungen $2 \leq K < \frac{|H|}{2}$ und $K \in 2\mathbb{N}$.

Über die Wahrscheinlichkeit ϕ wird die Zufälligkeit des Overlay-Netzwerkes eingestellt.

Definition 4.10 (Zufälligkeit des Overlay-Netzwerkes ϕ)

Bei jeder der $\frac{K \cdot |H|}{2}$ Kanten wird der Zielhaushalt mit einer Wahrscheinlichkeit von ϕ durch einen neuen zufälligen Haushalt ersetzt, zu dem bis dahin noch keine Verbindung bestand.

Abbildung 4.2 zeigt beispielhafte Overlay-Netze mit verschiedenen Parametrisierungen. Bei $K = 2$ und $\phi = 0$ ergibt sich ein einfacher Ring (siehe Abbildung 4.2a). Durch Erhöhung von ϕ erhöht sich die Zufälligkeit, bis schließlich bei $\phi = 1$ ein Zufallsgraph erreicht ist. Jeder Haushalt hat mindestens $\frac{K}{2}$ und im Durchschnitt K Verbindungen. Bei der Wahl von $K = \frac{|H|-1}{2}$ hat der Graph eine Vollvernetzung. Wenn der Vernetzungsgrad K klein gewählt wird und $\phi \neq 0$ ist, besteht die Gefahr, dass der Graph nicht zusammenhängend ist. Da COHDA nur mit zusammenhängenden Overlay-Netzwerken konvergieren kann, muss dies verhindert werden.

4.1.3 Zusammenfassung

Durch das Verhalten der Haushalte und der Wahl des Overlay-Netzes läuft die Kommunikation bei COHDA zu großen Teilen parallel ab. Nach Erhalt einer Nachricht wartet jeder Teilnehmer eine zufällige Wartezeit auf weitere Nachrichten. Durch die Zufälligkeit in der Wartezeit ist die Kommunikation asynchron. Nach Ablauf der Wartezeit verarbeitet ein Teilnehmer die empfangenden Nachrichten und versucht eine bessere Lösung zu finden als diejenigen aus den empfangenen Nachrichten. Findet der Teilnehmer eine bessere Lösung, sendet er diese an alle seine Nachbarn im Overlay-Netzwerk. Wird keine bessere Lösung gefunden und war dem Teilnehmer die Lösung vorher schon bekannt, wird keine Nachricht mehr gesendet. Wenn kein Teilnehmer mehr Nachrichten versendet, ist COHDA konvergiert. Die Lösungsfindung erfolgt durch alle Teilnehmer und damit vollkommen dezentral.

4.2 PowerMatcher

PowerMatcher wurde erstmals 2005 von Kok vorgestellt [KWK05]. PowerMatcher beinhaltet eine vermittelnde Instanz (siehe Abbildung 4.3), die später als Konzentrador bezeichnet wird. Diese Instanz vermittelt zu einer zentralen Instanz, die später Auktionator genannt wird. PowerMatcher kann aufgrund dessen als zentralistischer Ansatz bezeichnet werden. Ein Haushalt kann ein Angebot an die vermittelnde Instanz versenden und so Informationen über die steuerbaren Geräte preisgeben. Dies geschieht nach Kok über eine im Haushalt vorhandene Energiemanagement-Box, welche als Smart Home Komponente gesehen werden kann. Diese Box ist mit beliebig vielen steuerbaren Geräte im Haushalt verbunden und der Nutzer kann seine Präferenzen anhand dieser Box anwenden. Auf der anderen Seite ist der vermittelnde Agent mit einem externen Stromversorger verbunden, der anhand eines Energieplans einen externen Marktpreis generiert.

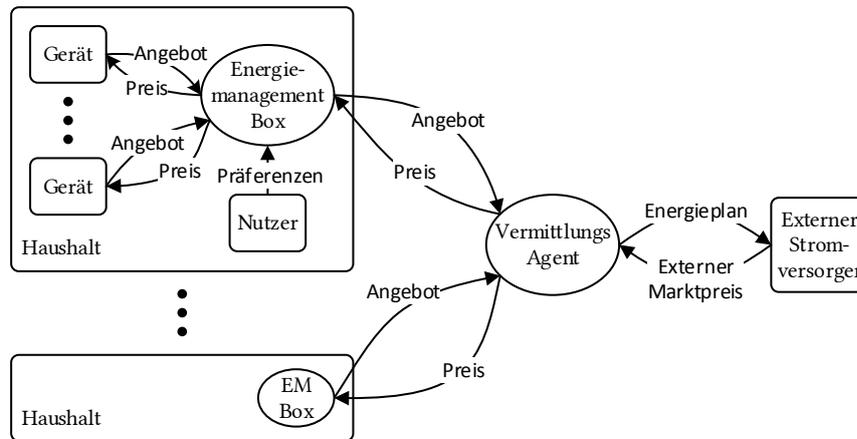


Abbildung 4.3: Aufbau von PowerMatcher, angelehnt an [KWK05]

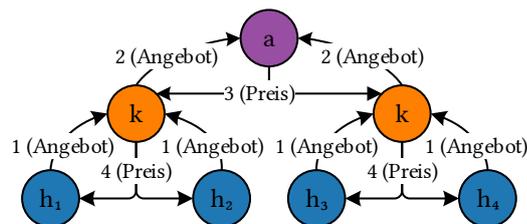


Abbildung 4.4: Kommunikationsschritte von PowerMatcher

4.2.1 Ausführung

Bei der Ausführung von PowerMatcher werden mehrere Schritte durchlaufen. Zuerst werden in jedem Haushalt intern die Angebote aller einzelnen Geräte gesammelt und zusammengefasst. Anschließend wird dieses aggregierte Angebot an den Konzentrator gesendet. Dieser hat die Aufgabe, die Angebote aller ihm untergeordneten Haushalte zu aggregieren und im darauf folgenden Schritt das aggregierte Angebot weiter zu schicken an den Auktionator. Die zentrale Instanz aggregiert anschließend alle empfangenden Angebote und errechnet mithilfe des Gesamtangebots einen Preis. Dieser Preis wird im nächsten Schritt an die Konzentratoren zurückgeschickt, welche ihn an die Haushalte weiterleiten. Abschließend konfigurieren die Haushalte ihre Geräte so, dass die entsprechende Leistung erreicht wird. Eine Übersicht über die vier notwendigen Kommunikationsschritte zeigt Abbildung 4.4.

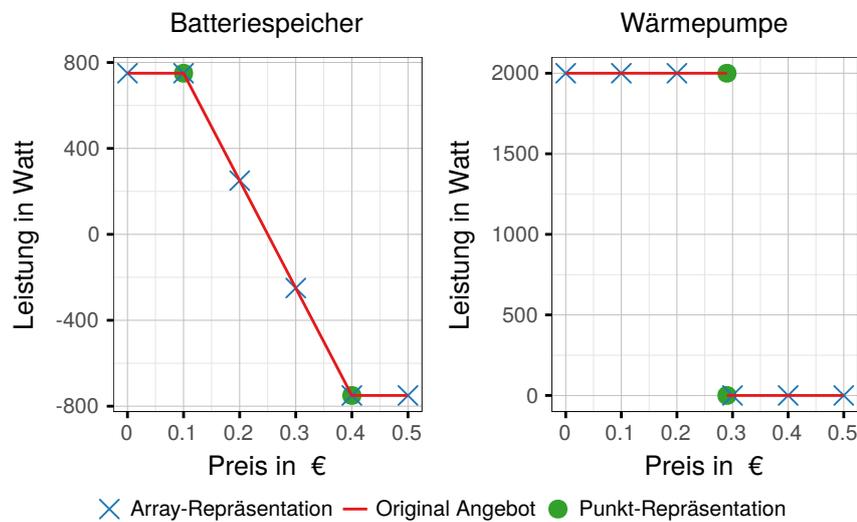


Abbildung 4.5: Exemplarische Angebote und deren Repräsentationen

4.2.2 Angebot

Die Beschreibung eines Angebotes ist gliedert in den Angebotsinhalt, die Angebotsrepräsentation sowie der Angebotsaggregation.

Angebotsinhalt

Ein Angebot beinhaltet Informationen über den Zusammenhang von Strompreis und Leistung (siehe Abbildung 4.5). Die Leistung P kann als Funktion des Preises c beschrieben werden $P = f(c)$. Die Funktion hat folgende Eigenschaften:

- **Variierend in Abhängigkeit von Umgebungsbedingungen**
 Eine Relevante Umgebungsbedingung ist beispielsweise der Füllstand des Elektrofahrzeugs. Bei einem leeren Fahrzeug ist der Preis, der gezahlt werden würde, um den Ladevorgang zu starten, tendenziell höher, als bei einem nahezu vollem Fahrzeug. Somit wird die Funktion $f(c)$ nach rechts verschoben.
- **Monoton fallender Verlauf**
 Es wird davon ausgegangen, dass ein Haushalt ökonomisch handelt. Daher wird ein verbrauchendes Gerät bei einem steigenden Energiepreis immer weniger Energie verbrauchen. Energieerzeugende Geräte dagegen werden bei einem steigenden Preis mehr Energie produzieren

- **Funktion kann hebbare Unstetigkeitsstellen aufweisen**

Aufgrund von Nutzerentscheidungen oder Geräteeigenschaften kann es zu hebbaren Unstetigkeitsstellen kommen. Hebbare Unstetigkeitsstellen treten z. B. bei Preisen auf, an denen ein Gerät seine Leistung gleichmäßig von der maximalen Leistung drosseln soll, sodass bei einem höheren Preis seine minimale Leistung angeboten wird (siehe Batteriespeicher in Abbildung 4.5 (links) bei 0,1 € und 0,4 €). Eine hebbare Unstetigkeitsstelle c_0 zeichnet sich dadurch aus, dass der linksseitige Grenzwert $f(c_0^-) := \lim_{c \rightarrow c_0^-} f(p)$ gleich dem rechtsseitigem Grenzwert $f(c_0^+) := \lim_{c \rightarrow c_0^+} f(c)$ ist.

- **Funktion kann nicht hebbare Unstetigkeitsstellen aufweisen**

Nicht hebbare Unstetigkeitsstellen sind Sprungstellen und mathematisch definiert als Stellen an denen der linksseitige Grenzwert ungleich dem rechtsseitigem Grenzwert sind ($f(c^-) \neq f(c^+)$). Sie treten besonders durch Gerätelimitierungen auf. Beispielsweise lassen sich schaltbare Geräte wie WP oder μ BHKWs nicht stufenlos steuern. Abbildung 4.5 zeigt rechts das Angebot einer Wärmepumpe. Der linksseitige Grenzwert $f(0,19\text{€}^-)$ der Unstetigkeitsstelle bei 0,19 € ist 2000 Watt und der rechtsseitige Grenzwert $f(0,19\text{€}^+)$ ist 0 Watt.

- **Weder injektiv noch surjektiv**

Seien die reellen Zahlen \mathbb{R} der Definitions- und Wertebereich der Funktion, so ist die Funktion weder injektiv noch surjektiv. Folglich kann keine Umkehrfunktion $c = f^{-1}(P)$ gebildet werden.

Angebots-Repräsentation

Ein Angebot kann mit mehrere Möglichkeiten repräsentiert werden. Diese unterscheiden sich im benötigten Datenvolumen und in der Genauigkeit, in der die Angebotsfunktion abgebildet werden kann. Die Repräsentationsform spielt eine bedeutende Rolle, da für die Ausführung von PowerMatcher viele Angebote versendet werden müssen. Eine speicherintensive Angebots-Repräsentation würde daher zu einem hohen Datenaufkommen führen.

Repräsentation über eine Wertetabelle Bei der Repräsentationsform über eine Wertetabelle (auch Array Angebot genannt) wird die Preisspanne zwischen Minimalpreis und Maximalpreis äquidistant unterteilt. In Abbildung 4.5 ist beispielsweise der Bereich zwischen 0 € und 0,5 € in 0,1 € Schritten unterteilt. Da der Minimal- und der Maximalpreis konstant und vorher definiert sind, müssen keine Datenpunkte (c/P) sondern nur Leistungswerte (P) übertragen werden. Anhand des Beispiels der Wärmepumpe

ist ersichtlich, dass das Angebot bei dieser Repräsentation nicht fehlerfrei wiederhergestellt werden kann. Die übertragenen Daten bestehen lediglich aus dem Array {2000 W; 2000 W; 2000 W; 0 W; 0 W; 0 W}. Die einzelnen Werte des Arrays können zwar den Preisen {0 €; 0,1 €; 0,2 €; 0,3 €; 0,4 €; 0,5 €} zugeordnet werden, jedoch kann das Verhalten zwischen 0,2 € und 0,3 € nicht exakt rekonstruiert werden.

Repräsentation durch linear verbundene Datenpunkte Bei der Repräsentation durch linear verbundene Datenpunkte (Punkt-Repräsentation) wird das Angebot durch wenige Datenpunkte beschrieben. Ein Datenpunkt (c/P) besteht aus einem Tupel des Energiepreises c und der zugehörigen Leistung P des Gerätes. In Abbildung 4.5 werden für den Batteriespeicher nur die Punkte (0,1 € / 750 W) und (0,4 € / -750 W) benötigt. Werte zwischen zwei Datenpunkten werden linear interpoliert. Dieses Verfahren ist fehlerfrei, solange das Angebot ausschließlich aus linear beschreibbaren Teilabschnitten zusammengesetzt ist und an jeder hebbaren Unstetigkeitsstelle ($\frac{d^2 f}{dc^2}(c) \neq 0$) ein Datenpunkt und an jeder nicht hebbaren Unstetigkeitsstelle jeweils einer für die einseitigen Grenzwerte $f(c^-)$ und $f(c^+)$ angegeben wird. So ist es bei dem Angebot der Wärmepumpe notwendig an der Unstetigkeitsstelle 0,29 € eine Leistung von 2000 Watt für den linken Grenzwert und 0 Watt für den rechten Grenzwert anzugeben.

Weitere Repräsentationen Grundsätzlich kann, wenn die Geräteagenten dies erfordern, eine kontinuierliche Angebots-Repräsentation auch über mathematische Beschreibungsfunktionen, wie etwa Polynom- oder Exponentialfunktionen, erfolgen. In dieser Arbeit werden jedoch ausschließlich die Punkt- und die Array-Repräsentationsformen angewendet.

Aggregieren von Angeboten

In PowerMatcher bündelt ein Haushalt mehrere Geräte-Angebote und sendet diese an den Konzentrator weiter. Dieser bündelt die Angebote aller Haushalte. Dies wird auch Aggregation von Angeboten genannt. Das Aggregieren ist je nach Angebots-Repräsentation unterschiedlich aufwendig.

Bei der Array-Repräsentation können die Werte mehrerer Arrays einfach addiert werden. So ergibt die Array-Repräsentationen für den Batteriespeicher {750 W; 750 W; 250 W; -250 W; -750 W; -750 W} zusammen mit den Werten der Wärmepumpe {2000 W; 2000 W; 2000 W; 0 W; 0 W; 0 W} das aggregierte Angebot {2750 W; 2750 W; 2250 W; -250 W; -750 W; -750 W}. Das aggregierte Angebot ist in Abbildung 4.6 dargestellt.

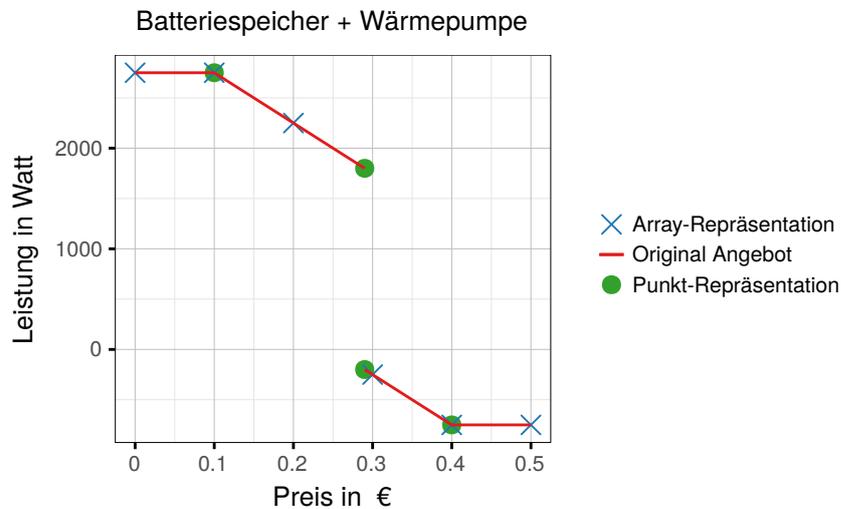


Abbildung 4.6: Aggregiertes Angebot von Batteriespeicher und Wärmepumpe und deren Repräsentationen

Bei der Punkt-Repräsentation kann das Aggregieren anhand von Pseudocode 1 durchgeführt werden. Die Aggregation der Angebote von Batteriespeicher $\{(0,1 \text{ €} / 750 \text{ W}); (0,4 \text{ €} / -750 \text{ W})\}$ und Wärmepumpe $\{(0,29 \text{ €} / 2000 \text{ W}); (0,29 \text{ €} / 0 \text{ W})\}$ ergibt danach $\{(0,1 \text{ €} / 2750 \text{ W}); (0,29 \text{ €} / 1800 \text{ W}); (0,29 \text{ €} / -200 \text{ W}); (0,4 \text{ €} / -750 \text{ W})\}$ (siehe Abbildung 4.6). Angebote haben bei zunehmender Aggregation einen steigenden Speicherbedarf.

4.2.3 Ermittlung des Preisniveaus

Das Ermitteln des Preisniveaus übernimmt bei PowerMatcher der Auktionator (siehe Abbildung 4.4). Dieser bekommt von den Konzentratoren Angebote gesendet und aggregiert diese zu einem Gesamtangebot. Der Auktionator hat als zentrale Instanz das Wissen über die gewünschte Leistung des Gesamtsystems. Anhand des Gesamtangebots kann er den Preis so bestimmen, dass die Gesamtleistung der gewünschten Leistung möglichst nahe kommt.

Bei Betrachtung der Abbildung 4.6 und einer gewünschten Gesamtleistung von $\mu = 2000 \text{ Watt}$ kann der Preis c_g , der nötig ist um diese Leistung einzustellen, bei der Punkt-Repräsentation anhand einer stückweisen linearen Interpolation zwischen den Punkten $(c_1/P_1) = (0,1 \text{ €}/2750 \text{ W})$ und $(c_2/P_2) = (0,29 \text{ €}/1800 \text{ W})$ gelöst werden.

$$c_g = \frac{(\mu - P_1) \cdot (c_2 - c_1)}{P_2 - P_1} + c_1 \quad (4.2)$$

Dabei muss $P_1 \neq P_2$ gelten. Bei dem 2000 Watt Beispiel ergibt dies 0,25 €.

Pseudocode 1 Aggregation zweier Angebote (Punkt-Repräsentation)**Attribute:**

b_1, b_2 ▷ Zu aggregierende Angebote

Benötigte Funktionen:

PRICES (b) ▷ Gibt ein Preis-Array von Angebot b zurück

POWERN ($b, price$) ▷ Gibt neg. Grenzwert von b bei $price$ zurück

POWERP ($b, price$) ▷ Gibt pos. Grenzwert von b bei $price$ zurück

SORT ($pricelist$) ▷ Sortiert die Liste $pricelist$

SIZE ($pricelist$) ▷ Gibt die Größe der Liste $pricelist$ zurück

ADD ($b_a, price, power$) ▷ Fügt den Punkt ($price, power$) zu b_a hinzu

UNIQUE ($pricelist$) ▷ Löscht doppelte Werte aus der Liste $pricelist$

```

1: procedure AGGREGATE( $b_1, b_2$ )
2:    $b_a \leftarrow \{\}$  ▷ Aggregiertes Angebot
3:    $pricelist \leftarrow \{\text{PRICES}(b_1), \text{PRICES}(b_2)\}$ 
4:   SORT ( $pricelist$ )
5:   UNIQUE ( $pricelist$ )
6:   for  $i \leftarrow 0, \text{SIZE}(pricelist) - 1$  do
7:      $price \leftarrow pricelist[i]$ 
8:      $powerN \leftarrow \text{POWERN}(b_1, price) + \text{POWERN}(b_2, price)$ 
9:      $powerP \leftarrow \text{POWERP}(b_1, price) + \text{POWERP}(b_2, price)$ 
10:    ADD ( $b_a, price, powerN$ )
11:    if  $powerN \neq powerP$  then
12:      ADD ( $b_a, price, powerP$ )
13:  return  $b_a$ 

```

Mit Nutzung der Array-Repräsentation kann der Preis, der zur gewünschten Leistung führt, nicht exakt errechnet werden. Unter der Voraussetzung, dass der Auktionator die exakte Gesamtleistung bestimmen möchte, kann er lediglich zwischen 2250 Watt und -200 Watt wählen, da die Leistung, die das Gesamtsystem bei einem Preis der nicht in der Wertetabelle steht, annimmt, nicht definiert ist. Eine stückweise lineare Interpolation würde hier bei der Array-Repräsentation zu einem Preis von 0,21 € führen. die aus diesem Preis resultierende Leistung entspricht 2200 Watt und damit nicht dem gewünschten Ergebnis.

Eine Zielleistung von 1000 Watt kann mit diesem Angebot nicht erreicht werden, da es keinen Preis gibt, mit dem sich diese Leistung erreichen lässt. Dies ist ein limitierender Faktor von PowerMatcher.

4.2.4 Geräte-Agenten

Jedes steuerbare Gerät hat bei PowerMatcher einen Agenten. Diese erstellen jeweils anhand der internen Zustände des Gerätes bzw. des Haushaltes ein Angebot für ihr steuerbares Gerät. Wenn die Haushalte im vierten Schritt einen Strompreis empfangen, konfigurieren die Geräte-Agenten die Geräte dem Strompreis entsprechend, sodass die Leistung gemäß dem abgegebenen Angebot erreicht wird.

4.2.5 Zusammenfassung

PowerMatcher ist ein Algorithmus, der vier statische Kommunikationsschritte zur Lösungsfindung benötigt. Durch die Geräte-Agenten werden interne Zustände der Haushalte in einem Angebot berücksichtigt. Mit einem aggregierten Gesamtangebot ermittelt ein Auktionator einen Energiepreis, der an die Haushalte zurückgesendet wird. Anhand dieses Preises konfigurieren die Geräte-Agenten die Geräte. Damit existiert über das Energiemanagement hinaus ein Verfahren zur Abrechnung der Haushalte. PowerMatcher wurde bereits in mindestens einem Pilotprojekt erfolgreich getestet [Bli+10].

4.3 PrivADE

Bei dem Privacy-Preserving Algorithm for Distributed Energy Management (PrivADE) handelt es sich um einen rundenbasierten Ansatz mit der Kommunikationstopologie eines virtuellen Ringes. Der Server mit Wissen über das globale Ziel sendet zunächst eine Nachricht an den ersten Teilnehmer. Dieser Teilnehmer fügt Informationen hinzu und sendet die Nachricht weiter an den nächsten Haushalt. Nachdem alle Teilnehmer Informationen zu der Nachricht hinzugefügt haben, wird die Nachricht zurück an den Server gesendet. Der Server berechnet Steuerungsinformationen und sendet anschließend eine neue Nachricht mit diesen Informationen durch den virtuellen Ring. Gegebenenfalls werden weitere Runden benötigt, um allen Teilnehmern die finalen Parameter für ihre Geräte zuzustellen.

PrivADE wurde vom Author dieser Dissertation mitentwickelt und in [Bre+14a; Bre+14b; Bre+15; Bre+16a; Bre+16b] veröffentlicht.

4.3.1 Behandlung der Geräte

Bei PrivADE werden die Geräte je nach Typ unterschiedlich behandelt. Kategorisiert werden die Geräte nach folgenden Typen:

- **Nicht Beeinflussbar:** Geräte, wie Backofen, Herd, Licht, Fernseher, usw. sind nicht steuerbar. Die Geräte beeinflussen jedoch durch deren Energieverbrauch die notwendigen Anpassungen um das globale Ziel zu erreichen.
- **Verschiebbar:** Die zugehörigen Geräte sind Spülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrockner. Angepasst werden kann ausschließlich der Aktivierungszeitpunkt. Der Verbrauch während eines Durchlaufes ist vom Gerät abhängig und steht aufgrund moderner Verfahren, die das Programm adaptiv, beispielsweise an den Verschmutzungsgrad oder an die Feuchtigkeit, anpassen, vor dem Durchlauf nicht exakt fest.
- **Schaltbar:** Blockheizkraftwerke, Wärmepumpen und Heizstäbe gehören diesem Typ an. Die Geräte können jeweils ausschließlich an- oder abgeschaltet werden. Stufenlose Anpassung ist mit diesen Geräten nicht möglich. Falls stufenlos anpassbare Blockheizkraftwerke o. Ä. simuliert werden sollen, so können diese der Kategorie Anpassbar zugeordnet werden.
- **Anpassbar:** Geräte wie Batteriespeicher oder Elektrofahrzeuge sind stufenlos anpassbar. Damit ist es möglich, die Leistung der Geräte exakt auf einen Zielwert anzupassen.

Um verschiebbare Lasten zu berücksichtigen, muss ein Energieverbrauch prognostiziert werden und der bestmögliche Zeitpunkt in der Zukunft ausgewählt werden, um das entsprechende Gerät zu aktivieren. Da Prognosen in dieser Arbeit nicht vorgesehen sind, werden die verschiebbaren Lasten an dieser Stelle nicht weiter betrachtet.

Somit steuert PrivADE in dieser Arbeit nur die schaltbaren und anpassbaren Geräte. In den verschiedenen Runden werden differenziert Informationen zu den schaltbaren und anpassbaren Geräten ausgetauscht. Dabei werden als Erstes die schaltbaren Geräte gesteuert, um der Zielleistung so nahezukommen, dass diese anschließend mit den anpassbaren Geräten exakt erreicht werden kann.

Schalten von Geräten

Schaltbare Geräte sind in Kategorien $\theta \in \Theta$ eingeteilt (siehe Abbildung 4.7). Die Kategorien $\Theta = \{-1250 \text{ W}; -750 \text{ W}; -250 \text{ W}; 250 \text{ W}; 750 \text{ W}; 1250 \text{ W}\}$ werden jeweils durch ihren Mittelwert repräsentiert. In die Kategorie mit dem Mittelwert 250 Watt werden beispielsweise alle Geräte einsortiert, die zwischen 0 Watt und 500 Watt verbrauchen. Da die Kategorien statisch und

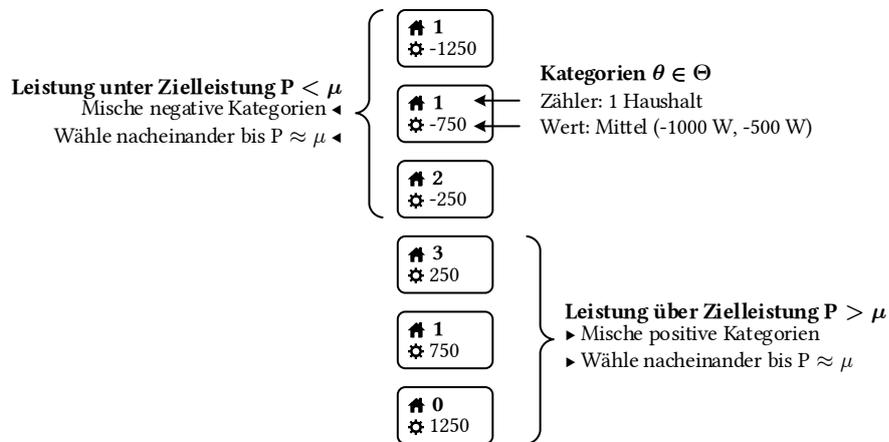


Abbildung 4.7: Verfahren zum Schalten von Geräten

jedem Teilnehmer bekannt sind, muss jeweils nur die Anzahl der in jeder Kategorie einsortierten Geräte versendet werden, was eine ressourcensparende Kommunikation ermöglicht. Ein Haushalt muss bei Erhalt einer Nachricht nur den entsprechenden Zähler einer Kategorie erhöhen, wenn er ein schaltbares Gerät besitzt.

Um eine Priorisierung zu ermöglichen überträgt PrivADE die Kategorien doppelt. Somit gibt es für jede Leistung je einen Zähler mit einer hohen und einen Zähler mit einer niedrigen Priorität. Falls ein Gerät dringend geschaltet werden soll, kann der Zähler in einer Kategorie mit einer hohen Priorität hinzugefügt werden.

Nach der ersten Runde haben alle Haushalte ihre schaltbaren Geräte hinzugefügt und der Server hat die Information, wie viele Geräte es in welcher Kategorie gibt. Damit und mit einer Zielleistung μ , die mithilfe der steuerbaren Geräte erreicht werden soll, errechnet der Server die Schaltzustände der einzelnen Kategorien. Hierzu überprüft der Server die Gesamtleistung, wenn alle Geräte unabhängig von der Priorität geschaltet werden. Ist diese Leistung größer als die Zielleistung, wird zufällig eine Kategorie θ mit positiver Leistung und niedriger Priorität ausgewählt, deren Geräte nicht geschaltet werden. Dies wird solange wiederholt, bis die Leistung unter der Zielleistung ist. Im Falle, dass die Leistung kleiner ist als die Zielleistung, werden entsprechend die Geräte der negativen Kategorie nicht geschaltet. In einer zweiten Runde werden die Informationen, welche Kategorien geschaltet werden an die Haushalte verteilt. Die detaillierte Prozedur ist in Anhang A beschrieben.

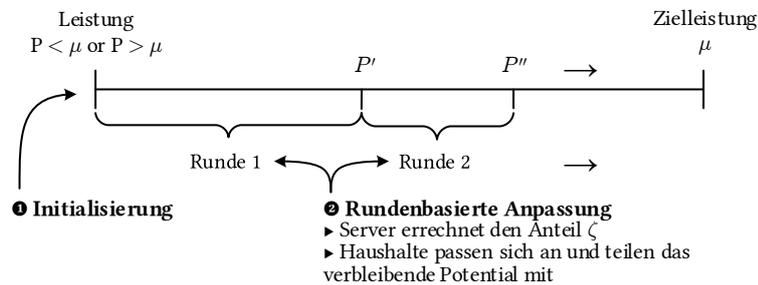


Abbildung 4.8: Visualisierung der Leistungsanpassung von PrivADE

Leistungsanpassung

Die Leistungsanpassung steuert alle Geräte, die in der Leistung stufenlos anpassbar sind. Dies sind insbesondere BSs und EVs. Die Leistungsanpassung ist der Geräteschaltung, die mit ihrer Steuerung nur in Ausnahmefällen die genaue Zielleistung erreicht, nachgelagert.

Die Anpassung basiert auf dem max-min Fairness Prinzip. Eine Menge von Haushalten $h \in H$ benötigt die Leistungen $\{P_1; P_2; \dots; P_{|H|}\}$ bei einer verfügbaren zu verteilenden Gesamtleistung von $\mu - P$. Die Leistungsanpassung benötigt ggf. mehrere Runden um die Ressourcen fair zu verteilen. In der ersten Runde erhält jeder Teilnehmer einen Leistungsanteil von $\zeta = \frac{\mu - P}{|H|}$. Wenn ein Teilnehmer i diesen Anteil mit P_i nicht komplett ausschöpft, bleibt am Ende eine Ressource von $\frac{\mu - P}{|H|} - P_i$ übrig. Dieser Anteil wird in der nächsten Runde an alle noch übrig gebliebenen Haushalte aufgeteilt. Damit steht jedem übrigen Haushalt in der nächsten Runde zusätzlich $\frac{(\mu - P) / (|H| - P_i)}{(|H| - 1)}$ zu. Diese Prozedur wiederholt sich, bis alle Haushalte ihren Bedarf erfüllt haben oder keine weiteren Ressourcen verfügbar sind. Abbildung 4.8 zeigt einen Überblick über das Verfahren. Eine detaillierte Beschreibung des Verfahrens ist in Anhang A dargestellt.

4.3.2 Rundenbasierter Ansatz

Wie bereits in den vorherigen Abschnitten angedeutet, basiert PrivADE auf Runden. In der ersten Runde werden die Daten von den Haushalten gesammelt. Dazu werden Nachrichten versendet, die Informationen zu der Gesamtleistung aller Haushalte P_g sowie zu der nach oben (α) und nach unten (β) anpassbaren Leistung beinhalten. Zusätzlich beinhaltet die Nachricht je einen Zähler für die Anzahl der Haushalte, deren Leistung erhöht bzw. verringert werden kann ($|A|$ und $|B|$). Zuletzt beinhalten die Nachrichten noch Zähler Θ für jede Kategorie der schaltbaren Geräte. Nach der ersten Runde ermittelt der Server die Abweichungen von der Zielleistung, die Ka-

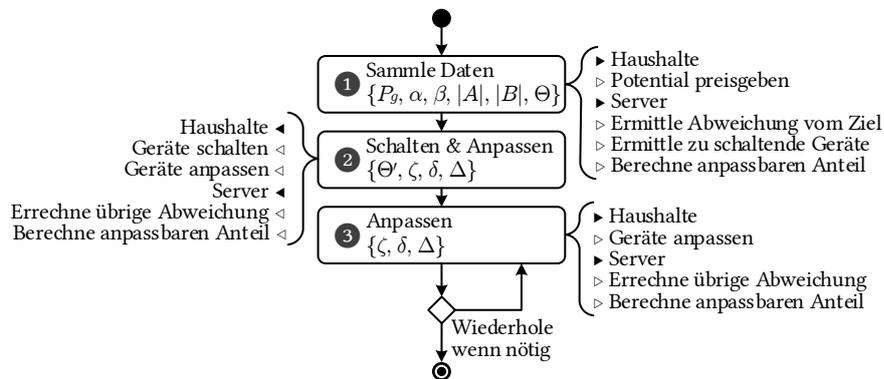


Abbildung 4.9: Rundenbasierte Ansatz von PrivADE

tegorien Θ' der schaltbaren Geräte, die geschaltet werden sollen und den Leistungsanteil ζ , den jeder anpassbare Haushalt nutzen kann. Anschließend sendet er die ermittelten Informationen und startet so die zweite Runde. Eine Übersicht über die verschiedenen Runden ist in Abbildung 4.9 dargestellt.

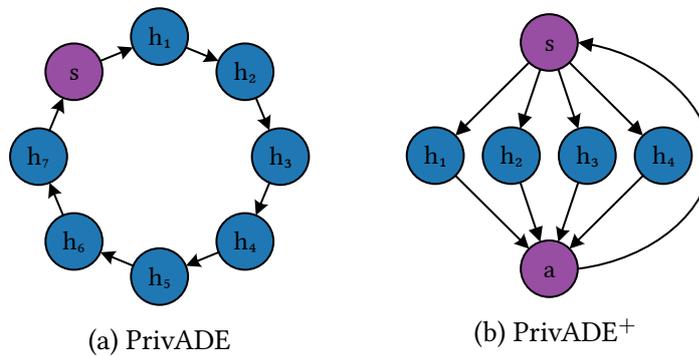
Mit den Informationen aus der zweiten Runde werden die schaltbaren Geräte aller Haushalte gesteuert. Außerdem werden die stufenlos anpassbaren Geräte entsprechend dessen Regeln konfiguriert. Wie in Abschnitt 4.3.1 beschrieben sind aufgrund der anpassbaren Geräte ggf. weitere Runden nötig.

4.3.3 PrivADE⁺

PrivADE⁺ ist eine Erweiterung von PrivADE. PrivADE⁺ hat bezüglich Energiemanagement und rundenbasiertem Ansatz die gleichen Eigenschaften. Lediglich beim Overlay-Netzwerk ergeben sich Unterschiede. Während PrivADE auf einem virtuellen Ring basiert, nutzt PrivADE⁺ ein Stern-förmiges Overlay-Netzwerk (vergleiche Abbildung 4.10a und Abbildung 4.10b). Da bei einem Stern-Overlay-Netzwerk die Daten nicht von den Haushalten aggregiert werden können, wird mit dem Aggregator ein zusätzlicher Teilnehmer eingeführt, der durch homomorphe Verschlüsselung keinen Zugriff auf die individuellen Daten hat, diese jedoch aggregieren kann.

4.3.4 Zusammenfassung

PrivADE ist ein EMA mit dem Fokus auf Wahrung der Privatsphäre. Dies gelingt indem die Daten der Haushalte mithilfe von homomorpher Verschlüsselung aggregiert werden. So bekommt kein anderer Teilnehmer Informationen eines einzelnen Haushaltes. Lediglich der Server hat die aggregierten Information aller teilnehmenden Haushalte.

Abbildung 4.10: Virtuelles Overlay-Netz von PrivADE und PrivADE⁺

PrivADE unterteilt die Haushaltsgeräte in schaltbar und anpassbar. Der EMA ist rundenbasiert. In der ersten Runde werden Informationen aller Haushalte gesammelt. In der zweiten Runde werden die schaltbaren Geräte gesteuert. In den nachfolgenden Runden werden die anpassbaren Geräte nach dem max-min-Fairness Prinzip gesteuert. Damit ist PrivADE ein faires Energiemanagement mit Wahrung der Privatsphäre. PrivADE wurde durch PrivADE⁺ um die Möglichkeit erweitert, andere Overlay-Netzwerke zu nutzen.

4.4 Zusammenfassung

Die hier vorgestellten EMAs basieren auf sehr unterschiedlichen Ansätzen. COHDA ist ein vollständig verteilter Ansatz ohne zentrale Instanz und ohne einen Teilnehmer mit globalem Wissen. Die Informationen verteilen sich vollständig dezentral über ein Small-World Overlay-Netzwerk. PowerMatcher basiert auf einem statischen Ablauf. In den ersten zwei Schritten werden Informationen von den Haushalten gesammelt. Mit diesen Informationen errechnet eine zentrale Instanz eine Steuerinformation, die in den folgenden zwei Schritten zurück an alle Haushalte verteilt wird. Mit PrivADE wurde ein rundenbasierter fairer EMA beschrieben, welcher die Privatsphäre der Haushalte mithilfe von homomorpher Verschlüsselung bewahrt.

Die grundlegend verschiedenen Ansätze der EMAs werden voraussichtlich zu sehr verschiedenen Resultaten bezüglich Energiemanagement-Qualität, Kommunikationsanforderungen und Robustheit führen. Die Beschreibungen in diesem Kapitel dienen als Grundlage für die Analysen in der Evaluation. Um die EMAs näher untersuchen zu können wurde eine Simulationsumgebung entwickelt, die im folgenden Kapitel vorgestellt wird.

Kapitel 5

Modellbildung und Simulationsumgebung

Um zu analysieren, welche Energiemanagement-Algorithmen für ein Smart Grid geeignet sind und welche Kommunikationsanforderungen die EMAs haben, wurde eine Simulationsumgebung entwickelt. Die Simulationsumgebung stellt die Basis aller Untersuchungen dieser Arbeit dar. Dieses Kapitel zeigt zunächst die Anforderungen an die Simulationsumgebung auf. Anschließend wird die Grundstruktur der Architektur vorgestellt. Für die Bewertung der Energiemanagement-Qualität ist es sehr wichtig, eine gute Modellierung des Energieverbrauchs der Haushalte zu haben. Daher wird die Modellierung detailliert beschrieben. Dazu gehören auch die Simulationsmodelle für die Haushalte bzw. die verschiedenen Geräte der Haushalte sowie die Strom- und Wärmenetzmodellierung. Für die Evaluation der Kommunikationsanforderungen sind die verwendeten Kommunikationstechnologien wichtig. Diese werden vorgestellt und deren Verwendungsmöglichkeiten in der Simulationsumgebung aufgezeigt.

Ein Beitrag über die Simulationsumgebung, genannt Simulator for Energy Network Applications (SiENA), wurde in [BHT16] veröffentlicht. Der Simulator¹ sowie seine Dokumentation² sind öffentlich unter einer GPLv3 Lizenz verfügbar.

¹<https://github.com/daniel-brettschneider/SiENA>

²<https://daniel-brettschneider.github.io/SiENA/>

5.1 Anforderungen an die Simulationsumgebung

Die in Kapitel 2 beschriebenen Simulationsumgebungen bieten nur unzureichende Möglichkeiten zur Simulation und Bewertung von EMAs unter Berücksichtigung eingeschränkter Kommunikationsmöglichkeiten. Daher wird eine neue Simulationsumgebung realisiert, dessen Anforderungen aus den Untersuchungszielen hervorgehen. Die Anforderungen sind in unterteilt in obligatorische und optionale, die im nachfolgenden beschrieben werden.

Obligatorische Anforderungen

(1) **Realistischer und steuerbarer Stromverbrauch von Haushalten**

Um möglichst realistische Ergebnisse aus den Simulationen generieren zu können, müssen die Haushalte ein wirklichkeitsgetreues Stromverbrauchprofil aufweisen. Von der energetischen Seite ist der Fokus der Simulationsumgebung die Betrachtung von kurzen oder langen Zeiträumen und die Analyse von beispielsweise der Selbstversorgung, des Eigenverbrauchs von Strom der PV-Anlagen oder der Spitzenlast von Haushalten. In der technischen Richtlinie für die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems [BSI13] ist vorgeschrieben, dass ein Smart Meter Gateway mindestens eine 5-minütige Auflösung unterstützen muss. Angelehnt daran müssen die Energieverbrauchswerte in ebendieser Auflösung modelliert werden. Der Stromverbrauch von Haushalten setzt sich dabei aus den Verbrauchswerten einzelner Haushaltsgeräte zusammen. Dazu zählen unter anderem Geräte wie Spülmaschinen, Waschmaschinen, Wäschetrockner, Kühlschränke sowie auch Batteriespeicher oder Elektrofahrzeuge. Diese Geräte müssen jeweils einzeln modelliert werden. Die Anzahl der Personen und die davon abhängige Geräteanzahl in einem Haushalt muss dabei variabel sein. Da der Energieverbrauch signifikant von den äußerlichen Bedingungen, wie der Jahreszeit, dem Wetter und dem Wochentag abhängt, muss das Verbraucherverhalten entsprechend modelliert werden. Die Zusammensetzung aus vielen Haushalten mit den entsprechenden Personen und Geräten führt schließlich zu einem großen Verbund. Dessen Gesamtheit hat einen kontinuierlicheren Stromverbrauch als ein einzelner Haushalt. Dieses Stromverbrauchprofil wird auch Lastprofil genannt. Für das Lastprofil von Haushalten existiert in Deutschland das Standardlastprofil H0, das dem Stromverbrauch von sehr vielen Haushalten entspricht. Das Lastprofil des

Verbunds muss für eine Verifikation mit diesem Standardlastprofil verglichen werden und darf dabei nur eine geringe Abweichung haben.

(2) **Simulation von Wärme**

Um die in Zukunft stärker aufkommenden Wärmepumpen und Mikro Blockheizkraftwerke modellieren zu können, ist eine Berücksichtigung des Wärmeverbrauchs notwendig, da diese Geräte Wärmeenergie erzeugen, die von den Haushalten verbraucht werden muss. Zur Erstellung einer realistischen Wärmeverbrauchsmodellierung muss insbesondere die Außentemperatur und die Energieeffizienz der Wohnumgebungen wirklichkeitsgetreu modelliert werden. Um realitätsnahe Simulationen durchführen zu können, sollten hierfür reale Temperaturdaten verwendet werden. Diese müssen aufgrund von saisonalen Abhängigkeiten von mindestens einem ganzen Jahr vorliegen. Neben diesem wetterabhängigen Wärmeverbrauch muss auch der davon unabhängige Verbrauch von Trinkwarmwasser berücksichtigt werden.

(3) **Stromnetzmodellierung**

Im realen Stromnetz kann es durch zu starke Schwankungen der Leistung zu zwei Kernproblemen kommen. Es kann eine Verletzung des Spannungsbandes geben, welches den Bereich beschreibt in dem die Spannung variieren darf. Dies entspricht in Deutschland dem Bereich 230 Volt \pm 10 Prozent. Um eventuelle Verletzungen dieses Spannungsbandes detektieren zu können, muss der Spannungsverlauf von jedem relevanten Netzanschluss verfolgbar sein. Das zweite Kernproblem ist die Überlastung von Betriebsmitteln wie beispielsweise Kabelsträngen oder Transformatoren. Diese haben eine maximale Leistung, die häufig durch deren Wärmeverluste und der nur unzureichend abführbaren Wärme gegeben ist. Daher muss auch die Belastung der Netzbetriebsmittel überprüfbar sein und eine Leistungsüberschreitung dokumentiert oder gemeldet werden.

(4) **Energiemanagement-Algorithmen**

In der Simulationsumgebung sollen neben den nicht steuerbaren Geräten, die den Grundverbrauch abbilden, auch steuerbare Geräte simuliert werden. In die Simulationsumgebung müssen mehrere EMAs integriert werden. Diese müssen Zugriff auf die steuerbaren Haushaltsgeräte haben und die Leistung jener beeinflussen können.

(5) **Kommunikationsnetzsimulation**

In der Literatur vorgestellte EMAs unterscheiden sich im Kommunikationsverhalten. Die unterschiedlichen Ausbreitungswege von Nach-

richten können bei den Kommunikationstechnologien unterschiedliche Nichtlinearitäten hervorbringen. Beispielsweise versuchen bei manchen EMAs alle Haushalt gleichzeitig mit einem zentralen Teilnehmer zu kommunizieren, welcher folglich schnell überlastet ist. Um das benötigte Datenvolumen sowie die Konvergenzgeschwindigkeiten der EMAs bewerten zu können, ist eine Simulation der Kommunikationstechnologien unabdingbar.

(6) **Modularität**

Um einen schnellen Wechsel von EMAs oder Kommunikationstechnologien zu ermöglichen, muss der Simulator modular aufgebaut sein. So ist auch sichergestellt, dass weitere EMAs und Kommunikationstechnologien implementiert werden können, ohne grundlegende Änderungen an der Simulationsumgebung vornehmen zu müssen.

(7) **Qualitätsfunktionen**

Es müssen Funktionen zur Bewertung des Energiemanagement-Qualität integriert werden können. Die optimale Steuerung von Haushalten und ihrer Geräte hat einen Lösungsraum, dessen Größe exponentiell mit der Anzahl der steuerbaren Geräte wächst. Da die EMAs verschiedene Verfahren zur Lösungsfindung nutzen, können die Ergebnisse eine unterschiedliche Güte aufweisen, die durch geeignete Verfahren bewertet werden muss.

(8) **Reproduzierbarkeit**

Die letzte obligatorische Anforderung ist die Reproduzierbarkeit von Simulationen. Alle Teile der Simulation müssen mit einem Startwert (häufig auch Seed genannt) initialisiert werden und bei gleichem Seed einen identischen Verlauf aufweisen.

Optionale Anforderungen

(1) **Datensätze über mehrere Jahre**

Für eine Simulation sind viele Daten, wie beispielsweise Temperaturen und die Sonneneinstrahlung notwendig. Diese Daten sollten möglichst über mehrere Jahre vorliegen, da nur so sichergestellt werden kann, dass jahreszeitliche Schwankungen ausreichend berücksichtigt werden.

(2) **Aufbereitung der Simulationsergebnisse**

Optional sollten alle Resultate einer Simulation abgespeichert werden können. Zur schnellen Interpretation sollten die Simulationsergebnisse mit geeigneten Funktionen aufbereitet werden können. Dazu zählen übersichtliche tabellarische und grafische Darstellungen.

(3) Deaktivierung von Teilsimulationen

Zur Verbesserung der Performanz ist es hilfreich, wenn Teile der Simulation nur optional durchgeführt werden. Das trifft insbesondere auf eine Simulation des Kommunikations- und Stromnetzes zu.

(4) Szenariodefinition

Die Erstellung von Szenarien soll durch geeignete Mittel, wie beispielsweise eine grafische Benutzeroberfläche oder ein Szenario-Repository, unterstützt werden.

5.2 Architektur und Simulationsablauf

Um die genannten Anforderungen erfüllen zu können, ist zunächst eine Architektur der Simulationsumgebung entworfen worden. Diese ist in Abbildung 5.1 dargestellt. Eine Datenbasis, auf die der gesamte Simulator Zugriff hat, vereint zahlreiche Informationen. Neben steuerbaren Geräten, wie Heizstäben oder WPs, sind Module für EMAs und Kommunikationstechnologien implementiert. Das Erstellen von Statistiken, Auswertungen der Energiemanagement-Qualität sowie eine Anbindung an eine Energienetzsimulation komplettieren die Simulationsumgebung. Die nachfolgenden Abschnitte beschreiben die einzelnen Komponenten detailliert.

Eine wichtige Grundlage für den gesamten Simulator stellt die Datenbasis dar. Hierzu gehört unter anderem der simulierte Grundverbrauch. Die Verbrauchsmuster der einzelnen nicht steuerbaren Haushaltsgeräte werden dafür gesammelt und zu einem nicht beeinflussbaren Stromverbrauch zusammengefasst. Durch das Simulieren des Grundverbrauchs im Vorhinein und das Ablegen der Daten in der Datenbasis, wird Simulationszeit gespart. Zu der Datenbasis zählen weitere wichtige Parameter, wie Größe und Energieeffizienz von Gebäuden bzw. Haushalten, Aufzeichnungen von Wetterdaten (Temperatur und Bedeckungsgrad) über mehrere Jahre sowie das Fahrverhalten von EVs. Beim Fahrverhalten sind insbesondere Abfahrts- und Ankunftszeiten der Fahrzeuge sowie die zurückgelegte Entfernung relevant. Die umfangreiche Datenbasis liegt überwiegend in Form von CSV-Dateien bereit.

Der Kern der Simulationsumgebung ist der Simulator, der alle Komponenten verbindet. In der Konfiguration und im Szenario sind sämtliche Parametrisierungsmöglichkeiten in Form einer JSON-Datei (JavaScript Object Notation) gespeichert. Die weiteren Komponenten werden anhand des Simulationsablaufes (siehe Abbildung 5.2) beschrieben.

Nach dem Start liest die Simulationsumgebung zunächst die benötigten Daten aus der Datenbasis. Anschließend wird der Simulator initialisiert. Hier-

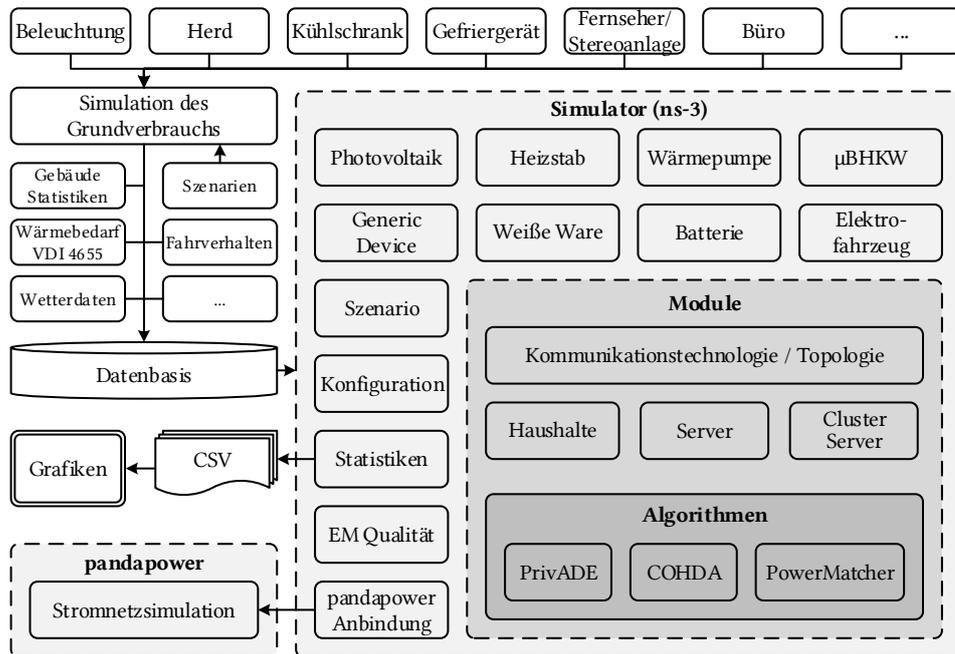


Abbildung 5.1: Architektur der Simulationsumgebung

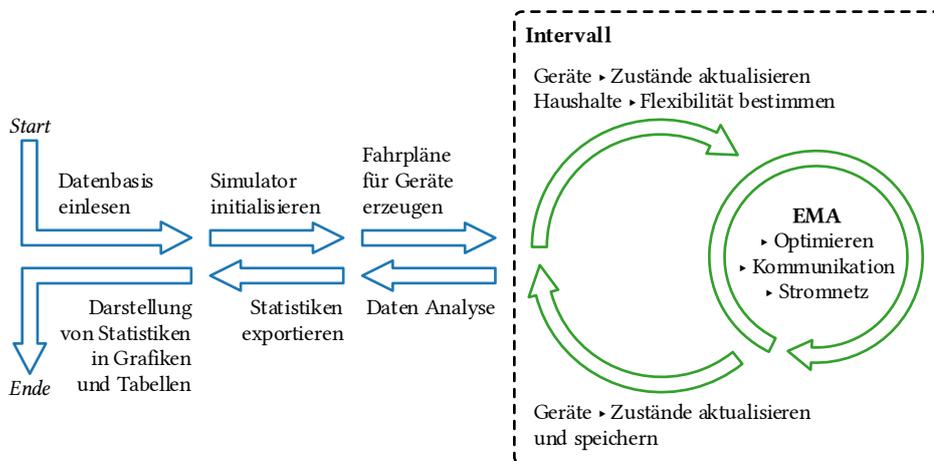


Abbildung 5.2: Ablaufdiagramm einer Simulation

zu gehört unter anderem die Verteilung der Geräte auf die Haushalte und das Reservieren des Speicherplatzes für Statistiken. Falls die Kommunikation oder das Stromnetz simuliert werden sollen, initialisiert die Simulationsumgebung das entsprechende Netz. Bei Verwendung eines EMAs wird dieser mitsamt den benötigten Servern vorbereitet. Auch die Haushalte mit den zugehörigen steuerbaren Geräten werden, wie im Szenario vorgegeben, erzeugt und

initialisiert. Für die Geräte werden anschließend Fahrpläne für die gesamte Simulationsdauer erzeugt. Diese Fahrpläne legen beispielsweise fest, wann die Waschmaschinen angeschaltet werden, wann die EVs welche Distanz fahren, wann der Ertrag der PV-Anlagen wie hoch ist und wann die Haushalte welchen Wärmeverbrauch haben. Zwar sind der Simulationsumgebung diese Werte vor einer Simulation bekannt, den EMAs ist der Zugriff darauf jedoch verwehrt, da diese Information in der Realität auch nicht verfügbar wären.

Nach dieser Startphase startet die intervallbasierte Simulation. Dazu ist der Simulationszeitraum in feste Intervalle eingeteilt, beispielsweise in 1440 Intervalle bei einer Intervalldauer von einer Minute und einem Simulationszeitraum von einem Tag. Diese Zeitschlitze werden nun nacheinander durchlaufen. Zu Beginn eines jeden Intervalls werden die Zustände der Geräte aktualisiert und die Durchschnittsleistung sowie die Flexibilität für das darauf folgende Intervall bestimmt. Wenn ein EMA aktiviert ist, wird dieser anschließend durchgeführt. Die Kommunikation, die ein EMAs dafür benötigt, wird, falls gewünscht, mit simuliert. Dazu wird jede Nachricht durch ein simuliertes Kommunikationsnetz gesendet, welches die Nachrichten verzögert. Wenn die Simulation das Stromnetz mit berücksichtigt, kann während des Durchlaufes oder anschließend eine Lastflussanalyse durchgeführt werden. Wenn der EMA konvergiert ist, werden die Gerätezustände für das nächste Intervall abgespeichert. Dieses Verhalten wiederholt sich für jedes Intervall, bis der gesamte Simulationszeitraum simuliert wurde.

In der Schlussphase werden die gesammelten Daten analysiert und Statistiken, beispielsweise über die Energiemanagement-Qualität, erstellt. Anschließend exportiert die Simulationsumgebung diese Statistiken und speichert diese auf der Festplatte. Im letzten Schritt können Statistiken noch graphisch oder tabellarisch aufbereitet werden.

5.3 Modellierung des Grundverbrauchs

Um eine Basis für den Stromverbrauch von Haushalten zu erzeugen, existieren zwei grundlegend verschiedene Verfahren. Auf der einen Seite ist das Top-down Verfahren, welches anhand eines Lastprofils von vielen Haushalten durch herunter skalieren auf den Energieverbrauch eines einzelnen Hauses abstrahiert. Auf der anderen Seite ist das Bottom-up Verfahren, welches die einzelnen Energieverbraucher eines Haushaltes analysiert und anhand dessen den Energieverbrauch eines Haushaltes errechnet. Diese beiden Verfahren wurden bereits ausführlicher im Kapitel 2 beschrieben.

Der Vorteil der Top-down Methode ist, dass das Verfahren deutlich weniger aufwendig ist und daher nur wenig Ressourcen benötigt. Die Top-down

Methode erlaubt jedoch weder realistischen Stromverbrauch für eine kleine Anzahl an Haushalten, noch werden einzelne Geräte simuliert. Dieses sind jedoch wichtige Anforderung an die Simulationsumgebung, weshalb nur die Verwendung der Bottom-up Methode in Frage kommt. Weiterer Vorteil der Bottom-up Methode ist die Parametrisierbarkeit der Marktdurchdringungen einzelner Geräte. So können individuelle Szenarien erstellt und deren Stromverbrauch simuliert werden.

Der nachfolgende Abschnitt beschreibt, wie die Simulation des Stromverbrauchs eines Haushaltsverbundes in dieser Arbeit realisiert wurde. Die Verifikation des Energieverbrauchs erfolgt im nächsten Abschnitt anhand des Standardlastprofils für Haushalte und anhand von Daten des Statistischen Bundesamtes.

5.3.1 Ermittlung des Stromverbrauches eines Haushaltsverbundes

Dieser Abschnitt stellt das, in dieser Arbeit entwickelte Bottom-up Verfahren für die Ermittlung des Stromverbrauches detailliert vor.

Die Verbrauchswerte von Geräten, die einen stark variierenden Stromverbrauch haben, wie Kühlgeräte, Spülmaschinen, Waschmaschinen und Wäschetrockner wurden vermessen. Bei Geräten, die einen annähernd konstanten Stromverbrauch haben, wurden Daten aus Datenblättern genutzt. Dazu gehören Beleuchtung, Bürobedarf (PC und Monitor), Unterhaltungselektronik und sonstige Geräte wie Föhn, Toaster oder Wasserkocher.

Für das Vermessen der einzelnen Geräte wurde der Stromverbrauch in Intervallen von 2 Sekunden mit einer intelligenten Steckdose (Pikkerton Smart Energy Meter ZBS-110 V2) gemessen und über eine Funkschnittstelle zu einem Gateway (ConnectPort® X4) gesendet. Das Gateway sendet den Stromverbrauch anschließend zu einem Server, der die Daten in einer Datenbank speichert. Der Verbrauch wurde im Nachhinein auf Minutenbasis zusammengefasst. Abbildung 5.3 zeigt beispielhaft den Stromverbrauch $P^*(t)$ eines Wäschetrockners, der eine Zeit von $t_d = 90$ Minuten für den Programmablauf benötigt. Es wurden mehrere Geräte mit verschiedenen Programmen vermessen und in der Datenbasis hinterlegt. Da immer mehrere Geräte eines Typs, z. B. mehrere Wäschetrockner, vermessen wurden, werden Geräteklassen gebildet. Eine Geräteklasse beinhaltet mehrere Geräte des gleichen Typs.

Da nicht jedes Gerät exakt einmal täglich genutzt wird, ist es notwendig Aktivierungshäufigkeiten zu definieren. Auch die Marktdurchdringung der Geräte ist unterschiedlich. Die Aktivierungen pro Tag und die Marktdurchdringung sind in Tabelle 5.1 dargestellt. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein

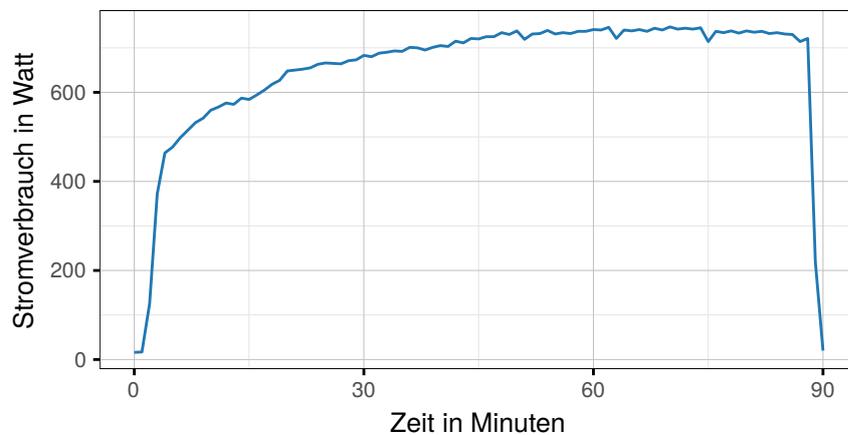


Abbildung 5.3: Stromverbrauch eines Wäschetrockners während des Ablaufs eines Programms

Tabelle 5.1: Marktdurchdringung von Haushaltsgeräten und deren Aktivierungen pro Tag (Wochentag, Sommer, zwei Personen Haushalt) [Sta13]

Geräteklasse c	Marktdurchdringung e_c in Prozent	Aktivierungen pro Tag (f_d)
Beleuchtung	100,0	1,40
Büro	88,3	1,15
Gefriergerät	50,8	variabel
Geschirrspüler	69,5	0,70
Herd	94,0	1,50
Kühlschrank	99,9	variabel
Sonstige	100,0	2,00
Unterhaltungselektronik	97,9	1,40
Wäschetrockner	39,5	0,60
Waschmaschine	93,9	0,60

Haushalt beispielsweise einen Wäschetrockner besitzt, beträgt weniger als 40 Prozent. Falls ein Haushalt einen solchen besitzt, wird dieser durchschnittlich 0,6 mal am Tag benutzt.

Um dem Stromverbrauchsverlauf eines Gerätes zu errechnen, werden Aktivierungswahrscheinlichkeitsfunktionen $p_d(t)$ eingeführt. Für diese Funktionen sind in der Literatur wenig bis gar keine Daten vorhanden, weshalb die Daten empirisch bestimmt wurden bzw. auf eigenen Annahmen basieren. Die Aktivierung eines Gerätes wie beispielsweise eines Wäschetrockners ist abhängig von der Tageszeit (siehe Abbildung 5.4). So wurden Aktivierungs-

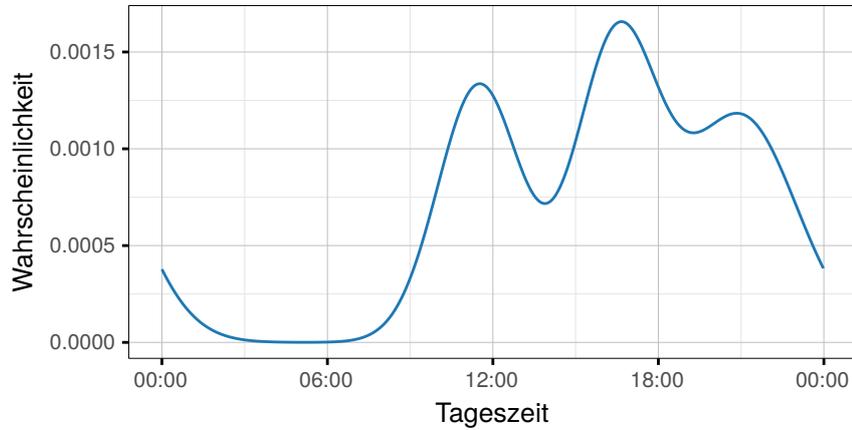


Abbildung 5.4: Minütliche Aktivierungswahrscheinlichkeit eines Wäschetrockners an einem Werktag im Sommer bei einem Haushalt mit zwei Personen

wahrscheinlichkeitsfunktion festgelegt, die in diesem Fall aus drei Gauß-Funktionen ($|G| = 3$) nach Gleichung 5.1 besteht.

$$p_d(t) = \sum_{tag=-1}^1 \sum_{g=1}^{|G|} \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma_g^2}} \cdot e^{-\frac{(t+tag \cdot S - \mu_g)^2}{2\sigma_g^2}} \quad (5.1)$$

Der Wert μ_g ist die Uhrzeit mit der maximalen Aktivierungswahrscheinlichkeit der aktuellen Gauß-Funktion g und σ_g deren Standardabweichung. Die Konstante S bezieht die zeitliche Auflösung pro Tag. Der Vortag ($tag = -1$) und der folgende Tag ($tag = 1$) wird mit berücksichtigt, damit sichergestellt ist, dass auch morgens nach 0 Uhr die Aktivierungswahrscheinlichkeit realistisch ist und dass das Integral über den ganzen Tag exakt 1 ist.

Der Stromverbrauch $P_d(\tau)$ eines Gerätes d kann nun für jedes Intervall τ aus den Werten des Stromverbrauches eines Durchlaufes $P_d^*(t)$, der Aktivierungswahrscheinlichkeitsfunktion $p_d(t)$ und der Aktivierungshäufigkeit f_d bestimmt werden:

$$P_d(\tau) = f_d \cdot \sum_{t=0}^{\tau} P_d^*(t) \cdot p_d(\tau - t) \quad (5.2)$$

Das so errechnete Stromverbrauchsprofil eines Gerätes entspricht der diskreten Faltung aus Aktivierungswahrscheinlichkeitsfunktion und dem Stromverbrauch. Das Verbrauchsprofil des einzelnen Wäschetrockners ist in Abbildung 5.5 dargestellt. Aufgrund des relativ konstanten Stromverbrauches $P_d^*(t)$ des einzelnen Wäschetrockners (Abbildung 5.3), ähnelt sein Verbrauchsprofil im Verlauf, der Aktivierungswahrscheinlichkeitsfunktion (Abbildung 5.4).

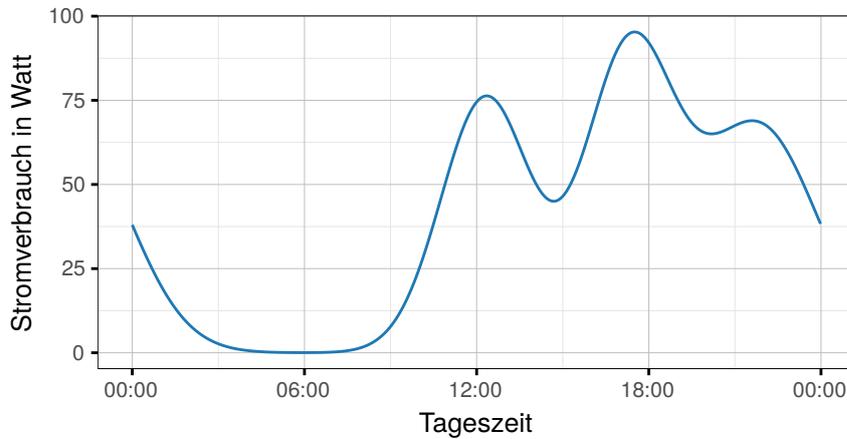


Abbildung 5.5: Durchschnittlicher Verbrauch des Wäschetrockners in Abhängigkeit von der Tageszeit

Der Leistungsverlauf $P_k(t)$ für die Geräteklasse k (Beispielsweise Wäschetrockner) kann durch das Mitteln aller definierten Stromverbrauchsverläufe $P_d(t)$ errechnet werden.

Im nächsten Schritt kann nun der Verbrauch $P_h(t)$ eines Haushaltes h über alle Geräteklassen K errechnet werden. Dabei steht die Variable e_k für die Marktdurchdringung einer Geräteklasse k .

$$P_h(t) = \sum_{k=1}^{|K|} e_k \cdot P_k(t) \quad (5.3)$$

Die Haushalte sind dabei nach Anzahl der Bewohner r unterteilt. Dies ist notwendig, da die Marktdurchdringung der Geräte e sowie die Aktivierungshäufigkeiten f von der Anzahl der Bewohner abhängen. In den verwendeten Quellen wurden die Haushalte meist in die Kategorien ein, zwei, drei, vier und mindestens fünf Bewohner unterteilt. Diese Einteilung wurde in dieser Arbeit übernommen ($R = \{1; 2; 3; 4; 5+\}$). Folglich ist die Formel zur Berechnung des gesamten Leistungsverbrauchs aller Haushalte

$$P(t) = P_R(t) = \sum_{r=1}^{|R|} A_r \cdot (P_r(t) + \bar{P}_r) . \quad (5.4)$$

Dabei entspricht A_r dem Anteil an Haushalten mit r Personen [Sta11], P_r dem Verbrauch eines Haushaltes mit r Personen und \bar{P}_r einer Konstanten, die dessen Standby-Verbrauch repräsentiert. Eine Verwendung des Durchschnittswertes für die Parameter Marktdurchdringung und Anzahl der Bewohner

Tabelle 5.2: Unterscheidung der Tage in neun Kategorien für die Simulation des Grundverbrauchs

Winter			Übergang			Sommer		
1.11. - 20.3.			21.3. - 14.5. und 15.9. - 31.10.			15.5. - 14.9.		
Mo. - Fr.	Sa.	So.	Mo. - Fr.	Sa.	So.	Mo. - Fr.	Sa.	So.

stellt eine Alternative dar. Die hier vorgestellte Methode erlaubt jedoch zusätzlich das gezielte Simulieren von Wohngebieten mit nicht repräsentativen Haushalten.

Diese Berechnungsmethode muss für die verschiedenen Tage separat durchgeführt werden. Die Tage sind dabei in neun Kategorien unterteilt (siehe Tabelle 5.2).

Mit diesem Verfahren kann der zeitabhängige Durchschnittsverbrauch von Haushalten ermittelt werden. Dieser kann auch als Lastprofil der Haushalte bezeichnet werden.

5.3.2 Simulation des Stromverbrauches einzelner Haushalte

Die Simulation von einzelnen Haushalten, wie sie in dieser Arbeit auch später immer genutzt wird, ist prinzipiell an das Verfahren eines Haushaltsverbundes angelehnt. Anstelle der Durchschnittsbildungen, wird anhand der Wahrscheinlichkeiten e und f entschieden, ob ein einzelner Haushalt ein Gerät besitzt bzw. ob das Gerät aktiviert wird. Ferner wird, sofern ein Gerät aktiviert werden soll, der Zeitpunkt mithilfe der Aktivierungswahrscheinlichkeitsfunktion $p(t)$ bestimmt.

Hierdurch ergibt sich ein deutlich volatilerer Stromverbrauch, in dem sogar einzelne Haushaltsgeräte detektiert werden können. Abbildung 5.6 zeigt beispielhaft den Stromverbrauch eines einzelnen Zweipersonenhaushalts. Klar zu erkennen ist in diesem Lastprofil ein Kühlgerät, welches regelmäßig Energie verbraucht sowie andere Geräte, die teilweise einen hohen Stromverbrauch von temporär über 1500 Watt aufweisen.

5.4 Evaluation und Verifikation des Grundverbrauchs

Für die Verifikation des Grundverbrauchs von Haushalten ist zunächst der durchschnittliche Haushaltsstromverbrauch zu errechnen. Da bei der simu-

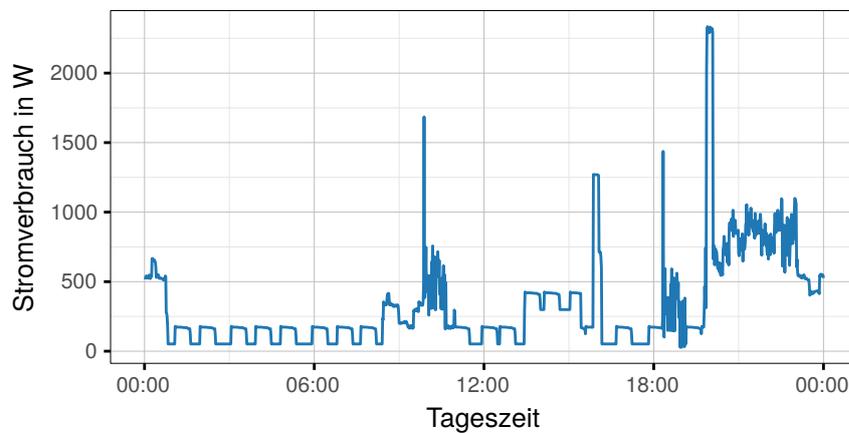


Abbildung 5.6: Verbrauch eines einzelnen Haushaltes in Abhängigkeit von der Tageszeit

lierten Grundlast keine elektrische Trinkwarmwassererzeugung berücksichtigt ist, werden reale Vergleichsdaten ohne diese benötigt. Diese sind einer Veröffentlichung der EnergieAgentur NRW entnommen [Ene15] und sind in Abbildung 5.7 blau dargestellt. Der Energieverbrauch der Simulation ist rot dargestellt. Die Übereinstimmung von Simulation und realen Werten bilden einen ersten Schritt zur Verifikation. Der durchschnittliche reale Gesamtstromverbrauch errechnet sich mithilfe von Daten der EnergieAgentur NRW, in denen die Haushaltsverbrauchsdaten aufgeschlüsselt nach dort lebenden Personen sind sowie aus Daten vom Statistischen Bundesamt [Sta11], die beschreiben, wie viele Personen in den Haushalten in Deutschland leben. Der durchschnittliche Stromverbrauch beläuft sich danach auf etwa 2821 kWh pro Jahr. Der simulierte durchschnittliche Stromverbrauch kommt auf 2815 kWh pro Jahr. Diese Übereinstimmung kann als ausreichend bezeichnet werden, denn alleine durch den aktuellen Trend hin zu kleineren Haushalten, verringert sich der durchschnittliche Stromverbrauch eines Haushaltes in Zukunft voraussichtlich recht schnell [BDE16].

Neben der Verifikation der Energiemenge, ist der Zeitpunkt des Energieverbrauchs relevant. Hierfür werden Standardlastprofile verwendet [Wes16]. Abbildung 5.8 zeigt das Standardlastprofil für Haushalte (H0) verglichen mit dem durchschnittlichen simulierten Verbrauch eines Haushaltes an einem Werktag im Sommer. Tabelle 5.3 zeigt die korrespondierenden mittleren quadratischen Abweichungen der Lastprofile.

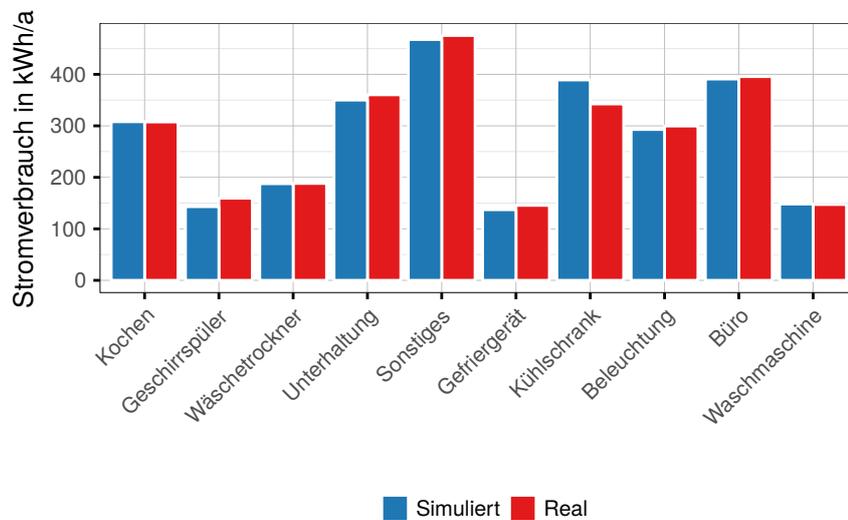


Abbildung 5.7: Vergleich zwischen den simulierten Verbrauchsdaten der Gerätekategorien mit den realen Daten auf Basis der EnergieAgentur Nordrhein-Westfalen [Ene15]

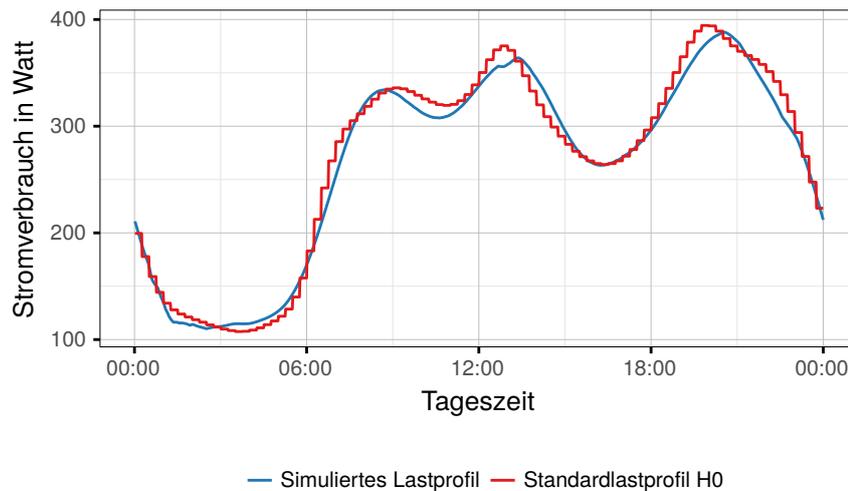


Abbildung 5.8: Simuliertes Lastprofil eines Werktages im Sommer im Vergleich zu dem entsprechenden Standardlastprofil [Wes16]

5.5 Modellierung von Haushalten und zukünftigen steuerbaren Geräten

Der bisher modellierte Grundverbrauch besteht aus Geräten, die derzeit bereits zahlreich in Haushalten verfügbar sind. In diesem Abschnitt werden Geräte, für die zukünftig eine höhere Marktdurchdringung erwartet wird

Tabelle 5.3: Verschiedene Standardlastprofile mit dem zugehörigen Energieverbrauch sowie der mittleren quadratischen Abweichung zwischen Simulation und vorgegebenem Standardlastprofil [Wes16]

		Energie in Wh		Mittlere quadratische Abweichung in Watt ²
		Simuliert	Real	
Winter	Werktag	8466	8563	200,6
	Samstag	9663	9670	343,0
	Sonntag	9003	8997	291,9
Übergang	Werktag	7525	7428	87,0
	Samstag	8295	8304	136,0
	Sonntag	7632	7632	187,0
Sommer	Werktag	6482	6506	127,5
	Samstag	7047	7012	142,4
	Sonntag	6616	6598	140,5

modelliert. Hierzu gehören insbesondere wärmeerzeugende Geräte, wie μ BHKWs oder WPs. Um realistische Einsätze dieser Geräte zu ermöglichen, wird zunächst der Wärmebedarf eines Haushaltes modelliert. Nach den Wärmeverbrauchern werden die Modelle für EVs und deren Bewegungsprofile sowie Modelle für BSs vorgestellt.

5.5.1 Haushalt als Wärmeverbraucher

Für eine Wärmesimulation ist es zunächst notwendig den Wärmebedarf von Haushalten zu kennen. Dabei ist, ähnlich wie bei dem Stromverbrauch von Haushalten, ein Profil vonnöten, da der Wärmeverbrauch ebenfalls keineswegs konstant ist. Hierzu hat der Verein Deutscher Ingenieure (VDI) 2008 eine Richtlinie herausgearbeitet [Ver08]. Diese Richtlinie bezieht sich auf Einfamilienhäuser mit maximal zwölf Personen und Mehrfamilienhäuser mit bis zu 40 Wohneinheiten. Diese Richtlinie gliedert den Wärmebedarf in Heizwärmebedarf Q_H und Trinkwarmwasserbedarf Q_W .

Besonders der Heizwärmebedarf Q_H ist von den, über den Jahresverlauf schwankenden, äußerlichen Bedingungen abhängig. Hier wird jedoch ausschließlich die Unterscheidung zwischen Werktag (Montag bis Samstag) und Sonntag/Feiertag anhand des Kalenders vorgenommen. Die zwei weiteren Kriterien hängen direkt von den Wetterdaten ab. Die Tagesmitteltemperatur repräsentiert die Außentemperatur und bildet das erste Kriterium. Ist diese unter $5\text{ }^\circ\text{C}$, so handelt es sich um einen Wintertag. Wenn sie zwischen $5\text{ }^\circ\text{C}$

Tabelle 5.4: Systematik der Typtagkategorien [Ver08]

Temperatur	Werktag W		Sonntag S	
	Heiter H	Bewölkt B	Heiter H	Bewölkt B
< 5 °C (W)	WWH	WWB	WSH	WSB
5 °C ... 15 °C (Ü)	ÜWH	ÜWB	ÜSH	ÜSB
> 15 °C (S)	SWX		SSX	

und 15 °C ist, wird von einem Übergangstag gesprochen. Falls die Tagesmitteltemperatur höher als 15 °C ist, so liegt ein Sommertag vor. Das zweite Kriterium ist der Bedeckungsgrad. Falls dieser unter $\frac{5}{8}$ ist, handelt es sich um einen heiteren Tag, andernfalls ist es ein bewölkter Tag. Tabelle 5.4 zeigt eine Übersicht der verschiedenen Typtage (TT). Für die Sommertage wurde auf eine Unterteilung in heiter und bewölkt verzichtet, da der Heizwärmebedarf in beiden Fällen sehr klein ist.

Für die Wetterdaten wurde auf den Deutschen Wetterdienst zurückgegriffen. Hier wurden die Daten der Station am Flughafen Münster/Osnabrück genutzt. Diese könnten durch Wetterdaten einer beliebigen anderen Station ausgetauscht werden. [Deu16]

Der tägliche Raumwärmebedarf $Q_{H,TT}$ hängt darüber hinaus noch von dem Energieverbrauchskennwert (EVK) und der Nutzfläche (NF) der Wohneinheit ab:

$$Q_{H,TT} = \text{EVK} \cdot \text{NF} \cdot \frac{F_{H,TT}}{1000} \quad (5.5)$$

Die Daten für die Energieeffizienz (siehe Abbildung 5.9a) sind an den dena Gebäudereport [Deu12] angelehnt. Die Verteilung der Wohnfläche ist aus [Sta11] entnommen. Im Simulator wird nach dem Festlegen der Wohnfläche entschieden, wie viele Personen n in den Haushalten leben. Dabei ist es wahrscheinlicher, dass in einem flächenmäßig großen Haushalt mehr Personen leben als in einem flächenmäßig kleinen. Dafür wurden ebenfalls Daten aus [Sta11] genutzt.

Für den jährlichen Trinkwarmwasserbedarf $Q_{W,a}$ wird lediglich zwischen Einfamilien- und Mehrfamilienhaus unterschieden. Dieser beträgt bei einem Einfamilienhaus 500 kWh pro Person und Jahr und bei einem Mehrfamilienhaus 1000 kWh pro Haushalt und Jahr. Der tägliche Trinkwarmwasserbedarf errechnet sich nach Gleichung 5.6.

$$Q_{W,TT} = \begin{cases} Q_{W,a} \cdot \left(\frac{1}{365} + \frac{n \cdot F_{W,TT}}{1000} \right), & \text{wenn } n \cdot F_{W,TT} > \frac{-1000}{365} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (5.6)$$

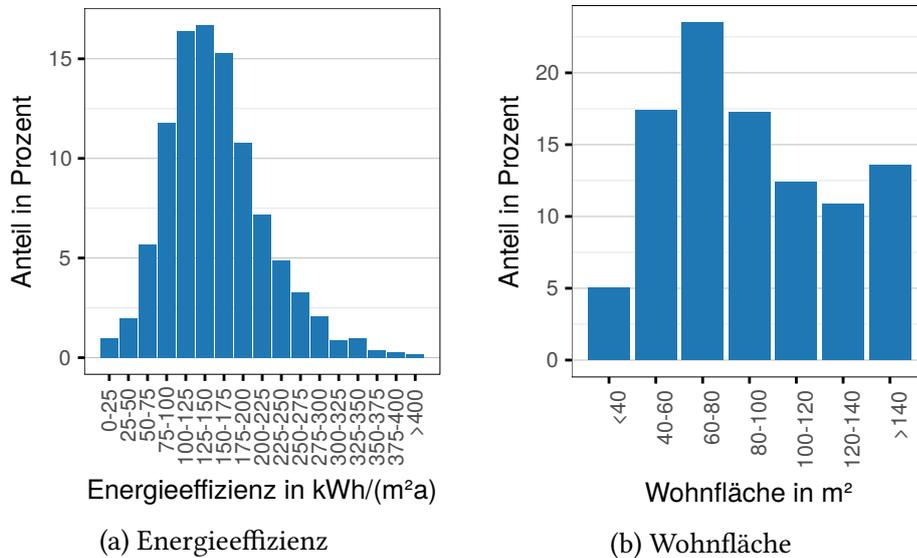


Abbildung 5.9: Wahrscheinlichkeiten für die Energieeffizienz und die Wohnfläche der Haushalte

Tabelle 5.5: Faktoren für den Energiebedarf je Typtag für Ein- und Mehrfamilienhäuser an der Messstation (Klimazone 05) [Ver08]

Typtag (TT)	Einfamilienhaus		Mehrfamilienhaus	
	$F_{H,TT}$	$F_{W,TT}$	$F_{H,TT}$	$F_{W,TT}$
ÜWH	1,6855	-0,125 80	1,8053	0,012 899
ÜWB	2,6847	-0,060 92	2,5558	0,004 005
ÜSH	1,8530	0,317 68	1,5617	0,004 005
ÜSB	2,7470	0,370 93	2,1884	0,016 853
SWX	0,0000	-0,204 23	0,3478	-0,053 317
SSX	0,0000	0,152 10	0,2663	-0,044 422
WWH	5,2114	0,082 38	6,1810	0,028 712
WWB	5,3066	0,032 03	5,0846	0,027 724
WSH	5,1848	0,758 24	5,4435	0,020 806
WSB	4,6805	0,409 66	4,2850	0,014 876

Dabei entspricht n bei einem Einfamilienhaus der Personenanzahl und bei einem Mehrfamilienhaus der Anzahl der Wohneinheiten. Die Werte für $F_{H,TT}$ und $F_{W,TT}$ sind in Tabelle 5.5 dargestellt.

Mit dem Wissen des Tagesverbrauchs an Trinkwarmwasser $Q_{W,TT}$ und Heizwärme $Q_{H,TT}$ kann nun der Verbrauch über den Tagesverlauf angegeben werden. Hierfür sind in der Richtlinie minutengenaue Faktoren für den Heiz-

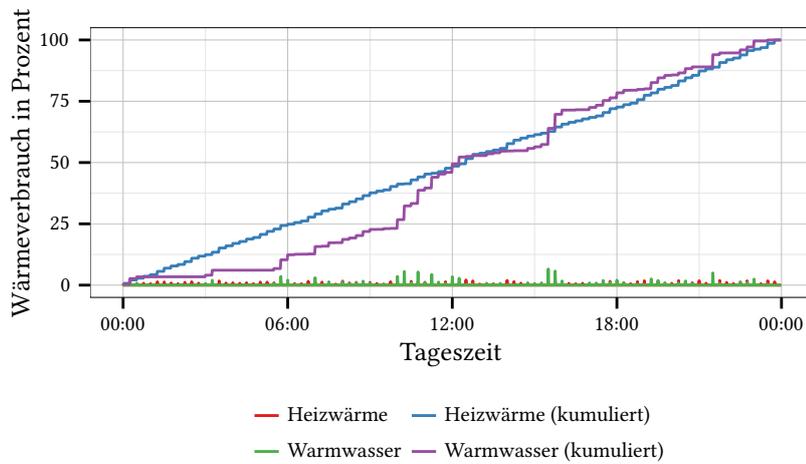


Abbildung 5.10: Prozentualer Verbrauch von Heizwärme und Trinkwarmwasser eines einzelnen Haushaltes über einen Tag (Übergangszeit, Werktag, Mehrfamilienhaus)

bedarf $F_{H,n,TT}$ und für den Trinkwarmwasserverbrauch $F_{W,n,TT}$ angegeben. Der Verbrauch in Abhängigkeit von der Zeit kann anhand der Gleichung 5.7 und Gleichung 5.8 errechnet werden.

$$Q_{H,TT}(t) = F_{H,n,TT}(t) \cdot Q_{H,TT} \quad (5.7)$$

$$Q_{W,TT}(t) = F_{W,n,TT}(t) \cdot Q_{W,TT} \quad (5.8)$$

Für jeden Typtag existiert nur jeweils eine Faktorreihe für $F_{H,n,TT}(t)$ und $F_{W,n,TT}(t)$. Wenn nun jeder Haushalt exakt zu den gleichen Tageszeiten Wärmeenergie benötigt, stellen sich Gleichzeitigkeitseffekte ein, die auch einen Einfluss auf den Stromverbrauch haben können und so in der Realität nicht vorkommen. Um diesem entgegenzuwirken, wird als pragmatische Lösung der Wärmeverbrauch um eine zufällige Zeit von maximal 120 Minuten verschoben (gleichverteilt). Der unverschobene Wärmeverbrauch ist in Abbildung 5.10 dargestellt. Sowohl der Trinkwarmwasserbedarf als auch der Heizwärmebedarf wird aus einem Wärmespeicher gedeckt.

5.5.2 Wärmespeicher

Der Wärmespeicher, häufig auch Pufferspeicher genannt, ist die Verbindungsstelle zwischen Wärmebedarf und Wärmeerzeugung. Die für Wärmeerzeugung vorgesehenen Geräte speisen diesen Wärmespeicher und der Haushalt entnimmt seinen Wärmebedarf ausschließlich aus jenem. Dabei kann ein

Wärmespeicher für eine einzelne Wohneinheit oder auch für einen Wohnkomplex verwendet werden. Thermische Effekte und schleichender Wärmeverlust ohne eine Entnahme werden dabei standardmäßig nicht berücksichtigt.

Die Größe des Wärmespeichers w_{skap} wird in kWh angegeben und variiert abhängig vom jährlichen Wärmebedarf $Q_{H,a} + Q_{W,a}$ und der Anzahl der Wohneinheiten $|WE|$. Für die Variation in Abhängigkeit der Wohneinheiten wird ein Gleichzeitigkeitsfaktor ϕ eingeführt (siehe Gleichung 5.9). Dieser ist angelehnt an [RSS99].

$$\phi = 0.2 + \frac{0.8}{\sqrt{|WE|}} \quad (5.9)$$

Weiter werden Parameter wie die maximale Temperaturdifferenz des Wärmespeichers $\Delta T = 35$ K, die spezifische Wärmekapazität von Wasser ($c = 4,182$ kJ/(kg K) = 1,161 Wh/(kg K)), das Volumen des Wärmespeichers von $v = \frac{1}{15}$ L/(kWh/a) sowie der jährliche Heizwärme- $Q_{H,a,we}$ und Warmwasserbedarf $Q_{W,a,we}$ der Wohneinheiten berücksichtigt.

$$w_{skap} = \phi \cdot c \cdot \Delta T \cdot v \cdot \sum_{we=1}^{|WE|} (Q_{H,a,we} + Q_{W,a,we}) \quad (5.10)$$

Beispiel:

Ein Haus, bestehend aus sechs Wohneinheiten mit jeweils 80 m^2 und einer Wärmeeffizienz von $150 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a})$, bildet einen Wärmeverbund. Dann belüftet sich die entsprechende Kapazität des Wärmespeichers auf

$$\begin{aligned} w_{skap} &= \left(0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{6}}\right) \cdot 1,161 \text{ Wh}/(\text{kg K}) \cdot 35 \text{ K} \cdot \frac{1}{15} \text{ L}/(\text{Wh}) \\ &\cdot \left(150 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ a}) \cdot 80 \text{ m}^2 + 1000 \text{ kWh/a}\right) \cdot 6 \\ &\approx 111 \text{ kWh} . \end{aligned} \quad (5.11)$$

5.5.3 Heizstab

Zu jedem Wärmespeicher existiert ein Heizstab, der elektrischen Strom in Wärme wandeln kann. Dieser speist die Wärme direkt in den Wärmespeicher ein. Die maximale Leistung des Heizstabes ist, wenn nicht anders definiert, auf 10 kW festgelegt. Da ein Heizstab meist in Verbindung mit ökonomischeren und ökologischeren Wärmequellen, wie μ BHKWs oder WPs, eingesetzt wird, ist die Nutzung des Heizstabes möglichst zu vermeiden. Daher ist eine obere Grenze q_{soll} für den Füllstand des Wärmespeichers definiert. Falls der Wärmespeicher einen höheren Füllstand aufweist, darf der Heizstab nicht



Abbildung 5.11: Zustände eines Heizstabes in Abhängigkeit vom Füllstand des Wärmespeichers

aktiviert werden. Abbildung 5.11 zeigt die Zustände eines Heizstabes in Abhängigkeit vom Füllstand des Wärmespeichers. In einem konventionellen Haus ohne EMA wird der Heizstab aktiviert, sobald der Ladestand des Wärmespeichers q_{krit} unterschreitet und deaktiviert, wenn dieser über q_{soll} steigt. Hierdurch ergibt sich eine Hysterese.

5.5.4 Wärmepumpe

Im Vergleich zu einem Heizstab bietet eine Wärmepumpe eine effizientere Möglichkeit elektrischen Strom in Wärme zu wandeln. Eine WP hat einen so genannten Leistungskoeffizienten COP . Dieser gibt das Verhältnis zwischen der erzeugten Wärmeleistung $P_{w\ddot{a}rme}$ und der dafür notwendigen elektrischen Leistung P_{el} an:

$$COP = \frac{P_{w\ddot{a}rme}}{P_{el}} \quad (5.12)$$

WPs wandeln eine Einheit elektrische Energie meist in mehr als drei Einheiten Wärme um.

WPs unterteilen sich grundsätzlich in mehrere Kategorien, die sich maßgeblich dadurch unterscheiden, welcher Substanz die Wärme entzogen wird. In diesem Simulator werden drei verschiedene Wärmepumpen verwendet:

- Luft/Wasser
- Sole/Wasser
- Wasser/Wasser

Dabei werden die Leistungskoeffizienten bei bestimmten Temperaturdifferenzen angegeben. Im Simulator werden die COPs für die Temperaturdifferenzen A2/W35, B0/W35 und W10/W35 verwendet. Das heißt, dass die Lufttemperatur mit 2 °C, die Soletemperatur mit 0 °C und die Wassertemperatur mit 10 °C angenommen wird. Der Wert von 35 °C entspricht der Temperatur des aufgewärmten Wassers. Das heißt nicht, dass die Temperatur des warmen Wassers nicht davon abweichen kann. Es wird lediglich der Coefficient of Performance (COP) von diesen Temperaturen genutzt. In der Simulationsumgebung werden Daten aus den Datenblättern von 238 Wärmepumpen

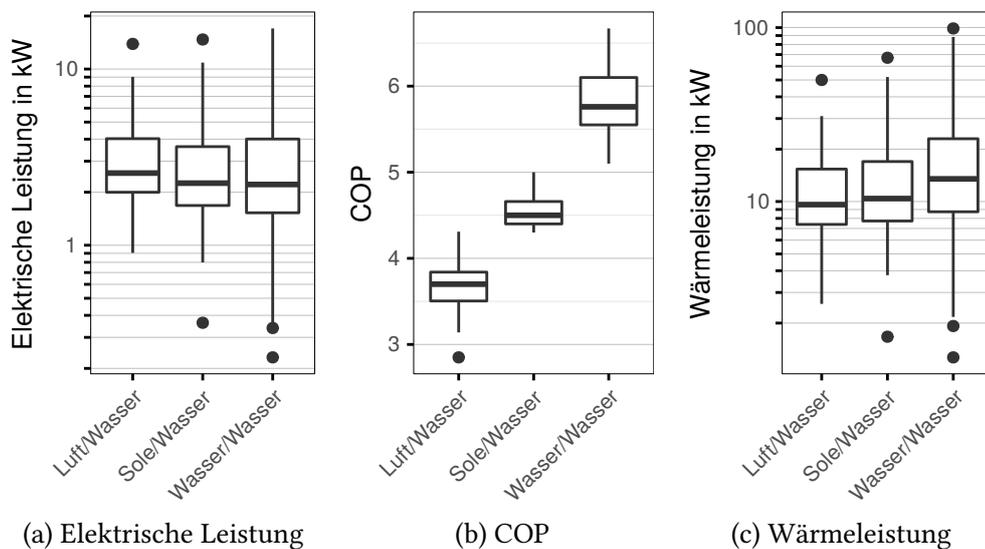


Abbildung 5.12: Eigenschaften der hinterlegten Wärmepumpen

verwendet. Abbildung 5.12 zeigt einen Boxplot der Leistungen und COPs der verwendeten Wärmepumpen.

Die Box bildet die mittleren 50 Prozent der Werte ab. Dabei trennt der Median die oberen und unteren 25 Prozent. Die vertikalen Linien ober und unterhalb der Box stellen verbleibende Messwerte dar und werden um weiter entfernte Messpunkte ergänzt. Für eine detailliertere Beschreibung sei auf die Funktion `geom_boxplot()` von `ggplot2` verwiesen³.

Aufgrund der verschiedenen Größen und der unterschiedlichen Effizienz der Haushalte (siehe Unterabschnitt 5.5.1) muss für jeden Haushalt eine richtig dimensionierte Wärmepumpe ausgewählt werden. Hierfür wird festgelegt wie lange die WP benötigen darf, um die jährlich notwendige Heizleistung zu erzeugen. Diese nötige Laufzeit darf standardmäßig zwischen 2000 und 3333 Stunden pro Jahr betragen, kann jedoch, falls nötig, angepasst werden. Um schnelles Schalten der WP zu verhindern, wird eine Mindestlaufzeit von 15 Minuten festgelegt. Unmittelbar nachdem eine WP aktiviert wurde, ist es dem EMA demnach nicht gestattet die WP zu deaktivieren.

Wie schon bei dem Heizstab hat auch eine WP ein vom Füllstand des Wärmespeichers abhängiges Verhalten (siehe Abbildung 5.13). Falls der Wärmespeicher weniger als q_{krit} gefüllt ist, wird die WP aktiviert, bzw. nicht deaktiviert. Falls der Füllstand höher als q_{krit} ist, so ist die WP steuerbar. Im Falle eines konventionellen Haushaltes wird die WP deaktiviert, wenn der Wärmespeicher voll ist. Dadurch ergibt sich auch hier eine Hysterese.

³http://ggplot2.tidyverse.org/reference/geom_boxplot.html

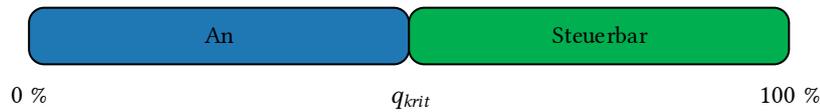


Abbildung 5.13: Zustände einer Wärmepumpe in Abhängigkeit vom Füllstand des Wärmespeichers

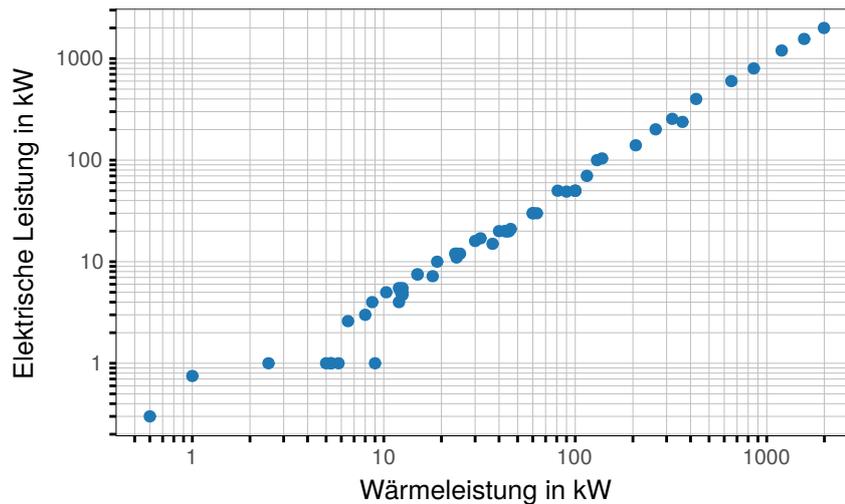


Abbildung 5.14: Elektrische- und Wärmeleistung der verfügbaren Mikro Blockheizkraftwerke

5.5.5 Mikro Blockheizkraftwerk

Ein Mikro Blockheizkraftwerk (μ BHKW) ist ein Gerät, welches aus konventionellen Energieträgern wie Heizöl oder Gas elektrische Energie und Wärmeenergie gewinnt. Besonders kleinere μ BHKWs erzeugen meist deutlich mehr von der niederwertigen Wärmeenergie als elektrischen Energie. Abbildung 5.14 zeigt die elektrische- und Wärmeleistung der im Simulator hinterlegten μ BHKWs. Die Daten der insgesamt 58 μ BHKWs stammen aus den entsprechenden Datenblättern. Gut zu erkennen ist dort auch, dass das Verhältnis von elektrischer- und Wärmeleistung bei größeren μ BHKWs steigt.

Wie schon bei den WPs ist es wichtig, dass die Größe der μ BHKWs für den jeweiligen Jahreswärmeenergiebedarf angepasst wird. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein μ BHKW möglichst lange laufen sollte um unnötige Kaltstarts, die zu einem erhöhten Verschleiß führen, zu vermeiden. Daher wird bei den μ BHKWs vorausgesetzt, dass die nötige Laufzeit zur Erzeugung des Jahresenergiebedarfes mindestens 5000 Stunden beträgt. Als weitere Maßnahme, um die Anzahl der Kaltstarts zu reduzieren, wird eine Mindest-

laufzeit von 120 Minuten gesetzt. Ein spezielles in der Realität vorhandenes Anlaufverhalten eines μ BHKWs ist im Simulationsmodell nicht berücksichtigt.

Auch das μ BHKW nutzt eine Hysterese. Genau wie bei einer WP wird das μ BHKW aktiviert, sobald der Füllstand des Wärmespeichers unter q_{krit} fällt (siehe Abbildung 5.13). Jedoch wird vor einer Aktivierung auch berechnet, ob das μ BHKW so lange aktiv bleiben kann wie die Mindestlaufzeit vorgibt, ohne dass der Wärmespeicher überfüllt wird. Dies kann jedoch nur bei einem sehr hoch gewählten kritischen Füllstand des Wärmespeichers q_{krit} auftreten.

5.5.6 Photovoltaik-Anlage

Eine Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage) ist eine Anlage zum Wandeln von Sonnenenergie in elektrischen Strom. Die Leistung einer Anlage hängt von der Größe, der Dachneigung, und der Sonneneinstrahlung ab. Einen durchschnittlichen Ertrag von PV-Anlagen zu nehmen und auf einen einzelnen Haushalt herunter zu rechnen ist unzureichend, da der tatsächliche Ertrag einer Anlage deutlich volatiler ist. Deutlich besser ist die Nutzung von realen Erträgen mehrerer einzelner PV-Anlagen. Auf Solarlog [Sol16] liegt der Ertrag von vielen PV-Anlage in 5 Minuten Intervallen vor. Dort wurden die Erträge von PV-Anlagen extrahiert, die in den Postleitregionen 48 und 49 installiert sind und bei denen die Ertragsdaten kontinuierlich über fünf Jahre aufgezeichnet wurden. Die Ertragsdaten von insgesamt 27 einzelnen PV-Anlage sind im Simulator hinterlegt worden.

Aufgrund der räumlichen Nähe ergibt sich eine Korrelation, jedoch, aufgrund der nicht exakt gleichen Orte sowie verschiedenen Dachneigungen, keine Gleichheit. Zusätzlich besteht auch die Möglichkeit, nur Daten einer einzelnen PV-Anlage zu nutzen. Dies ist insbesondere sinnvoll, wenn ausdrücklich direkt benachbarte Haushalte mit identischen Dachneigungen simulieren werden sollen. Abbildung 5.15 zeigt den normierten Ertrag zweier PV-Anlagen über zwei Tage. Üblicherweise wird in dieser Arbeit bei einer Leistungserzeugung von einer negativen Leistung gesprochen, weshalb die Einspeisung einer PV-Anlage normalerweise unterhalb der Abszisse verläuft.

Ferner sind die Größen der PV-Anlagen relevant. Abbildung 5.16 zeigt die Verteilung der Spitzenleistung aller PV-Anlagen von der Solarlog-Plattform, die weniger als 15 kW Spitzenleistung erzeugen können. Wenn ein Haushalt im Simulator eine PV-Anlage haben soll, wird anhand der Häufigkeitsverteilung eine zufällige Größe ermittelt. Anschließend wählt die Simulationsumgebung per Zufall einen normierten Ertragsverlauf aus den 27 einzelnen Anlagen aus und skaliert den Ertrag mit der zufälligen Größe.

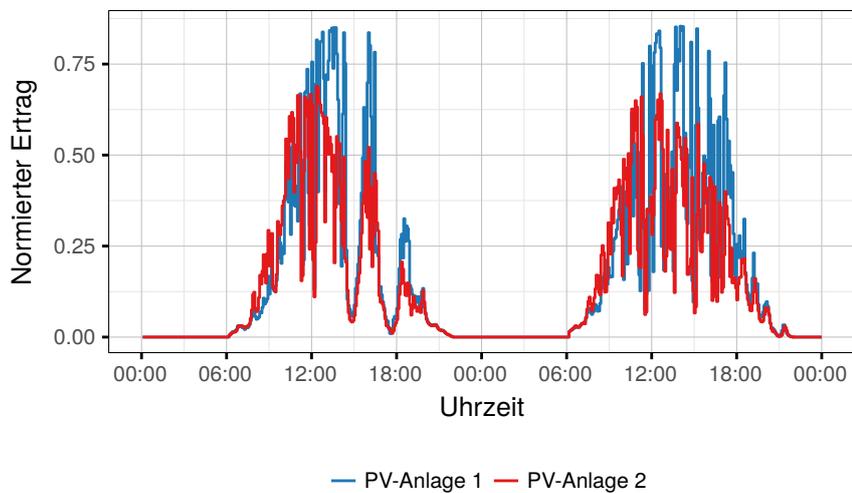


Abbildung 5.15: Normierter Ertrag zweier benachbarter Photovoltaik-Anlagen über zwei Tage

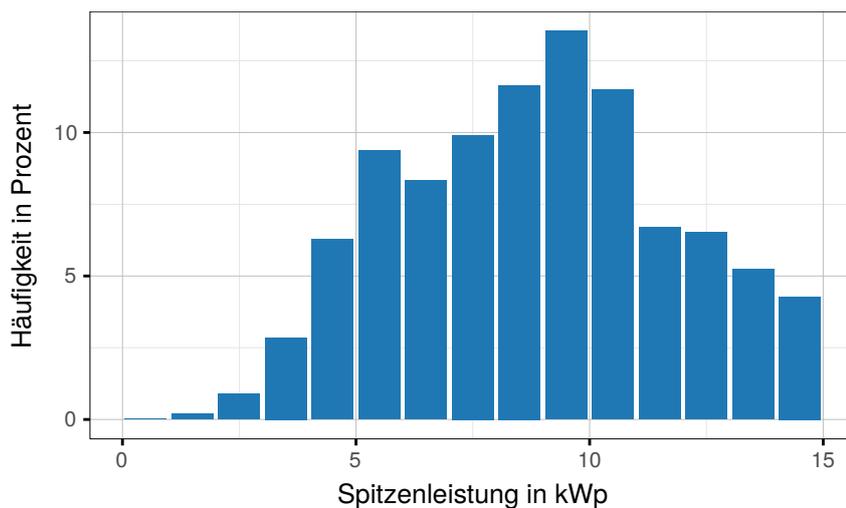


Abbildung 5.16: Verwendete Größen-Verteilung der Photovoltaik-Anlagen im Simulator

5.5.7 Elektrofahrzeug

In dieser Arbeit werden lediglich rein elektrisch angetriebene Fahrzeuge als EVs betrachtet. Der Verbrauch sogenannter Plugin Hybrid Electric Vehicles (PHEVs) wäre zwar relevant, die elektrische Reichweite ist bei diesen Fahrzeugen jedoch so gering, dass eine Nutzung der Kapazität für das Energiemanagement unrealistisch ist. Die Anzahl der EVs pro Haushalt kann bis zu vier Fahrzeuge umfassen. Dabei steigt die Wahrscheinlichkeit mehrere



Abbildung 5.17: Zustand eines Elektrofahrzeuges in Abhängigkeit vom Ladefüllstand

Fahrzeuge zu besitzen mit der Anzahl der Bewohner [ADA10]. Bei einer vollständigen Ersetzung der konventionellen Fahrzeuge durch EVs besitzt jeder Haushalt im Schnitt 1,17 EVs.

Ein EV hat einen Batteriespeicher der während einer Fahrt entlädt. Durch die Fahrten entstehen Abwesenheitszeiten, in denen das EV nicht angeschlossen ist. Es wird davon ausgegangen, dass das Fahrzeug keinen Strom außerhalb des Hausanschlusses lädt. In einem Szenario kann angegeben werden, welche Anschlussleistungen verwendet werden. Die Standardeinstellung beträgt 75 Prozent 2,4 kW Ladeleistung, 20 Prozent 11 kW und 5 Prozent 22 kW. Das Verhalten der EVs bei jedem Intervall ist in Pseudocode 2 beschrieben. Wenn das EV eingesteckt ist, lädt es bis mindestens q_{min} mit der maximalen Anschlussleistung. Wenn der Ladefüllstand zwischen q_{min} und q_{soll} ist, lädt es bis zum gewünschten Ladefüllstand q_{soll} , stellt dem EMA jedoch frei, die Ladeleistung anzupassen. Zwischen dem Ladestand q_{soll} und q_{max} entlädt das EV standardmäßig bis zum gewünschten Ladefüllstand, ermöglicht jedoch auch hier Anpassungen. Die Zustände des EVs sind in Abbildung 5.17 dargestellt.

Die Daten für die Fahrten sind anhand mehreren Quellen hergeleitet worden [ADA10; Win10; Sta11; Sta12]. Hierbei werden die Fahrdaten aufgeschlüsselt nach beruflichen- und Freizeit-Fahrten. Die Abwesenheitszeiten für die Arbeit sind im Durchschnitt 9 Stunden und für die Freizeit 68 Minuten (Wochentage) bzw. 3,5 Stunden (Wochenende). Die zurückgelegte Strecke einer beruflichen Fahrt beträgt im Schnitt 14,6 km. Eine Freizeit-Fahrt unter der Woche geht über 6 km und am Wochenende über 12 km. Das Fahrzeug legt mit Hin- und Rückweg insgesamt die doppelte Strecke zurück. Im Schnitt haben die EVs eine jährliche Laufleistung von 13 045 km.

Eine vorherige Planung der Fahrten und die damit einhergehende gezieltere Ausnutzung der Batteriekapazität ist im Simulationsmodell nicht vorgesehen. Im Falle eines Haushaltes ohne EMA lädt das EV direkt nach der Ankunft im Haushalt mit maximaler Ladegeschwindigkeit vollständig auf und entlädt ausschließlich durch Fahrten.

Für die Umrechnung der zurückgelegten Strecke in einen Energieverbrauch werden Fahrzeugdaten benötigt. Hierfür wurden die zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit in Serie produzierten und in Deutschland ver-

Pseudocode 2 Optimierung eines Elektrofahrzeuges**Attribute:**

$pl \in \{\text{WAHR, FALSCH}\}$	▷ WAHR, wenn Fahrzeug eingesteckt
P_{EV}	▷ Maximale Ladeleistung
q	▷ Aktueller Ladestand
q_{EV}	▷ Akkukapazität
q_{min}	▷ Minimaler Ladestand
q_{soll}	▷ Gewünschter Ladestand
$a \in \{P_{min}, P_{max}, P_{soll}\}$	▷ Anpassungsmöglichkeiten für EMAs

Funktionen:

$\text{EMA}()$	▷ EMA bestimmt die Leistungsanpassung
$\text{E2P}()$	▷ Berechnet aus einer Energie die Leistung über ein Intervall

```

1: procedure INTERVAL STEPS:
2:   if  $pl = \text{FALSE}$  then
3:      $a \leftarrow \{0, 0, 0\}, P \leftarrow 0$ 
4:   else
5:     if  $q < q_{min}$  then
6:        $a \leftarrow \{P_{EV}, P_{EV}, P_{EV}\}$ 
7:     else if  $q \leq q_{soll}$  then
8:        $a \leftarrow \{ -\min(P_{EV}, \text{E2P}(q - q_{min})),$ 
9:          $\min(P_{EV}, \text{E2P}(q_{max} - q)),$ 
10:         $\min(P_{EV}, \text{E2P}(q_{soll} - q)) \}$ 
11:     else if  $q < q_{max}$  then
12:        $a \leftarrow \{ -\min(P_{EV}, \text{E2P}(q - q_{min})),$ 
13:          $\min(P_{EV}, \text{E2P}(q_{max} - q)),$ 
14:          $-\min(P_{EV}, \text{E2P}(q - q_{soll})) \}$ 
15:     else
16:        $a \leftarrow \{ -\min(P_{EV}, \text{E2P}(q - q_{min})), 0,$ 
17:          $-\min(P_{EV}, \text{E2P}(q - q_{soll})) \}$ 
18:      $P \leftarrow \text{EMA}()$  ▷ EMAs haben Zugriff auf hier definierte Variablen
19:      $q \leftarrow q + P$ 

```

fürbaren EV im Simulator hinterlegt. Abbildung 5.18 zeigt die verfügbare Akkukapazität und die zugehörigen Verbrauchswerte in kWh pro 100 km. Fährt ein Tesla Model S P100D mit einem Verbrauch von 22,39 kWh pro 100 km eine Strecke von beispielsweise 50 km, so wird der Ladefüllstand bei Ankunft um 11,20 kWh geringer sein, als bei der Abfahrt. Falls die Reichweite des EVs für eine Fahrt nicht ausreicht, wird davon ausgegangen, dass es auswärts lädt und bei Rückkehr einen leeren Akku hat.

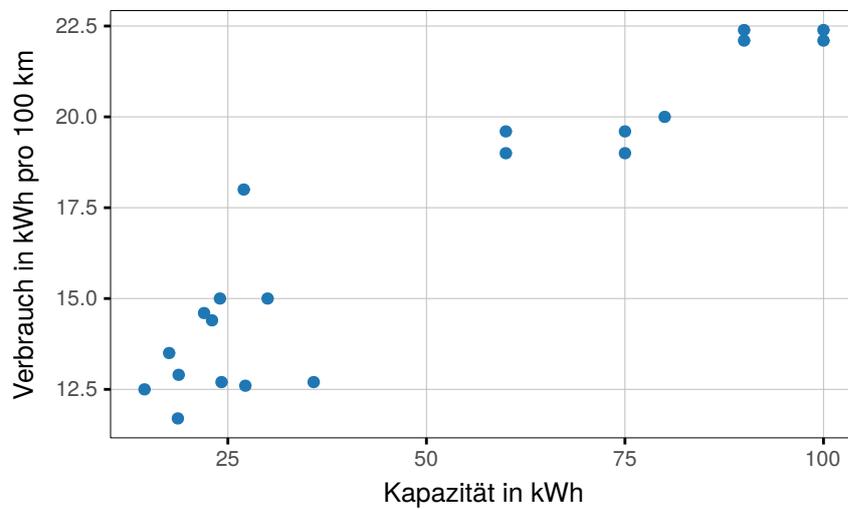


Abbildung 5.18: Kapazität und Energieverbrauch der in der Simulationsumgebung hinterlegten Elektrofahrzeuge

5.5.8 Batteriespeicher

Ein Batteriespeicher (BS) ist ein im Haushalt installierter Speicher elektrischer Energie. Jeder BS hat eine Speicherkapazität, die in kWh angegeben ist und eine elektrische Anschlussleistung die in kW beziffert wird. Die Ladefüllstände der BSs werden zum Start einer Simulation auf eine zufällige Größe zwischen dem gewünschten Ladestand q_{soll} und der vollen Kapazität q_{BS} gesetzt. Falls der Ladestand am Ende der Simulation vom Startfüllstand abweicht, kann es dadurch zu signifikanten Unterschieden im Gesamtenergieverbrauch kommen. Dies betrifft insbesondere Simulationen über kurze Zeit. Konventionelle Haushalte ohne EMA, verwenden den BS nicht. Da Batteriespeicher eine höhere Abnutzung haben, wenn sie komplett entladen werden, kann optional ein minimaler Ladefüllstand angegeben werden. Der Wirkungsgrad wird vereinfacht mit 100 Prozent angenommen. Die Implementierung des BS bildet die Grundlage für die Implementierung des EVs. Die grundlegende Funktionsweise ist die gleiche (vgl. Pseudocode 2). Ein BS hat jedoch keine Abwesenheitszeiten und damit keine ungeplante Entladungen.

Im Gegensatz zu Simulationsmodellen für die Wärmeerzeugung, kann ein Haushalt mehrere Batteriespeicher besitzen. Abbildung 5.19 zeigt die Leistungen und Größen der hinterlegten BS. Falls nötig, kann die Anzahl der möglichen BSs auch auf wenige oder ein einzelnes Modell reduziert werden.

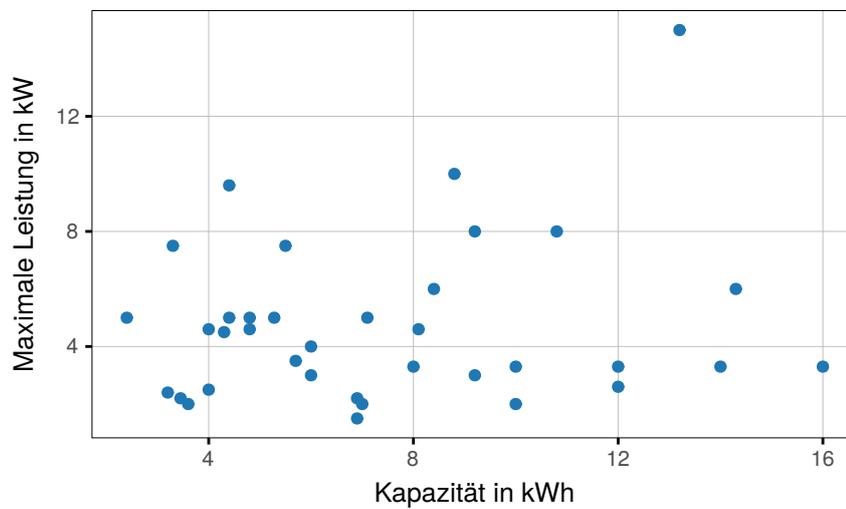


Abbildung 5.19: Kapazität und Leistung der im Simulator verwendeten Batteriespeicher

5.6 Kommunikations-, Strom- und Wärmenetzmodellierung

Um EMAs hinsichtlich der Energiemanagement-Qualität und der Kommunikationsanforderungen bewerten zu können, ist die Simulation eines Kommunikations- und Stromnetzes unabdingbar. Die Modellierung dieser Netze und darüber hinaus auch die rudimentäre Modellierung des Wärmenetzes ist in diesem Abschnitt detailliert beschrieben.

5.6.1 Kommunikationsnetz

Die gesamte Simulationsumgebung basiert auf ns-3. Dabei handelt es sich um einen Kommunikationsnetzsimulator, der grundlegende Elemente, die für die Kommunikation notwendig sind, zu Verfügung stellt. Darunter sind beispielsweise das User Datagram Protocol (UDP) und das Transmission Control Protocol (TCP). Auch grundlegende Technologien, wie z. B. LTE, sind verfügbar. In diesem Abschnitt werden Besonderheiten, die bei den Szenarien mit einzelnen Technologien berücksichtigt werden müssen, beschrieben.

Funktechnologien

Es gibt mehrere Funktechnologien, die auf verschiedenen Frequenzen senden und auf unterschiedlichen Topologien basieren. Mit der Simulationsumge-

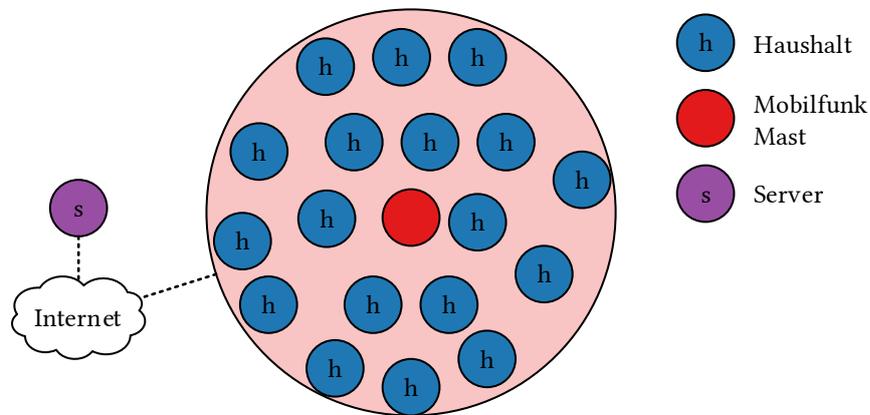


Abbildung 5.20: Schematische Darstellung der LTE-Topologie

bung können prinzipiell alle Funktechnologien simuliert werden. Da Mobilfunk in der Praxis die größte Verbreitung hat, wird in dieser Arbeit mit Long Term Evolution (LTE) der aktuelle Mobilfunkstandard als Repräsentant für die Funktechnologien gewählt. In Abbildung 5.20 ist die hier generierte LTE-Topologie schematisch dargestellt. Die Haushalte sind gleichverteilt innerhalb der Funkzelle mit einem Radius von 500 Metern angeordnet. Die maximale Anzahl innerhalb einer Zelle beträgt 250 Teilnehmer. Falls mehr als 250 Teilnehmer simuliert werden, werden mehrere Mobilfunkzellen mit je maximal 250 Teilnehmern in ausreichendem Abstand hinzugefügt. Wenn nicht anders angegeben wird ein LTE mit 25 Mbit/s genutzt. Die weiteren von den verschiedenen EMAs benötigten Elemente, wie z. B. die Konzentratoren und der Auktionator bei PowerMatcher, werden als Server (s) über das kabelgebundenen Internet (1 Gbit/s Datenrate und 2 ms Latenz) angeschlossen.

Powerline Communication

Für eine Simulation der Kommunikation über das Stromnetz, genannt Powerline Communication (PLC), wurde eine Implementierung von Aalamifar et al. verwendet [Aal+13]. Hierfür wurde ein Szenario erstellt (siehe Abbildung 5.21). Diese Topologie ist an eine Straße mit Abzweigungen angelehnt. Die Entfernungen zwischen den einzelnen Elementen können jeweils variiert werden. Jeder Straßenzug ist über einen Internetknoten an das Internet angeschlossen. Die weiteren von den EMAs benötigten Instanzen, wie z. B. die Konzentratoren bei PowerMatcher, werden über Server (s) im kabelgebundenen Internet (1 Gbit/s Datenrate und 2 ms Latenz) abgebildet.

Als Beispiel für eine PLC-Technologie wird PRIME verwendet, da PRIME derzeit häufig Verwendung findet, um Smart Meter auszulesen. PRIME ist

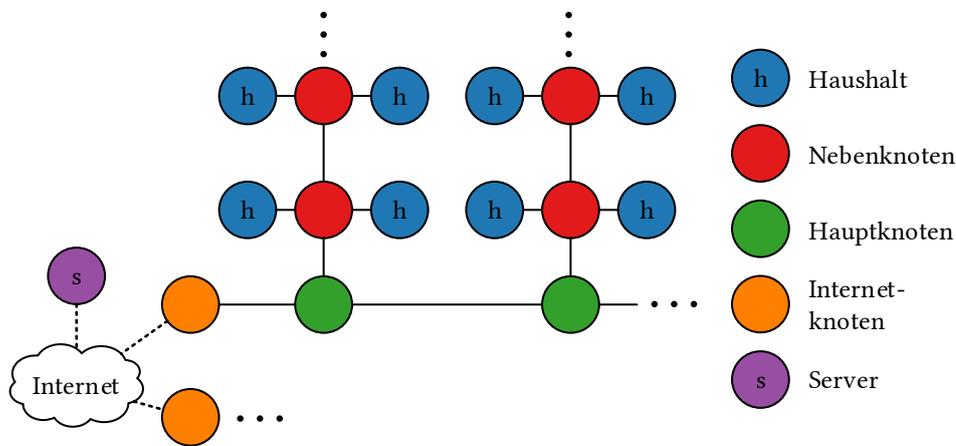


Abbildung 5.21: Schematische Darstellung der verwendeten PLC-Topologie

ein Schmalband-Verfahren, das bei Frequenzen zwischen 42 kHz und 89 kHz, und damit innerhalb des CENELEC-A Bands, operiert. Die maximale Datenübertragung bei Verwendung von 8-PSK (Phase-Shift Keying) ist 128,6 kbit/s. Eine Verwendung für Energiemanagement ist ausdrücklich vorgesehen.

Kabelgebundene Breitbandtechnologien

Kabelgebundene Breitbandtechnologien sind in vielen Haushalten vorhanden. Zu nennen sind hier insbesondere Internetanschlüsse über Telefonleitungen, über TV-Kabel und über Glasfaserleitungen (Fiber to the home/building). Jeder Haushalt und jeder Server ist über eine Internetverbindung an einen Knoten (Router) angeschlossen, der über eine deutlich schnellere Verbindung zu allen weiteren Knotenpunkten verfügt. Dieses Netz von übergeordneten Knoten kann als Backbone-Netz bezeichnet werden und ist baumähnlich aufgebaut (siehe Abbildung 5.22). Die Server und die Haushalte bilden dabei die Blätter. Die Standardeinstellung für die maximale Anzahl der Knotenschichten ist fünf. Der fünfte Knoten (K5) hat, bei mehr als 160 Teilnehmern, mehr als zwei Knoten (K4) untergliedert.

5.6.2 Stromnetz

Für die Analyse des Stromnetzes muss eine Lastflussanalyse durchgeführt werden. Hierfür müssen zahlreiche Parameter berücksichtigt und aufwendige Rechnungen durchgeführt werden. Daher kann eine Lastflussanalyse nur mithilfe eines externen Simulators durchgeführt werden. Eine Anforderung

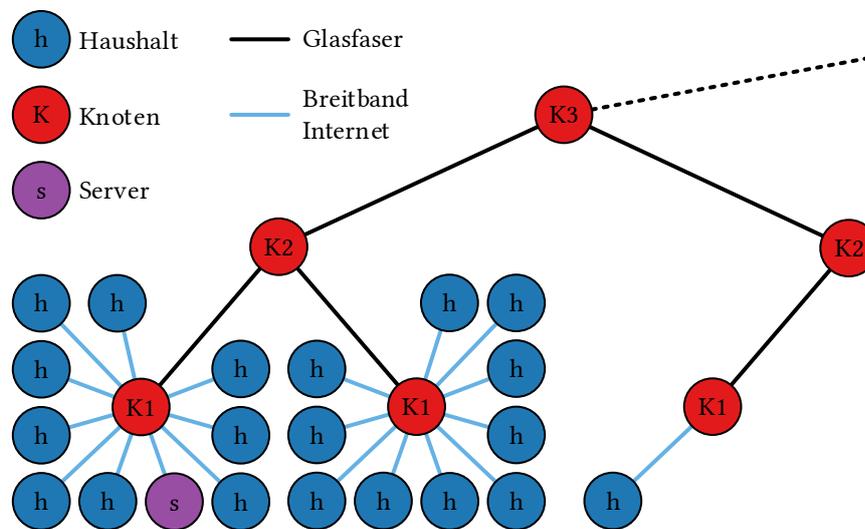


Abbildung 5.22: Topologie der kabelgebundenen Breitbandtechnologie

an diesen Simulator ist, dass dieser Open-Source ist und gut in die vorhandene Simulationsumgebung integriert werden kann.

Die Wahl ist auf pandapower gefallen, da es Open-Source ist und alle Anforderungen erfüllt. Für pandapower können individuelle Szenarien erstellt werden. Es kann für jedes Kabel die Länge, der Durchmesser und weitere Parameter angegeben werden. Auch die Leistungen von Transformatoren und anderen Netzbetriebsmitteln, wie beispielsweise Verteilerschränken, können angegeben werden. Ein Straßenzug mit 50 Haushalten, kann mit je 40 Metern Entfernung zwischen Haushalten und üblichen Kabeldurchmessern definiert werden. Abbildung 5.23 zeigt das Beispielszenario.

Bei der Simulation einer Lastflussanalyse, werden in jedem Intervall mindestens einmal die Verbrauchs- oder Erzeugungswerte von jedem Haushalt an pandapower weitergegeben. In pandapower erfolgt anhand dieser Daten eine Lastflussanalyse, welche unter anderem Aufschluss über die Auslastungen der Netzbetriebsmittel gibt. Falls ein Netzbetriebsmittel überlastet ist, kann ein EMA darauf ggf. reagieren und seine Optimierung anpassen. Neben einer Analyse der Auslastung der Netzbetriebsmittel überprüft pandapower auch die Spannung bei jedem Teilnehmer. Mögliche Verletzungen des Spannungsbandes können somit ebenfalls detektiert werden.

5.6.3 Wärmeverbundnetz

Jeder Haushalt hat einen Wärmeverbrauch, der mit lokalen μ BHKWs oder WPs bedient werden kann. Es besteht jedoch auch die Möglichkeit einen Ver-

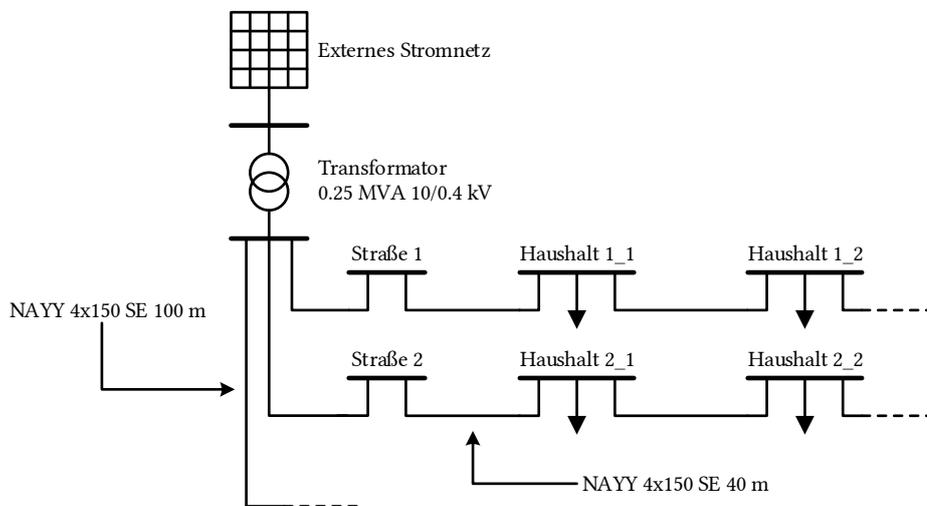


Abbildung 5.23: Modellierung eines Stromnetzes angelehnt an einen Straßenzug

bund aus mehreren Haushalten zu bilden. Dieser Haushaltsverbund verfügt über einen gemeinsamen Wärmespeicher auf den alle Haushalte gleichzeitig Zugriff haben. Weiter ist es möglich, den Verbundspeicher über einen großen Erzeuger, beispielsweise ein größeres Blockheizkraftwerk oder eine große Wärmepumpe, zu speisen.

Diese Art von Verbänden kommen besonders häufig in größeren Mehrfamilienhäusern vor, in denen eine Zentralheizung die Wärme für alle Wohnungen bereitstellt. Aber auch Projekte, in denen eine Nachbarschaft mit mehreren Häusern durch eine zentrale Einheit mit Wärme versorgt wird, sind möglich.

Die thermodynamischen Effekte oder der Verlust von Wärme werden in diesem Simulator nicht simuliert.

5.7 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurde eine umfangreiche Simulationsumgebung vorgestellt, die es ermöglicht den Energieverbrauch von Haushalten und deren Geräte zu simulieren. Der Energieverbrauch wird mit der Bottom-up Methode für jedes Gerät gesondert simuliert. Die Gerätemodelle wurden dabei detailliert anhand des Verhaltens realer Geräte modelliert. Der Energieverbrauch vieler Haushalte ist mit dem Standardlastprofil für Haushalte sowie mit Statistiken über den durchschnittlichen Stromverbrauch von Haushalten laut statistischem Bundesamt, verglichen und anhand dessen verifiziert worden.

Neben der Energieverbrauchssimulation kann das Stromnetz mithilfe von pandapower simuliert werden. Hierfür können konkrete Szenarien, beispielsweise ein Straßenzug samt individuellen Stromleitungen und Ortsnetztransformatoren konfiguriert werden. Überlastungen oder Spannungsbandverletzungen können so mittels Lastflussanalyse detektiert werden.

Die Simulationsumgebung berücksichtigt auch den Wärmebedarf der Haushalte. Ein Haushalt kann ein μ BHKW oder eine WP besitzen, welche jeweils von einem Heizstab unterstützt werden. Diese speisen den Warmwasserspeicher des Haushaltes aus dem der Haushalt seinen Wärmebedarf deckt. Die, für die Berechnung der Auskühlung von Häusern, notwendigen Temperaturinformationen sind für mehrere Jahre in der Simulation hinterlegt.

Neben den Wärmeverbrauchern sind EVs und BSs modelliert. Für die EVs wurden Fahrprofile hinterlegt, um deren Energieverbrauch und Abwesenheitszeiten abzubilden.

Als EMAs wurden COHDA, PowerMatcher und PrivADE in die Simulationsumgebung implementiert. Diese können die Leistung von μ BHKWs, WPs, Heizstäben, BSs und EVs beeinflussen.

Die gesamte Simulationsumgebung wurde in ns-3 implementiert. Damit ist es möglich viele gängige Kommunikationstechnologien, z. B. kabelgebundene Breitbandtechnologie, LTE oder PLC, zu simulieren. Effekte des Kommunikationsnetzes auf die Konvergenzzeiten der EMAs können so analysiert werden.

Durch den modularen Aufbau der Simulationsumgebung können viele Elemente, wie beispielsweise der EMA, die Kommunikationstechnik oder das Stromnetz schnell ausgetauscht werden. Durch eine umfassende Datenbasis, die Daten für mehrere Jahre beinhaltet, können lange Simulationszeiträume gewählt werden. Dies ermöglicht aussagekräftige Ergebnisse, die jahreszeitliche sowie jahresabhängige Einflüsse berücksichtigen.

Die in der Simulationsumgebung frei wählbaren Parameter sind in Tabelle 5.6 übersichtlich dargestellt.

Tabelle 5.6: Übersicht über freie Parameter der Simulationsumgebung

Kategorie	Parameter								
Allgemeines	<ul style="list-style-type: none"> • Simulationsdauer • Intervalllänge • Startdatum 								
Haushalte	<ul style="list-style-type: none"> • Anzahl • Anteil der intelligenten Haushalte • Marktdurchdringungen sämtlicher Geräte • Wärmeeffizienz • Wohnfläche 								
Geräte	<table border="0"> <tr> <td style="vertical-align: top;">EV</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> • Anschlussleistungen • Minimaler Füllstand • Gewünschter Füllstand </td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: top;">BS</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> • Minimaler Füllstand • Gewünschter Füllstand </td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: top;">µBHKW und WP</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> • Kritischer Füllstand • Gewünschter Füllstand • Minimale Laufzeit nach der Aktivierung • Mindestlaufzeit pro Jahr </td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: top;">Heizstab</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> • Kritischer Füllstand • Maximaler Füllstand </td> </tr> </table>	EV	<ul style="list-style-type: none"> • Anschlussleistungen • Minimaler Füllstand • Gewünschter Füllstand 	BS	<ul style="list-style-type: none"> • Minimaler Füllstand • Gewünschter Füllstand 	µBHKW und WP	<ul style="list-style-type: none"> • Kritischer Füllstand • Gewünschter Füllstand • Minimale Laufzeit nach der Aktivierung • Mindestlaufzeit pro Jahr 	Heizstab	<ul style="list-style-type: none"> • Kritischer Füllstand • Maximaler Füllstand
EV	<ul style="list-style-type: none"> • Anschlussleistungen • Minimaler Füllstand • Gewünschter Füllstand 								
BS	<ul style="list-style-type: none"> • Minimaler Füllstand • Gewünschter Füllstand 								
µBHKW und WP	<ul style="list-style-type: none"> • Kritischer Füllstand • Gewünschter Füllstand • Minimale Laufzeit nach der Aktivierung • Mindestlaufzeit pro Jahr 								
Heizstab	<ul style="list-style-type: none"> • Kritischer Füllstand • Maximaler Füllstand 								
Energie- management	<ul style="list-style-type: none"> • Energiemanagement-Ziel • Zielleistung 								
EMA	<table border="0"> <tr> <td style="vertical-align: top;">COHDA</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> • Vernetzungsgrad und Zufälligkeit des Overlay-Netzes • Durchschnittliche Wartezeit nach Nachrichtenempfang • Zufallsfaktor der Wartezeit </td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: top;">Power- Matcher</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> • Zufällige Wartezeit beim Aussenden von Angeboten • Angebots-Repräsentation • Angebots-Auflösung (bei Array-Repräsentation) </td> </tr> <tr> <td style="vertical-align: top;">PrivADE</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> • Anzahl der Kategorien • Länge der Verschlüsselung • Zufällige Wartezeit (PrivADE⁺) </td> </tr> </table>	COHDA	<ul style="list-style-type: none"> • Vernetzungsgrad und Zufälligkeit des Overlay-Netzes • Durchschnittliche Wartezeit nach Nachrichtenempfang • Zufallsfaktor der Wartezeit 	Power- Matcher	<ul style="list-style-type: none"> • Zufällige Wartezeit beim Aussenden von Angeboten • Angebots-Repräsentation • Angebots-Auflösung (bei Array-Repräsentation) 	PrivADE	<ul style="list-style-type: none"> • Anzahl der Kategorien • Länge der Verschlüsselung • Zufällige Wartezeit (PrivADE⁺) 		
COHDA	<ul style="list-style-type: none"> • Vernetzungsgrad und Zufälligkeit des Overlay-Netzes • Durchschnittliche Wartezeit nach Nachrichtenempfang • Zufallsfaktor der Wartezeit 								
Power- Matcher	<ul style="list-style-type: none"> • Zufällige Wartezeit beim Aussenden von Angeboten • Angebots-Repräsentation • Angebots-Auflösung (bei Array-Repräsentation) 								
PrivADE	<ul style="list-style-type: none"> • Anzahl der Kategorien • Länge der Verschlüsselung • Zufällige Wartezeit (PrivADE⁺) 								
EM-Qualität	<ul style="list-style-type: none"> • Energiemanagement-Ziel • Beginn der Analyse (ggf. ohne ersten Tages) 								
Lastfluss- analyse	<ul style="list-style-type: none"> • Netzbetriebsmittel • Netztopologie 								
Kommunika- tion	<ul style="list-style-type: none"> • Technologie • Übertragungsrate und Latenz (kabelgeb. Breitbandtechnologie) • Netztopologie (PLC, kabelgeb. Breitbandtechnologie) • Protokoll 								
Wärme	<ul style="list-style-type: none"> • Wärmeverbund 								
Analyse	<ul style="list-style-type: none"> • Graphen die erstellt werden sollen • Daten die gespeichert werden sollen 								

Kapitel 6

Metriken für die energetische Qualitätsbewertung

Dieses Kapitel beschreibt die Bewertungsmethoden für die Qualität oder auch Wirksamkeit des Energiemanagements für verschiedene Anwendungsgebiete. Die Anwendungsgebiete unterteilen sich dabei in Energieeffizienz, Lasterrhöhung, Spitzenlastreduktion, Erhöhung der Leistung zu Schwachlastzeiten, und Energieformung (siehe Abbildung 2.4). Diese Anwendungsbereiche sind auch vom Europäischen Komitee für elektrotechnische Normung (französisch: Comité Européen de Normalisation ÉLECTrotechnique, kurz CENELEC) als Benefits identifiziert worden. Für diese Benefits sind von der Europäischen Kommission in [GB12] verschiedene Bewertungsverfahren, so genannte Key Performance Indicators (KPIs), vorgeschlagen worden. Die hier vorgestellten Verfahren zur Bewertung der Energiemanagement-Qualität werden jeweils in die Anwendungsbereiche des CENELEC eingeordnet.

Eine Anforderung an die hier vorgestellten Methoden ist, dass diese die Energiemanagement-Qualität anhand von Leistungsverläufen bewerten können müssen. Dafür wird der Leistungsverlauf $P'(t)$ eines Energiemanagement-Verbundes mit Beeinflussung durch einen EMA mit einem Referenzleistungsverlauf $P(t)$ oder dem Zielleistungsverlauf \hat{P} verglichen.

Definition 6.1 (Referenzleistungsverlauf)

Der Referenzleistungsverlauf $P(t)$ ist die Leistung eines Haushalts-Verbundes über den Evaluationszeitraum t_{eval} ohne Einwirkung eines EMAs.

Definition 6.2 (Zielleistungsverlauf)

Der Zielleistungsverlauf \hat{P} ist der Leistungsverlauf des gesamten Haushalts-Verbundes, der über den Evaluationszeitraum t_{eval} , durch das Energiemanagement angestrebt wird.

Anhand dieser Leistungsverläufe vergleichen Bewertungsfunktionen die Wirksamkeit eines EMAs. Die Wirksamkeit wird nachfolgend auch als Energiemanagement-Qualität bezeichnet.

Eine weitere Anforderung an eine Bewertungsfunktion ist der Wertebereich von -1 bis 1 (siehe Abbildung 6.1). Dabei entspricht -1 der schlechtesten Bewertung. Eine 0 ist ein neutrales Ergebnis, welches beispielsweise erreicht wird, wenn der EMA den Energieverbrauch nicht beeinflusst hat. Eine 1 entspricht dem besten Ergebnis, z. B. wenn bei der Lastformung der Energieverbrauch perfekt mit dem Zielverbrauch übereinstimmt.



Abbildung 6.1: Wertebereich der Methoden für die Qualitätsbewertung

Im Nachfolgenden werden die Berechnungsvorschriften für die verschiedenen Ziele vorgestellt. Dabei wird jeweils eine Methode für Lastmanagement vorgestellt, welche anschließend erweitert wird um auch Energieerzeugung berücksichtigen zu können. Zu jedem Bewertungsverfahren wird abschließend ein Beispiel gegeben. Die Grundlagen für die Metriken zur Bewertung der Energiemanagement-Qualität wurden in [Höl+14] veröffentlicht.

6.1 Energieeffizienz und Lasterhöhung

Begriffserklärung

Bemühungen zur Energieeffizienz haben das Ziel den Energieverbrauch über einen definierten Zeitraum zu reduzieren. Der Zeitpunkt, zu dem Energie verbraucht wird spielt keine Rolle. Lasterhöhung ist der entgegengesetzte Fall bei dem der Gesamtenergieverbrauch erhöht werden soll.

Anwendungsmöglichkeiten

Die Verringerung des Stromverbrauchs ist ein Ziel, dass häufig auf politischen Ebenen gefordert wird. So fordert z. B. die Bundesregierung eine Reduzierung des Stromverbrauchs um 10 Prozent bis 2020 und um 25 Prozent bis

2050 gegenüber 2008 [Koh14]. Dieses Ziel ist allerdings meist nur durch Modernisierung von Geräten zu erreichen. Eine andere Möglichkeit wäre es, Geräte seltener oder effizienter zu Nutzen, beispielsweise effizientere Fahrweise mit dem EV oder Erhöhung der Kühlschranktemperatur. Daraus resultieren jedoch Komforteinbußen für den Nutzer. Mit EMAs ist es daher nur sehr eingeschränkt möglich den mittleren Energieverbrauch zu beeinflussen, da Komforteinbußen meist nicht gewünscht sind. Daher spielen sowohl Energieeffizienz als auch die Lasterhöhung nur eine untergeordnete Rolle.

Für die Energieeffizienz existiert beim CENELEC kein vergleichbarer Benefit. Es wird jedoch der Benefit „Erhöhte Nachhaltigkeit“ definiert, für den unter anderem die quantifizierbare Reduktion der CO₂ Emissionen als KPI vorgeschlagen wird. Da die CO₂ Emissionen nicht direkt anhand des Leistungsverlaufes gemessen werden können, jedoch ein in erster Näherung linearer Zusammenhang besteht, kann die Bewertung der Energieeffizienz unter diesem Benefit eingeordnet werden.

Berechnungsvorschrift

Die Qualitätsfunktion für die Bewertung von Energieeffizienz Q_{EE} benötigt eine Referenzleistungsverlauf $P(t)$ über einen Evaluationszeitraum t_{eval} . Ein neuer Leistungsverlauf $P'(t)$ muss mit dieser Referenz verglichen werden. Ist der neue Energieverbrauch größer als der Referenzverbrauch, so resultiert dies in einer negativen Qualitätsbewertung ($Q_{EE} < 0$). Wenn der Energieverbrauch geringer als der Referenzverbrauch ist, ergibt die Qualitätsfunktion einen positiven Wert. Die Qualitätsbewertungsfunktion die auf der Energieinformatik 2014 vorgestellt wurde [Höl+14] lautet

$$Q_{EE2014} = \begin{cases} \frac{\int_{t_{eval}} P(t) - P'(t) dt}{\int_{t_{eval}} P(t) dt}, & \text{wenn } \int_{t_{eval}} P(t) - P'(t) dt > 0 \\ 0, & \text{wenn } \int_{t_{eval}} P(t) - P'(t) dt = 0 \\ \frac{\int_{t_{eval}} P(t) - P'(t) dt}{\int_{t_{eval}} P'(t) dt}, & \text{wenn } \int_{t_{eval}} P(t) - P'(t) dt < 0. \end{cases} \quad (6.1)$$

Dieses Verfahren ist nur geeignet, wenn der Stromverbrauch höher ist als die Energieerzeugung. Wenn die Energieerzeugung über den Evaluationszeitraum gleich dem Energieverbrauch ist, führt dies zu einem Nullverbrauch. Da es damit zu einer Division durch 0 kommt, ist diese Bewertungsvorschrift auch für diesen Fall ungeeignet. Falls ein negativer Durchschnittsverbrauch über den Evaluationszeitraum herrscht, kann darüber hinaus der zulässige Wertebereich verlassen werden. Demnach ist die Bewertungsvorschrift Q_{EE2014}

auch für negative Verbräuche, die beispielsweise bei der Einspeisung einer PV-Anlage vorkommen können, ungeeignet.

Mit der Gleichung 6.2 wird der Definitionsbereich so erweitert, dass die Energieeffizienz auch bei Nullverbrauch oder bei negativen Verbrauch berechnet werden kann.

$$Q_{EE} = \begin{cases} 1, & \text{wenn } P_{\varnothing} > 0 \geq P'_{\varnothing} \text{ oder } P_{\varnothing} \geq 0 > P'_{\varnothing} \\ \frac{P_{\varnothing} - P'_{\varnothing}}{P_{\varnothing}}, & \text{wenn } P_{\varnothing} > P'_{\varnothing} > 0 \text{ oder } 0 > P'_{\varnothing} > P_{\varnothing} \\ 0, & \text{wenn } P_{\varnothing} = P'_{\varnothing} \\ \frac{P_{\varnothing} - P'_{\varnothing}}{P'_{\varnothing}}, & \text{wenn } P'_{\varnothing} > P_{\varnothing} > 0 \text{ oder } 0 > P_{\varnothing} > P'_{\varnothing} \\ -1, & \text{wenn } P'_{\varnothing} > 0 \geq P_{\varnothing} \text{ oder } P'_{\varnothing} \geq 0 > P_{\varnothing} \end{cases} \quad (6.2)$$

Falls der durchschnittliche Verbrauch P_{\varnothing} der Referenz positiv ist und der neue Durchschnittsverbrauch P'_{\varnothing} negativ ist, so ist das Ergebnis 1. Dies ist unabhängig vom Betrag des neuen Durchschnittsverbrauches. Im umgekehrten Fall ist beim negativen P_{\varnothing} und positiven P'_{\varnothing} das Resultat -1 .

Die Qualitätsfunktion für Lasterhöhung (Load Growth, LG) muss das exakte Gegenteil von Energieeffizienz widerspiegeln. Daher kann zur Berechnung der Lasterhöhung die Negation der Gleichung 6.2 verwendet werden:

$$Q_{LG} = -Q_{EE}. \quad (6.3)$$

Beispiel

Abbildung 6.2 zeigt ein Beispiel für zwei Leistungsverläufe. Einer zeigt den Leistungsverlauf $P'(t)$ eines simulierten Haushaltsverbundes mit einem EMA und der andere den Referenzleistungsverlauf $P(t)$ ohne EMA. Es handelt sich um den Durchschnittsverbrauch von 50 Haushalten, von denen 15 mit PV-Anlagen ausgestattet sind. Die Evaluationszeit t_{eval} ist über den gesamten 24 Stunden Zeitraum angesetzt. Dieses Beispiel findet auch in den folgenden Abschnitten Anwendung.

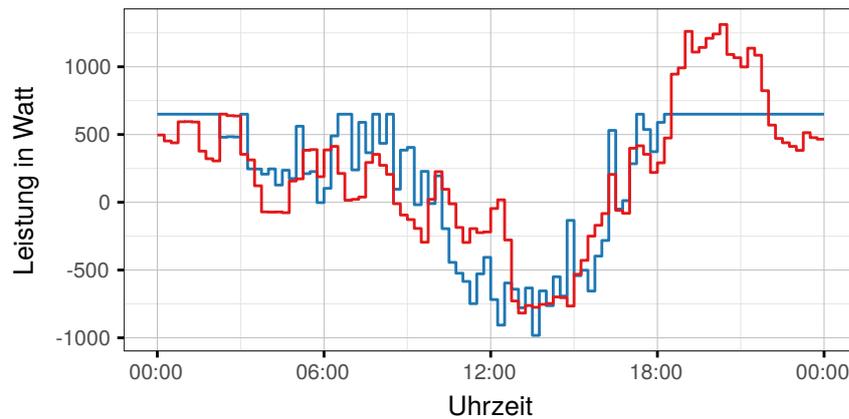
In diesem Beispiel werden die Qualitätswerte für die Energieeffizienz nach Gleichung 6.1 und Gleichung 6.2 errechnet.

Für die Bewertung der Energieeffizienz nach Gleichung 6.1 ist das Integral über den gesamten Evaluationszeitraum von beiden Leistungsverläufen erforderlich. Dieses entspricht dem Energieverbrauch aus Abbildung 6.1. Es gilt

$$\int_{t_{eval}} P(t) - P'(t) dt = 5477 \text{ Wh} - 5302 \text{ Wh} = 175 \text{ Wh}. \quad (6.4)$$

Tabelle 6.1: Eigenschaften des Leistungsverlaufes aus Abbildung 6.2

	Energie	Leistung		
		P_{\emptyset}	P_{\max}	P_{\min}
Mit Energiemanagement	5302 Wh	219 W	650 W	-982 W
Ohne Energiemanagement	5477 Wh	226 W	1312 W	-817 W



— Mit Energiemanagement — Ohne Energiemanagement

Abbildung 6.2: Durchschnittsleistung von 50 Haushalten an einem Sommertag

Daraus folgt, dass der erste Fall der Gleichung 6.1 genutzt werden muss. Eingesetzt ergibt dies

$$Q_{EE_{2014}} = \frac{175 \text{ Wh}}{5477 \text{ Wh}} = 0,03. \quad (6.5)$$

Nach Gleichung 6.2 sind nur die Durchschnittsleistungen der Leistungsverläufe notwendig. Die ist sowohl bei dem Referenzleistungsverlauf, als auch bei dem Leistungsverlauf mit EMAs positiv. Der Durchschnitt des Referenzleistungsverlaufes ist mit 226 Watt höher, als der des Leistungsverlaufes mit EMA. Daher wird der zweite Fall aus Gleichung 6.2 zur Berechnung genutzt. Es gilt:

$$Q_{EE} = \frac{P_{\emptyset} - P'_{\emptyset}}{P_{\emptyset}} = \frac{226 \text{ Watt} - 219 \text{ Watt}}{226 \text{ Watt}} = 0,03 \quad (6.6)$$

Damit sind die Ergebnisse der beiden Verfahren identisch. Eine einfache Interpretation des Ergebnisses ist, dass der Einsatz des EMA zu einem

geringeren Energieverbrauch von ca. 3 Prozent führt. Der Qualitätswert für Lasterhöhung ist entsprechend Gleichung 6.3 negativ:

$$Q_{LG} = -Q_{EE} = -0,03. \quad (6.7)$$

6.2 Schwachlasterhöhung

Begriffserklärung

Der Begriff Schwachlasterhöhung (Valley Filling) bezeichnet das gezielte Erhöhen der Leistung zu Schwachlastzeiten.

Anwendungsmöglichkeiten

Eine Lasterhöhung ist in verschiedenen Situationen relevant. Aus historischer Sicht ist besonders die Einführung von Nachtspeicherheizungen erwähnenswert. Dies war damals aufgrund vieler Großkraftwerke nötig, die nicht kosteneffizient herunter gefahren werden konnten. Nach dem kompletten herunterfahren benötigen z. B. Kohlekraftwerke teilweise mehrere Stunden zum Hochfahren. Hinzu kommt, dass die dabei auftretenden starken Temperaturschwankungen die Kraftwerke stark belasten [Tom13]. Die Nachtspeicherheizungen wurden vom Energieversorger gesteuert und haben elektrische Energie in Wärmeenergie umgewandelt und gespeichert, um diese über den Tag verteilt abzugeben.

Weiter ist Lasterhöhung relevant, wenn z. B. erneuerbare Energien temporär mehr Energie erzeugen, als das Energienetz aufnehmen bzw. übertragen kann. Zu dieser Zeit könnte durch die Erhöhung der lokalen Leistung das Netz entlastet werden bzw. das Deaktivieren der erneuerbaren Energiequellen verhindert werden.

Die Schwachlasterhöhung kann auch sinnvoll eingesetzt werden, um die Spannung nicht zu hoch ansteigen zu lassen. Eine Einordnung unter dem CENELEC Benefit der Qualitätssicherung der Versorgung ist somit möglich. Auf der anderen Seite kann die Schwachlasterhöhung für Effizienz des Energienetzes von Bedeutung sein. Somit kann diese auch unter den Benefit der verbesserten Effizienz in der Stromversorgung eingeordnet werden.

Berechnungsvorschrift

Für die Berechnung der Qualität einer Schwachlasterhöhung wurde 2014 auf der Energieinformatik [Höl+14] die Gleichung Gleichung 6.8 mit den

Hilfsfunktionen (Gleichung 6.9 und Gleichung 6.10) veröffentlicht. Die Qualität einer Schwachlasterhöhung ist positiv zu bewerten, wenn die minimale Leistung P'_{min} während des Evaluationszeitraumes t_{eval} der zu bewertenden Leistung höher ist als die minimale Leistung P_{min} der Referenz.

$$Q_{VF_{2014}} = \begin{cases} \frac{r'-r}{1-r}, & \text{wenn } r \leq r' \wedge r < 1 \\ \frac{r'}{r} - 1, & \text{sonst.} \end{cases} \quad (6.8)$$

wobei

$$r' = \begin{cases} \frac{P'_{min}}{P'_{\emptyset}}, & \text{wenn } P'_{\emptyset} > 0 \\ 0, & \text{wenn } P'_{\emptyset} = 0 \end{cases} \quad (6.9)$$

und

$$r = \begin{cases} \frac{P_{min}}{P_{\emptyset}}, & \text{wenn } P_{\emptyset} > 0 \\ 1, & \text{wenn } P_{\emptyset} = 0. \end{cases} \quad (6.10)$$

Grundsätzlich erfüllt diese Bewertungsmethode alle gestellten Anforderungen, jedoch schließt der Definitionsbereich dieser Methode einen negativen Verbrauch aus. Daher ist eine Erweiterung zur Berücksichtigung von negativen Leistungen (Energieerzeugung) nötig. Hierfür werden beide Leistungsverläufe zuvor um den minimalen Wert von beiden Verläufen $\min(P, P')$ verschoben. Dies hat zur Konsequenz, dass die verschobenen Leistungsverläufe keine negativen Werte mehr enthalten. Nun kann eine einfache Funktion für die Qualitätsbewertung der Schwachlasterhöhung angewendet werden:

$$Q_{VF} = \begin{cases} \frac{P'_{min} - P_{min}}{P'_{\emptyset} - P_{min}}, & \text{wenn } P'_{min} > P_{min} \\ 0, & \text{wenn } P'_{min} = P_{min} \\ -\frac{P_{min} - P'_{min}}{P_{\emptyset} - P'_{min}}, & \text{sonst} \end{cases} \quad (6.11)$$

Beispiel

Die Bewertung der Schwachlasterhöhung wird anhand des Beispiels aus Abbildung 6.2 und Abbildung 6.1 demonstriert. Da die durchschnittliche Leistung beider Leistungsverläufe positiv ist, gilt für die Hilfsvariablen r und r'

$$r = \frac{P_{min}}{P_{\emptyset}} = \frac{-817 \text{ W}}{226 \text{ W}} = -3,615 \quad (6.12)$$

sowie

$$r' = \frac{P'_{min}}{P'_{\emptyset}} = \frac{-982 \text{ W}}{219 \text{ W}} = -4,484. \quad (6.13)$$

Daraus folgt

$$Q_{VF_{2014}} = \frac{r'}{r} - 1 = 0,240 \quad (6.14)$$

Anhand der Leistungsverläufe ist jedoch leicht ersichtlich, dass der EMA einen geringeren minimalen Wert hat und damit ein schlechteres Ergebnis beim der Schwachlasterrhöhung haben muss. Dieses Ergebnis unterstreicht die Notwendigkeit der erweiterten Methode.

Die erweiterte Methode erzielt ein deutlich besseres Ergebnis. Da $P'_{min} < P_{min}$ ist, gilt:

$$Q_{VF} = -\frac{P_{min} - P'_{min}}{P_{\emptyset} - P'_{min}} = -\frac{-817 \text{ W} - (-982 \text{ W})}{226 \text{ W} - (-982 \text{ W})} = -0,137. \quad (6.15)$$

Damit ist das Ergebnis negativ und entspricht den Erwartungen, die anhand der Abbildung 6.2 aufgestellt wurden.

6.3 Spitzenlastreduktion

Begriffserklärung

Spitzenlastreduktion bezeichnet die Reduzierung der maximalen Leistung, während eines definierten Zeitraums.

Anwendungsmöglichkeiten

Durch die aktuellen Ziele der Bundesregierung und den stetigen technologischen Fortschritts zeichnet sich ein Trend zu weiteren elektrischen Systemen ab. Wärmesysteme, die bisher vorzugsweise mit fossilen Energieträgern betrieben wurden und keinerlei Verbindung zum Stromnetz hatten, werden zunehmend durch Systeme ersetzt, die Strom in Wärme wandeln oder neben Wärme zusätzlich Strom erzeugen. Genannt seien hier Wärmepumpen und Blockheizkraftwerke, welche die traditionellen Heizsysteme ersetzen, die die Wärme durch Verbrennung von Gas oder Öl gewinnen. Weiter werden Kraftfahrzeuge, die bislang überwiegend durch Otto- oder Dieselmotoren mit fossilen Kraftstoffen betrieben wurden, zunehmend elektrisch angetrieben. Durch diesen Trend steigt die Gesamtauslastung von elektrischen Energienetzen. Auch Gleichzeitigkeitseffekte können durch zahlreiche, direkt nach der Arbeit angeschlossenen EVs auftreten. Das Energienetz muss während dieser Lastspitzen funktionsfähig bleiben. Weder die Spannung darf die vorgeschriebenen Grenzen von $230 \text{ Volt} \pm 10 \text{ Prozent}$ verlassen, noch darf es zu thermischen Überlastungen von Netzkomponenten kommen. EMAs können

dabei helfen die Spitzenlast zu reduzieren und damit einen Netzausbau verzögern oder sogar ganz verhindern. Dies ist sowohl bei kleineren Verteilnetzen, als auch bei großen Übertragungsnetzen denkbar.

Lastspitzen können auch bei der Erzeugung der Energie problematisch sein. So müssen die Spitzenlasten stets durch Energieerzeugung gedeckt werden. Lastspitzen führen damit auch zu Spitzen in der Energieerzeugung. Hierfür sind Reserven, beispielsweise in Form von Kraftwerken, nötig. Diese Kraftwerke würden jedoch nur selten genutzt werden und wären daher mit derzeitigen Abrechnungsmethoden nur schwer profitabel zu betreiben. Eine Alternative wäre es, Energiespeicher für die Lastspitzen vorzuhalten. Durch Spitzenlastreduktion kann der Bedarf an Kraftwerken oder Energiespeicher reduziert werden.

Die Spitzenlastreduktion kann sich unter mehreren Benefits des CENELEC untergliedern. Unter dem Benefit, der die adäquate Kapazität des Energienetzes beschreibt, unter dem Benefit für Qualitätssicherung der Versorgung und unter der verbesserten Effizienz der Stromversorgung. Unter der verbesserten Effizienz der Stromversorgung besteht bereits ein ähnlicher KPI. Dieser beschreibt das Verhältnis zwischen minimalem und maximalem Verbrauch. Die Verwendung dieses KPIs ist hier jedoch nicht möglich, da dieser die Anforderungen an den Wertebereich nicht erfüllt.

Berechnungsvorschrift

Um die Wirksamkeit von Spitzenlastreduktion in einem Zeitbereich t_{eval} zu bewerten, ist es weit verbreitet die Reduktion in Prozent anzugeben [PL06]. Um dieses mit den Anforderungen des Wertebereiches von -1 bis 1 zu ermöglichen, muss im Falle einer Spitzenlasterhöhung ($P'_{max} > P_{max}$) angegeben werden, um wie viel Prozent der Referenzwert P_{max} besser ist als der zu bewertende Verbrauchswert P'_{max} und der Wert negiert werden. Die Berechnungsvorschrift der Qualitätsfunktion ist in Gleichung 6.16 dargestellt.

$$Q_{PC} = \begin{cases} 1, & \text{wenn } P_{max} > 0 \geq P'_{max} \\ 1 - \frac{P'_{max}}{P_{max}}, & \text{wenn } P_{max} > P'_{max} > 0 \\ \frac{P_{max}}{P'_{max}} - 1, & \text{wenn } P'_{max} > P_{max} > 0 \\ -1, & \text{wenn } P'_{max} > 0 \geq P_{max} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (6.16)$$

Eine Reduzierung der Spitzenlast auf 0 W ergibt 1 und damit den bestmöglichen Wert. Falls ein EMA die Spitzenlast erhöht hat, wird bewertet wie viel besser der Referenzverbrauch ohne EMA war. Damit ist ein Wertebereich der Qualitätsfunktion von -1 bis 1 sichergestellt.

Beispiel

Die Bewertung der Spitzenlastreduktion wird anhand der Leistungsverläufe aus Abbildung 6.2 und Abbildung 6.1 demonstriert. Es ist ersichtlich, dass die Spitzenlast mit EMA kleiner ist, als die des Referenzverbrauchs ($P'_{max} < P_{max}$). Damit ist der erste Fall der Gleichung 6.16 zu verwenden und es gilt

$$Q_{PC} = 1 - \frac{650 \text{ Watt}}{1312 \text{ Watt}} = 0,505. \quad (6.17)$$

Dies ist eine gute Bewertung, die anhand der Eigenschaften der beiden Leistungsverläufe auch erwartet werden kann.

6.4 Lastformung

Begriffserklärung

Eine Lastanpassung (im Englischen unter Load Shaping bekannt) ist das gezielte Anpassen des Energieverbrauchs an ein definiertes Ziel. Dieses Ziel kann dabei im Vorhinein definiert sein oder erst kurzfristig bekannt gegeben werden.

Anwendungsmöglichkeiten

Eine Lastanpassung ist für verschiedene Einsatzzwecke geeignet. Eine der bedeutendsten ist dabei das Anpassen des Energieverbrauchs an die Energieerzeugung (Supply Demand Matching (SDM)). Dabei entspricht das Verbrauchsziel der Erzeugung aus einer Energiequelle. Die Energiequelle kann sowohl einen schwankenden Verlauf aufweisen, beispielsweise bei dargebotsabhängigen Energieanlagen wie Photovoltaik- oder Windenergieanlagen, oder einen konstanten Verlauf haben, wie z. B. bei traditionellen Kraftwerken. Falls mit dem Energiemanagement-Verbund eine autarke Versorgung realisiert werden soll und der Energieerzeuger integraler Bestandteil des Verbundes ist, gilt ein konstanter Zielleistungsverlauf von 0 Watt. Wenn dieses erreicht wird, entspricht dies einer autarken Versorgung der Teilnehmer.

Ferner ist es mit einer Lastanpassung auch möglich das Verhalten der vorher beschriebenen Energiemanagement-Ziele zu erreichen. So kann eine Lastanpassung auch zum Füllen der Verbrauchstäler führen oder die Spitzenlasten gezielt reduzieren. Durch das Vorgeben eines niedrigen bzw. hohen Zielleistungsverlaufes ist auch das Erreichen von Energieeffizienz oder das Erhöhen der Last möglich. Damit ist prinzipiell jedes andere Ziel abbildbar, was der Lastanpassung eine besondere Bedeutung gibt.

Aufgrund der zahlreichen Anwendungsmöglichkeiten der Bewertung der Lastformung, kann diese unter zahlreichen Benefits des CENELEC eingegliedert werden. Insbesondere zu nennen sind hier die verbesserte Nachhaltigkeit, die adäquate Kapazität des Energienetzes, die Qualitätssicherung sowie die erweiterte Effizienz der elektrischen Energieversorgung.

Berechnungsvorschrift

Für die Bewertung der Wirksamkeit einer Lastanpassung ist neben dem Wissen über den Referenzverbrauch und den Verbrauch mit aktiviertem EMA, zusätzlich das Wissen über den gewünschten Leistungsverlauf $\hat{P}(t)$ erforderlich. Die Qualitätsfunktion der Lastformung soll einen Wert von 0 ergeben, falls der zu bewertende Leistungsverlauf und der Referenzleistungsverlauf dem Zielleistungsverlauf gleich ähnlich sind. Ist der Referenzverlauf ähnlicher, muss eine negative Bewertung erfolgen. Falls der zu bewertende Leistungsverlauf ähnlicher dem gewünschten Leistungsverlauf ist, so ist dies positiv zu bewerten.

Für die Definition einer Qualitätsfunktion wird zunächst die Hilfsfunktion

$$Q_{LSH} = \begin{cases} 1 - \frac{\int_{t'_{LS}}^{t_{LS}} P'_{LS}(t) dt}{\int_{t_{LS}}^{t'_{LS}} P_{LS}(t) dt}, & \text{wenn } \int_{t'_{LS}} P'_{LS}(t) dt < \int_{t_{LS}} P_{LS}(t) dt \\ \frac{\int_{t_{LS}}^{t'_{LS}} P_{LS}(t) dt}{\int_{t'_{LS}}^{t_{LS}} P'_{LS}(t) dt} - 1, & \text{wenn } \int_{t'_{LS}} P'_{LS}(t) dt > \int_{t_{LS}} P_{LS}(t) dt \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (6.18)$$

eingeführt. Dabei sind $P_{LS}(t)$ und $P'_{LS}(t)$ die jeweiligen Abweichungen vom Zielleistungsverlauf, die für die Bewertung der positiven und negativen Residuallast noch gesondert definiert werden. Außerdem gilt

$$t_{LS} = \{t_{eval} | P_{LS}(t) > 0\}, \quad (6.19)$$

sowie

$$t'_{LS} = \{t_{eval} | P'_{LS}(t) > 0\}. \quad (6.20)$$

Anhand dieser Hilfsfunktionen können verschiedene Qualitätsfunktionen definiert werden. Diese unterscheiden sich lediglich bei der Definition von $P_{LS}(t)$ und $P'_{LS}(t)$.

Bewertung der positiven Residuallast

Die erste Qualitätsfunktion Q_{LSp} beschreibt die Leistung, die über der Zielleistung liegt. Dabei kann auch von positive Residuallastlast gesprochen werden. Hierfür wird die Hilfsfunktion aus Gleichung 6.18 genutzt:

$$Q_{LSp} \hat{=} Q_{LSH} \quad (6.21)$$

mit

$$P_{LS}(t) = P(t) - \hat{P}(t) \quad (6.22)$$

und

$$P'_{LS}(t) = P'(t) - \hat{P}'(t) . \quad (6.23)$$

Diese Funktion eignet sich besonders dafür, wenn die Zielfunktion der Erzeugung aus erneuerbaren Energien entspricht. Dann gibt diese Qualitätsfunktion ein Indiz dafür, wie groß der Energiebedarf ist, der nicht durch die erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Je höher der Wert dieser Funktion in dem Zusammenhang ist, desto weniger Energie muss durch flexible konventionelle Energieerzeuger zusätzlich erzeugt werden.

Bewertung der negativen Residuallast

Die zweite Funktion zur Qualitätsbewertung von Lastanpassung Q_{LSn} bezieht sich auf die negative Residuallast. Dabei handelt es sich bei dem Beispiel der erneuerbaren Energien als Zielfunktion, um die zu viel erzeugte Energie. Eine Folge dessen kann sein, dass die Erzeugung aus erneuerbare Energien in ihrer Leistung reduziert werden muss. Für diese Funktion wird nochmals die Hilfsfunktion

$$Q_{LSn} \hat{=} Q_{LSH} \quad (6.24)$$

genutzt. Dabei wird $P_{LS}(t)$ auf die Differenz von Zielleistung und Referenzleistung gesetzt:

$$P_{LS}(t) = \hat{P}(t) - P(t) . \quad (6.25)$$

Außerdem wird $P'_{LS}(t)$ auf die Differenz der Zielleistung und der Leistung mit Verwendung des Energiemanagements gesetzt:

$$P'_{LS}(t) = \hat{P}'(t) - P'(t) . \quad (6.26)$$

Gesamtbewertung

Die letzte Funktion bewertet sowohl die positive, als auch die negative Residuallast und damit die gesamte Lastanpassung. Hierfür wird nochmals auf die Hilfsfunktion aus Gleichung 6.18 zurückgegriffen ($Q_{LS} \hat{=} Q_{LSH}$). Wobei

$P_{LS}(t)$ auf den Betrag der Differenz von Referenzleistung und Zielleistung gesetzt wird:

$$P_{LS}(t) = |P(t) - \hat{P}(t)|. \quad (6.27)$$

Weiter wird $P'_{LS}(t)$ auf den Betrag der Differenz von der Leistung mit Verwendung des Energiemanagements und der Zielleistung gesetzt:

$$P'_{LS}(t) = |P'(t) - \hat{P}(t)|. \quad (6.28)$$

Diese Funktion kann zusammengefasst werden zu:

$$Q_{LS} = \begin{cases} 1 - \frac{\int_{t_{eval}} |P'(t) - \hat{P}(t)| dt}{\int_{t_{eval}} |P(t) - \hat{P}(t)| dt}, & \text{wenn } \frac{\int_{t_{eval}} |P'(t) - \hat{P}(t)| dt}{\int_{t_{eval}} |P(t) - \hat{P}(t)| dt} < 1 \\ \frac{\int_{t_{eval}} |P(t) - \hat{P}(t)| dt}{\int_{t_{eval}} |P'(t) - \hat{P}(t)| dt} - 1, & \text{wenn } \frac{\int_{t_{eval}} |P(t) - \hat{P}(t)| dt}{\int_{t_{eval}} |P'(t) - \hat{P}(t)| dt} < 1 \\ 0, & \text{sonst.} \end{cases} \quad (6.29)$$

Die Ergebnisse der Gesamtbewertung der Lastanpassungen Q_{LS} liegen stets zwischen den Ergebnissen der Lastanpassungsbewertung für die positiven und die negativen Residuallasten Q_{LSp} und Q_{LSn} .

Beispiel

Neben Abbildung 6.2 und Abbildung 6.1 wird zusätzlich ein Zielleistungsverlauf benötigt, der hier beispielhaft auf konstant 650 Watt festgelegt wird. Dies könnte beispielsweise darauf hindeuten, dass eine konventionelle Energiequelle existiert, die pro Haushalt 650 Watt zur Verfügung stellt. Bei 50 Haushalten entspricht das einer Leistung von 32,5 kW.

Bewertung der positiven Residuallast

Für die Bewertung der positiven Residuallast gilt

$$P'_{LS}(t) = P'(t) - \hat{P}(t). \quad (6.30)$$

Dies hat zur Folge, dass $P'_{LS}(t)$ permanent kleiner oder gleich Null ist, was wiederum dazu führt, dass t'_{LS} eine leere Menge ist:

$$t'_{LS} = \{t_{eval} | P_{LS}(t) > 0\} = \{\}. \quad (6.31)$$

Dementsprechend ist das Integral

$$\int_{t'_{LS}} P'_{LS}(t) dt = 0. \quad (6.32)$$

Da die Referenzleistung die Zielleistung zwischen 18:30 Uhr und 22:00 Uhr überschreitet, ist

$$\int_{t_{LS}} P_{LS}(t) dt \neq 0. \quad (6.33)$$

Daher gilt

$$Q_{LSp} = 1 - \frac{\int_{t_{eval}} P'(t) - \hat{P}(t) dt}{\int_{t_{eval}} P(t) - \hat{P}(t) dt} = 1. \quad (6.34)$$

Dieses Ergebnis ist das Bestmögliche. Es heißt, dass die positive Residuallast um 100 Prozent reduziert werden konnte und damit nicht mehr vorhanden ist. Dies ist auch in Abbildung 6.2 erkennbar, da der Verbrauch mit dem Einsatz eines EMA keine Verbrauchswerte über 650 Watt erreicht.

Bewertung der negativen Residuallast

Es gilt

$$\int_{t'_{LS}} \hat{P}(t) - P'(t) dt = 10\,460 \text{ Wh} \quad (6.35)$$

und

$$\int_{t_{LS}} \hat{P}(t) - P(t) dt = 11\,864 \text{ Wh} \quad (6.36)$$

Daher wird der erste Fall aus Gleichung 6.18 angewendet:

$$Q_{LSn} = 1 - \frac{\int_{t'_{LS}} \hat{P}(t) - P'(t) dt}{\int_{t_{LS}} \hat{P}(t) - P(t) dt} = 1 - \frac{10\,460 \text{ Wh}}{11\,864 \text{ Wh}} \approx 0,118. \quad (6.37)$$

Eine Unterschreitung kann zwar nicht deutlich verhindert, jedoch etwas reduziert werden. Falls die 50 Haushalte zusammen mit dem Kraftwerk ein Inselbetrieb bilden, müsste demnach das Kraftwerk weniger heruntergeregelt werden.

Gesamtbewertung

Da

$$\int_{t_{LS}} |P'(t) - \hat{P}(t)| dt = 10\,460 \text{ Wh} < 13\,443 \text{ Wh} = \int_{t_{LS}} |P(t) - \hat{P}(t)| dt \quad (6.38)$$

gilt, ist der Qualitätswert für die Gesamtbewertung

$$Q_{LS} = 1 - \frac{\int_{t_{LS}} |P'(t) - \hat{P}(t)| dt}{\int_{t_{LS}} |P(t) - \hat{P}(t)| dt} = 1 - \frac{10\,460 \text{ Wh}}{13\,443 \text{ Wh}} \approx 0,222. \quad (6.39)$$

Im Allgemeinen liegt der Qualitätswert der Gesamtbewertung zwischen dem der positiven- und negativen Residuallast.

6.5 Anmerkungen zur Verwendbarkeit

Die Zustände von Geräten zum Ende des Evaluationszeitraumes können sich bei dem Referenzdurchlauf und dem Durchlauf mit EMA unterscheiden. Beispielsweise kann der Energiespeicher am Ende im Referenzfall voll gefüllt sein, bei Verwendung eines EMAs jedoch leer sein. Dies hat zur Folge, dass z. B. die Energieeffizienz positiv bewertet würde. Auch Werte anderer Qualitätsfunktionen können verfälscht werden. Ein längerer Evaluationszeitraum mildert diesen Effekt. Bei kleinem Evaluationszeitraum sollten ggf. die Gerätezustände vorher und nachher kontrolliert werden.

Es kann auch vorteilhaft sein, den Evaluationszeitraum in mehrere Teile zu gliedern und jeden Teil einzeln auszuwerten. Falls z. B. umfassende Leistungsverläufe mehrerer Jahre vorliegen, ermittelt die Funktion der Spitzenlastreduktion nur einen einzelnen Wert. Dies kann gewünscht sein. Jedoch können durch die Aufteilung in kleinere Evaluationszeiträume gleich mehrere Werte ermittelt werden, die ggf. zu weiteren Erkenntnisse führen.

Zwar ist der mathematische Wertebereich der Bewertungsfunktionen zwischen -1 und 1 , jedoch sind diese bei Verwendung eines EMA praktisch nicht immer erreichbar. Dies ist anhand der Szenarien begründbar. Die perfekte Bewertung einer Spitzenlastreduktion setzt beispielsweise voraus, dass die Energiebilanz zu keinem Zeitpunkt positiv ist. Dies ist mit den für das Energiemanagement geeigneten Geräten jedoch in der Regel nicht erreichbar. Ein kleiner Wert sagt daher nicht aus, dass ein EMA nicht gut ist. Jedoch lässt sich die Energiemanagement-Qualität mehrerer EMAs miteinander vergleichen, sodass der bessere EMA herausgefunden werden kann.

Um das Ziel der Vergleichbarkeit anhand von Simulation mit der in Kapitel 5 vorgestellten Simulationsumgebung zu gewährleisten, müssen alle Parameter identisch bleiben. Dazu gehören insbesondere das Szenario mit samt seinen Geräten und deren Eigenschaften, der simulierte Zeitraum, die zeitliche Auflösung, die Zielfunktion $\hat{P}(t)$ und der Startwert des Zufallszahlengenerators (Seed). Falls einer der Parameter abweicht, kann eine Vergleichbarkeit nicht mehr garantiert werden.

Bei einigen Szenarien kann die Bewertungsmethode der Lastanpassung andere Verfahren substituieren. Wenn eine Spitzenlastreduktion aufgrund eines Netzengpasses durchgeführt werden soll, kann die Methode der Lastformung sogar bessere Ergebnisse liefern. Die Spitzenlastreduktion sagt zwar aus, um wie viel Prozent die Spitzenlast reduziert wurde, jedoch nicht, ob der Engpass trotz EMA überlastet wird. Die Bewertung der Lastformung ergibt mit dem Setzen der Zielfunktion auf den exakten maximalen Leistungsfluss des Engpasses und bei der Verwendung der Gleichung 6.21 genau das gewünschte Ergebnis. Nur wenn das Ergebnis 1 ist, ist sichergestellt, dass keine Überlastung eintritt.

Mithilfe der verschiedenen Qualitätsmetriken ist es möglich sich eine Metrik zusammensetzen, die exakt auf die eigenen Anforderungen abgestimmt ist. Dies kann beispielsweise durch die einfache Mittelwertbildung mehrerer Methoden, wie z. B. Energieeffizienz und Spitzenlastreduktion erfolgen.

6.6 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurden Methoden zur Bewertung der Energiemanagement-Qualität definiert. Diese bewerten die Qualität der Energieeffizienz, der Lasterhöhung, der Schwachlasterhöhung, der Spitzenlastreduktion oder der Lastformung und liefern Ergebnisse in einem Wertebereich zwischen -1 bis 1 . Dazu nötig sind lediglich die Leistungsverläufe ohne EMA, mit EMA sowie bei der Bewertung der Lastformung zusätzlich ein Zielleistungsverlauf. Durch die Erweiterung des Definitionsbereiches auf negative Leistungen können beliebige Verläufe mit Verbrauchern und Erzeugern bewertet werden.

Ferner wurde die Möglichkeit aufgezeigt mehrere Methoden zu einer individuellen Metrik zusammenzuführen, die für ein spezielles Szenario die Qualität in verschiedenen Bereichen zusammenfassen und bewerten kann. Ein Anspruch auf Vollständigkeit der Methoden besteht nicht. Die Methoden decken jedoch die häufigsten Energiemanagement-Ziele ab. Neben der Bewertung der Energiemanagement-Qualität sind weitere Faktoren wie beispielsweise die Kommunikationsanforderungen relevant.

Kapitel 7

Multivariate Optimierung des Energiemanagements

Eine multivariaten Optimierung hat das Ziel die freien Parameter eines Energiemanagement-Algorithmus optimal einzustellen. Dies ist sinnvoll, da die Parameter einen sehr großen Einfluss auf den Kommunikationsaufwand und auf die Energiemanagement-Qualität haben können. Weiterhin ist eine optimale Parametrisierung nur für ein Szenario gültig. Sobald das Szenario variiert wird, können signifikante Abweichungen auftreten, die eine erneute Optimierung erfordern. Beispielsweise kann eine Kommunikationstechnologie mit einer geringen maximalen Datenrate, wie beispielsweise PLC, eine ganz andere Parametrisierung eines EMAs erfordern als eine Breitbandtechnologie. Die optimale Parametrisierung hängt von vielen Faktoren ab, beispielsweise der Anzahl teilnehmender Haushalte, der Marktdurchdringung steuerbarer Geräte oder der Verwendung dieser Geräte.

Die multivariate Optimierung kann durch Versuchsplanung, auch Design of Experiments (DoE) genannt, unterstützt werden.

7.1 Vorgehensweise

Für das Verfahren der multivariaten Optimierung wurde mithilfe von Kleppmann [Kle13] ein Schema entwickelt, nach dem vorgegangen werden kann:

1. **Ausgangssituation beschreiben:** Zu Beginn muss die gesamte Ausgangssituation beschrieben werden. Dies umfasst alle Eigenschaften des Szenarios in dem ein EMA genutzt werden soll.
2. **Zielgrößen definieren:** Im Folgenden muss analysiert werden für welchen Zweck ein EMA optimiert werden soll. Es können beispielsweise

die Energiemanagement-Qualität und/oder die Kommunikationseigenschaften optimiert werden. Grundsätzlich gilt, dass alle Resultate $r \in R$, die bei unterschiedlicher Parametrisierung eines EMAs variieren, als Zielgröße verwendet werden können. Falls es mehrere Zielgrößen gibt, die optimiert werden sollen, kann eine geeignete Kombination der Zielgrößen zu einer Gesamtzielgröße, auch Metrik M genannt, erfolgen. Dies ist bei positiven Werten beispielsweise durch eine mit w_r gewichtete multiplikative Verknüpfung möglich:

$$M = \prod_{r \in R} r^{w_r} . \quad (7.1)$$

- Faktorauswahl:** Es müssen EMA-Parameter F ausgewählt werden, die variiert werden können und einen signifikanten Einfluss auf die Metrik haben. Diese Parameter können auch Faktoren genannt werden. Parameter, die nicht beeinflussbar sind, werden als Störgrößen bezeichnet. Da es sich um Simulationen handelt sind jedoch meist nur wenige Störgrößen vorhanden.

Für die einzelnen Faktoren müssen die einzelnen Faktorstufen angegeben werden. Die Anzahl der Simulationen $|S|$ um alle Kombinationen abzubilden errechnet sich dabei mithilfe der Anzahl Faktorstufen $|F_i|$ der einzelnen Parameter

$$|S| = \prod_{F_i \in F} |F_i| . \quad (7.2)$$

Die notwendigen Simulationen steigen exponentiell mit der Anzahl der Parameter an. Daher sollten jeweils nur wenige Faktorstufen gewählt werden, sodass die Anzahl der Simulationen nicht zu hoch ist.

- Simulationen:** Die Simulationen müssen mit den einzelnen Parametervariationen durchgeführt werden. Anhand der Resultate können ggf. die Parameter auf besonders interessante Bereiche eingeschränkt oder Parameter bereits auf geeignete Werte festgesetzt werden. So können die Faktorstufen neu festgelegt werden und mit weiteren Simulationen ein feineres Raster analysiert werden (Mehrstufige Simulationsstrategie). Dieser Schritt kann ggf. mehrmals wiederholt werden.
- Parameterfestlegung:** Abschließend können die optimalen Parametrisierungen eines EMAs festgelegt werden.

7.2 Anwendungsbeispiel

Ein Beispiel für eine multivariate Optimierung wird anhand von COHDA gezeigt.

Ausgangssituation: Das hier genutzte Szenario beinhaltet 50 Haushalten, 8 Prozent μ BHKWs, 32 Prozent WPs, 40 Prozent PV-Anlagen, 40 Prozent BSs und 40 Prozent EVs.

Zielgröße: Eine gute Parametrisierung muss sowohl bei der Energiemanagement-Qualität, als auch bei dem Kommunikationsbedarf überzeugen. Für die Energiemanagement-Qualität wird die Qualität der Lastanpassung Q_{LS} herangezogen. Bei den Kommunikationseigenschaften sind die Anzahl A der benötigten Nachrichten bei einem Durchlauf eines Intervalls sowie die benötigte Zeit T_* bis zur Konvergenz wichtig. Da alle drei Parameter entscheidend sind, wurde eine gleichgewichtete Metrik erstellt.

$$M = A^1 \cdot T_*^1 \cdot Q_{LS}^{-1} = \frac{A \cdot T_*}{Q_{LS}} \quad (7.3)$$

Da die Energiemanagement-Qualität zu maximieren, die Anzahl Nachrichten und die Konvergenzzeit jedoch zu minimieren sind, müssen sich die Vorzeichen der Gewichtung unterscheiden. Durch die Auswahl der Vorzeichen führt ein erhöhtes Nachrichtenaufkommen, eine höhere Konvergenzzeit oder eine schlechtere Energiemanagement-Qualität zu einem größeren Ergebnis der Metrik. Daher muss der Wert der Metrik minimiert werden.

Faktorauswahl: COHDA hat zahlreiche Einstellmöglichkeiten, besonders durch die Eigenschaften des Overlay-Netzes ist eine hohe Varianz bei der notwendigen Nachrichtenanzahl sowie bei der Konvergenzzeit und somit auch bei der Metrik zu erwarten. Aber auch für das Verhalten der Heuristik ergeben sich vier Parametrisierungsmöglichkeiten. Im Folgenden werden diese vier Faktoren näher erläutert:

- **Zufallswert ϕ :** Dieser Wert gibt an, wie die Wahrscheinlichkeit bei der Erstellung eines Small World Overlay-Netzes ist, dass eine Kommunikationsverbindung zum Nachbarn im Ring durch eine Kommunikationsverbindung zu einem beliebigen anderen Teilnehmer ersetzt wird. Dieses Parameter kann von 0 bis 1 gewählt werden.
- **Vernetzungsgrad K :** Gibt an, wie viele Nachbarn ein Haushalt im Overlay-Netz durchschnittlich hat. Der Wertebereich ist von Watts

und Strogatz mit $\ln(|H|) \ll K \ll |H|$ angegeben. Die Anzahl der Haushalte $|H|$ ist in diesem Beispiel 50. Ferner muss K ein Vielfaches von 2 sein. Damit ist der Wertebereich eingegrenzt auf $\{4; 6; \dots; 48\}$.

- **Durchschnittliche Wartezeit t_\emptyset :** Nach dem Empfang einer Nachricht wartet jeder Haushalt eine Zeit lang auf weitere Nachrichten. Dies wird gemacht, um im Schritt der Wahrnehmung (siehe Unterabschnitt 4.1.1) ggf. mehrere Nachrichten gleichzeitig zu verarbeiten. Der Parameter kann beliebige Werte größer 0 annehmen.
- **Zufallsfaktor der Wartezeit f_t :** Durch den Zufallsfaktor wird die Schwankung der Wartezeit um den Durchschnitt t_\emptyset festgelegt. Die Wartezeit t schwankt gleichverteilt von $t_\emptyset \cdot (1 - f_t)$ bis $t_\emptyset \cdot (1 + f_t)$. Der Zufallsfaktor kann zwischen 0 und 1 variieren. Durch einen Zufallsfaktor ungleich 0 wird die Heuristik asynchron.

Zunächst wurden Simulationen mit grobem Parameter-Raster durchgeführt. Für ϕ wurden Variationen von 0 bis 1 mit der Schrittweite 0,2 genutzt. Dies führt zu insgesamt $|\phi| = 6$ Parametervariationen für ϕ . Der Vernetzungsgrad K wurde von 4 bis 20 in einem Intervall von 4 variiert ($|K| = 5$). Für die durchschnittliche Wartezeit t_\emptyset wurde aufgrund der nach oben offenen Wahlmöglichkeiten eine annähernd exponentiell steigende Parametervariation gewählt, um zunächst eine grobe Übersicht über die Abhängigkeit zu erhalten ($t_\emptyset \in \{20 \text{ ms}; 50 \text{ ms}; 100 \text{ ms}; 200 \text{ ms}; 500 \text{ ms}\}$). Damit ergeben sich für t_\emptyset insgesamt 5 Parametervariationen $|t_\emptyset| = 5$. Beim Zufallsfaktor der Wartezeit f_t wurde die Parametervariation genau wie bei ϕ von 0 bis 1 mit einer Schrittweite von 0,2 gewählt ($|f_t| = 6$). Dadurch das sämtliche Parameterkombinationen simuliert werden, ergibt sich eine Anzahl von

$$|S| = \prod_{i \in F} |F_i| = 6 \cdot 5 \cdot 5 \cdot 6 = 900 \quad (7.4)$$

verschiedenen Simulationen.

Simulationen: Die Abbildung 7.1 zeigt die Ergebnisse der Simulationen. In den einzelnen Teilgraphen wurde jeweils ein Parameter festgesetzt und die Ergebnisse aller anderen Simulationen in Form eines Box-Plots dargestellt.

Ein deutliches Ergebnis kann aus Abbildung 7.1a abgelesen werden. So ist erkennbar, dass ein Vernetzungsgrad von $K = 4$ und $K = 8$ gute Ergebnisse liefern. Da die Metrik bei $K = 12$ schlechtere Resultate ergibt wird davon ausgegangen, dass das Minimum der Metrik zwischen $K = 4$ und $K = 10$ liegt. Daher müssen nachfolgende Simulationen nur noch mit

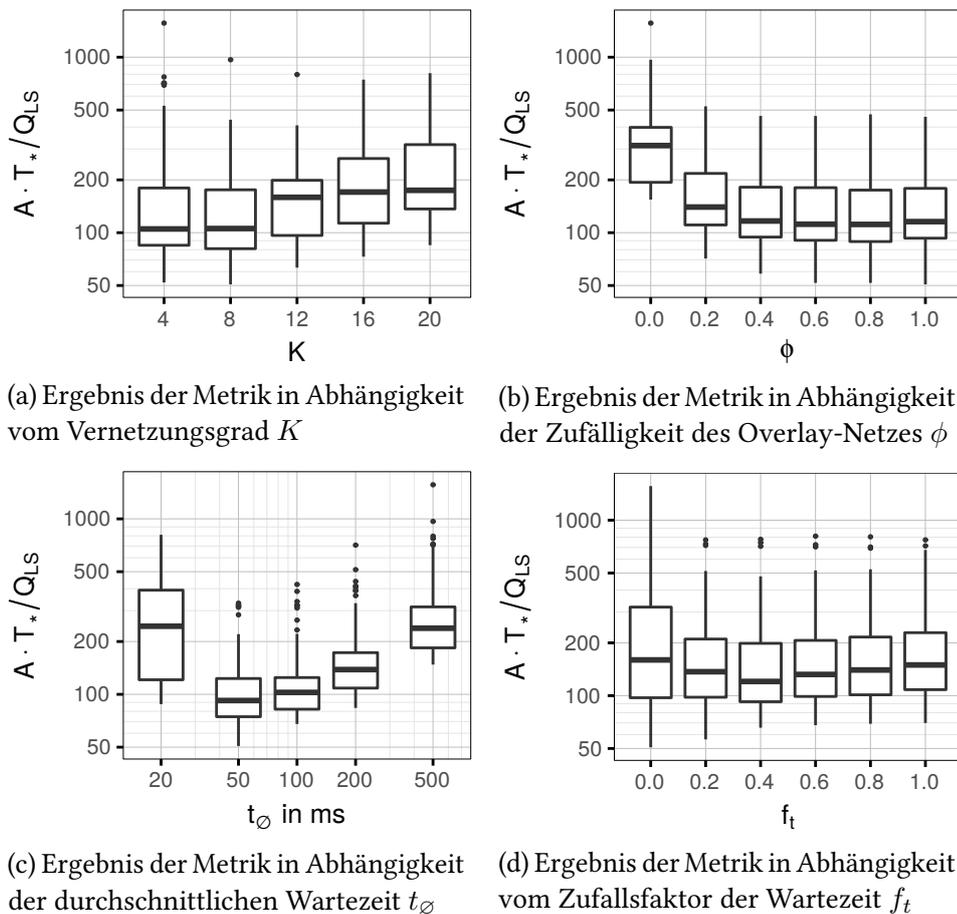
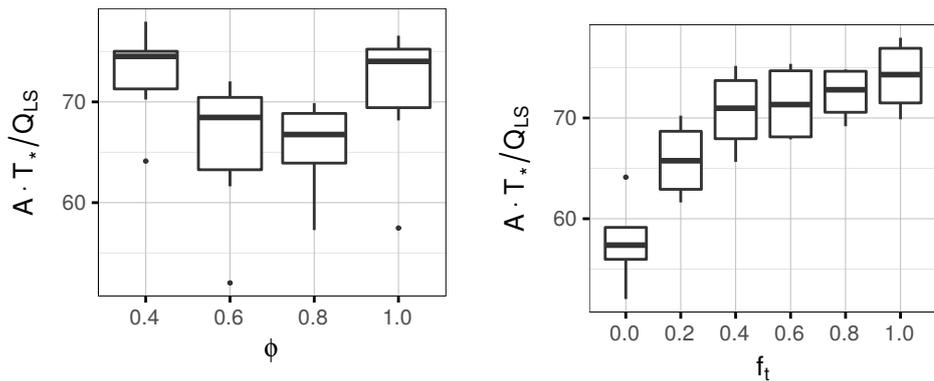


Abbildung 7.1: Übersicht der Ergebnisse aller Simulationen mit großem Raster

einem Vernetzungsgrad von $K = \{4; 6; 8; 10\}$ durchgeführt werden. Auch aus den Resultaten der durchschnittlichen Zeitverzögerung (Abbildung 7.1c) kann der Suchraum für die optimale Lösung stark eingeschränkt werden. Die Ergebnisse deuten auf ein konvexes Verhalten bzgl. der durchschnittlichen Zeitverzögerung hin. Das Minimum liegt zwischen 20 ms und 100 ms, wobei 20 ms und 100 ms ausgeschlossen werden können. Auch bei der Abhängigkeit des Ergebnisses von der Zufälligkeit des Overlaynetzes ϕ (siehe Abbildung 7.1b) können Einschränkungen gemacht werden. Sehr geringe Zufälligkeiten von $\phi = 0$ oder $\phi = 0.2$ sind weniger gut geeignet, als höhere Zufälligkeiten.

Nun können die bereits erfolgten Simulationen einen noch besseren Einblick gewähren, indem die als schlecht identifizierten Parametrisierungen heraus gefiltert werden. Abbildung 7.2 zeigt die Simulationsergebnisse mit

einem Filter, der Simulationen mit $K \geq 12$, $\phi \leq 0.2$ herausgefiltert hat und nur Simulationen mit einer durchschnittlichen Zeitverzögerung von 50 ms berücksichtigt. Anhand der Ergebnisse aus Abbildung 7.2a ist ersichtlich, dass auch $\phi \leq 0.4$ sowie $\phi = 1.0$ nicht ideal sind. Durch das Filtern der Ergebnisse ist ersichtlich, dass der Zufallsfaktor der Wartezeit kleiner als 0,2 zu wählen ist, um die Metrik zu optimieren.



(a) Ergebnis der Metrik in Abhängigkeit von der Zufälligkeit des Overlay-Netzes ϕ

(b) Ergebnis der Metrik in Abhängigkeit vom Zufallsfaktor der Wartezeit f_t

Abbildung 7.2: Gefilterte Ergebnisse der Simulation mit groben Raster ($K = 4$, $\phi \neq 0$, $10 \text{ ms} < t_\emptyset \leq 100 \text{ ms}$)

Mit den neuen Erkenntnissen können nun die Simulationen im feinen Raster gestartet werden. Hierfür wurde $K = \{4; 6; 8; 10\}$ gewählt ($|K| = 4$). Für den Parameter ϕ wurde eine Variation zwischen 0,6 und 0,975 mit einer Schrittweite von 0,025 simuliert ($|\phi| = 16$). Die durchschnittliche Zeitverzögerung t_\emptyset wurde im Bereich von 25 ms bis 95 ms mit der 5 ms Schrittweite gewählt ($|t_\emptyset| = 15$). Der Zufallsfaktor wird für die Simulation in feineren Raster auf $f_t = \{0; 0,05; 0,1; 0,15\}$ reduziert ($|f_t| = 4$). Daraus ergeben sich 3840 Simulationen.

Die Ergebnisse der zweiten Simulationsiteration (siehe Abbildung 7.3) bieten weiteren Aufschluss über die ideale Parametrisierung von COHDA in diesem Szenario. So kann der Parameter des Zufallsfaktors für die Wartezeit f_t auf die Werte unter 0,2 reduziert werden. Auch die durchschnittliche Wartezeit kann auf einen Bereich zwischen 35 ms und 50 ms reduziert werden. Für die durchschnittliche Anzahl an Nachbarn K ist ersichtlich, dass 6 die optimale Wahl ist. Bei Berücksichtigung dieser Einschränkungen und Betrachtung der Metrik in Abhängigkeit von t_\emptyset und f_t (siehe Abbildung 7.4) ergeben sich eine nochmals verbesserte Sicht auf die optimale Parameterwahl.

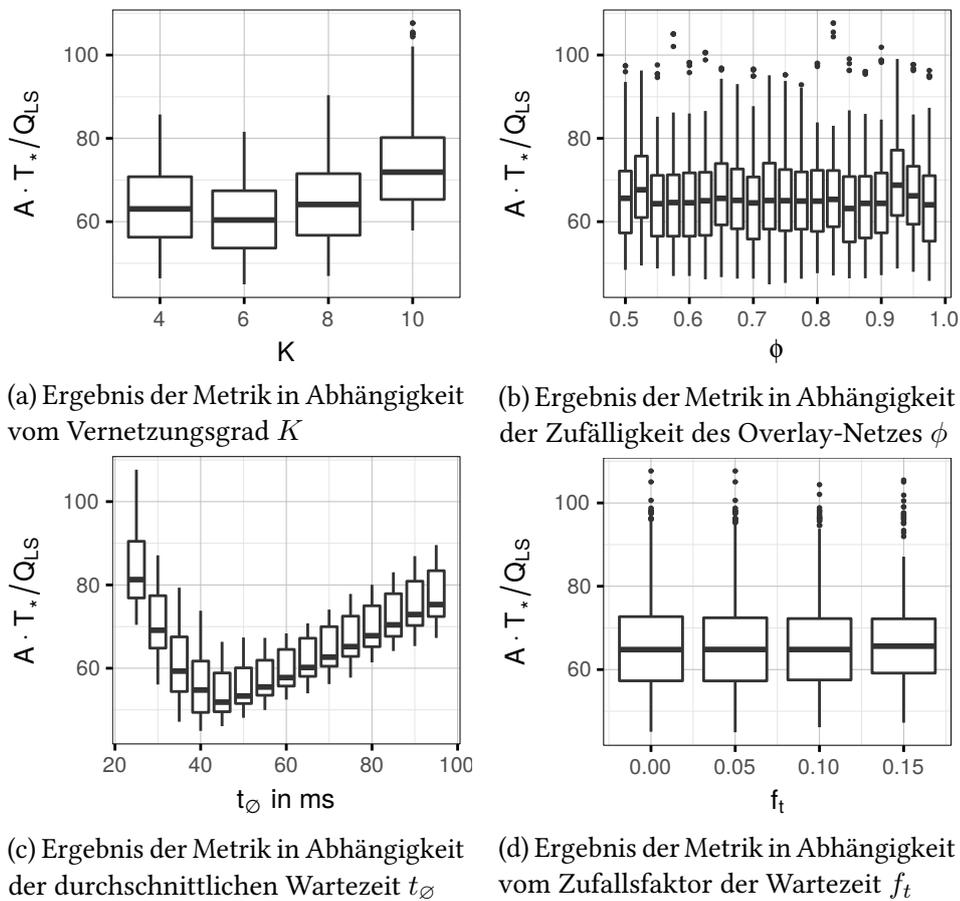
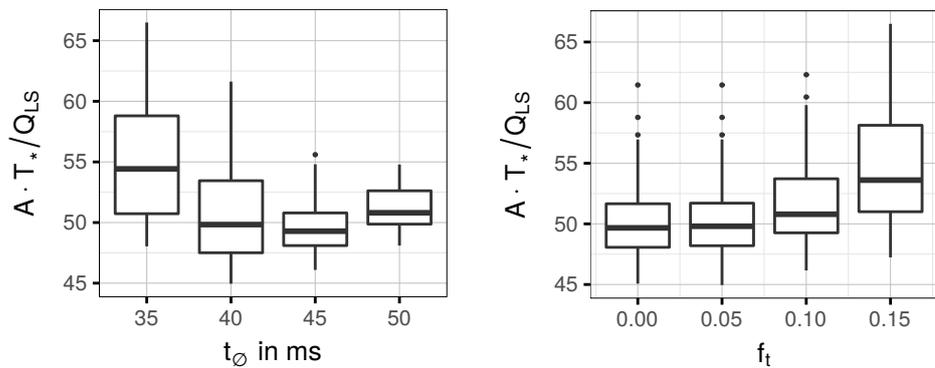


Abbildung 7.3: Übersicht aller Ergebnisse der Simulation mit feinem Raster

Parameterfestlegung: Die Simulationen haben die geeigneten Parametrisierungen deutlich einschränken können. Als optimierte Parametrisierung für dieses Szenario wird $K = 6$, $\phi = 0.95$, $t_0 = 40$ ms und $f_t = 0.05$ gewählt. So kann der Wert der Metrik mit einer geeigneten Parametrisierung auf ca. 50 verbessert werden. Da zu Beginn die Resultate der Metrik teilweise deutlich über 100 lagen, ist das eine deutliche Verbesserung. Bei der Auswahl von ϕ sind keine signifikanten Änderungen feststellbar, sodass die Wahl von exakt 0,95 nicht ausschlaggebend ist. Ähnliches gilt für den Parameter f_t bei dem für dieses Szenario sowohl 0 als auch 0,05 gute Werte sind.



(a) Metrik in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Wartezeit t_\varnothing

(b) Metrik in Abhängigkeit vom Zufallsfaktor der Wartezeit f_t

Abbildung 7.4: Gefilterte Ergebnisse der Simulation mit feinem Raster ($K = 6$, $30 \text{ ms} \leq t_\varnothing \leq 55 \text{ ms}$)

7.3 Zusammenfassung

Die multivariate Optimierung ermöglicht es, einen EMA für ein Szenario optimal zu parametrisieren. Es können beliebig viele Parameter variiert und optimiert werden. Um den limitierenden Faktor der Simulationszeit abzumildern wurde eine mehrstufige Simulationsstrategie eingeführt, welche die Parametrisierungen zunächst mit einem groben Raster simuliert und anschließend die interessanten Regionen feiner auflöst. Für die Optimierung kann eine Metrik definiert werden, die nahezu beliebig aus Ergebnissen der Energiemanagement-Qualität und des Kommunikationsaufwandes zusammengestellt werden kann.

Kapitel 8

Evaluation

In diesem Kapitel werden die Energiemanagement-Algorithmen COHDA, PowerMatcher und PrivADE mithilfe der Simulationsumgebung und der Qualitätsmetriken anhand verschiedener Szenarien bezüglich der Energiemanagement-Qualität und des Kommunikationsverhaltens analysiert.

Nachdem grundlegende Simulationsparameter festgelegt wurden, behandelt der erste Teil die Energiemanagement-Qualität. Dort werden mehrere Szenarien definiert, anhand deren analysiert wird, wie gut sich ein Haushaltsverbund autark versorgen kann, welcher Eigenverbrauch mithilfe von Wärmepumpen erreichbar ist und ob Lastspitzen reduziert werden können. Im letzten Szenario wird analysiert, was für Auswirkungen die Größe des Haushaltsverbundes auf die Energiemanagement-Qualität hat. Alle Szenarien werden mithilfe der Simulationsumgebung aus Kapitel 5 und der Metriken für die Qualitätsbewertungen aus Kapitel 6 evaluiert.

Der zweite Teil untersucht die Kommunikationseigenschaften der EMAs aufgeschlüsselt nach Konvergenzzeit und Datenvolumen sowie deren Verhalten bei eingeschränkten Kommunikationsmöglichkeiten. Anschließend wird die Robustheit der EMAs evaluiert.

Bezüglich des Einflusses verschiedener Parameter auf die Energiemanagement-Qualität wurden die Beiträge [HFT13; Höl+15; Höl+16; HBT16] veröffentlicht. Analysen über die Anforderungen der EMAs an die Kommunikationstechnologie wurden in [HBT17; Höl+17] veröffentlicht.

8.1 Grundlegende Simulationsparameter

In diesem Abschnitt wird zunächst ein Basisszenario vorgestellt, auf dem alle Szenarien dieses Kapitels aufbauen. Anschließend werden die angewendeten Parametrisierungen der EMAs definiert.

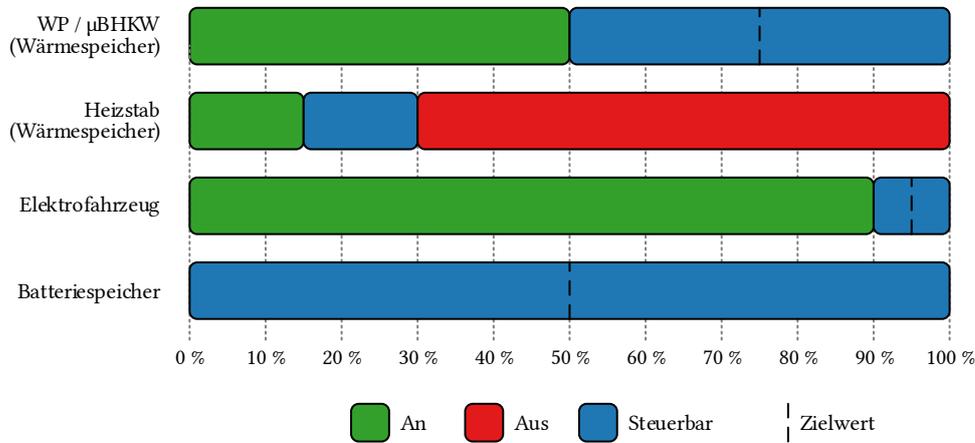


Abbildung 8.1: Steuerbarkeit von Geräten in Abhängigkeit von internen Geräte- oder Haushaltszuständen

8.1.1 Basisszenario

Tabelle 8.1 zeigt die Parametereinstellungen für die Modelle. Sie enthält allgemeine Simulationsparameter, die Ausstattung der Haushalte sowie Geräteeigenschaften. Abbildung 8.1 stellt die Steuerbarkeiten der Geräte in Abhängigkeit der internen Zustände des Haushaltes dar. WPs und μ BHKWs sind nur steuerbar, wenn der Wärmespeicher des Haushaltes zu einem Mindestanteil (hier 50 Prozent) gefüllt ist und ansonsten permanent „an“. Wenn der Füllstand des Wärmespeichers unter einer bestimmten Grenze liegt (hier 30 Prozent), kann zusätzlich der Heizstab aktiviert werden. Ab einem kritischen Zustand (hier 15 Prozent), ist der Heizstab immer „an“. Ein EVs ist steuerbar, wenn seine Batterie einen ausreichenden Füllstand (hier 90 Prozent) erreicht hat. BS sind unabhängig vom Ladefüllstand immer steuerbar.

8.1.2 Parameter der Energiemanagement-Algorithmen

In diesem Abschnitt werden die verwendeten Parameter aller EMAs festgelegt.

COHDA

Bei Simulationen mit Kommunikation, werden die Parameter der multivariaten Optimierung aus Kapitel 7 als Basis verwendet. Andernfalls wird der Zufallswert der Vernetzung ϕ auf 0,5, der Vernetzungsgrad K auf 6 und die durchschnittliche Verzögerungszeit t_\emptyset auf 250 ms gesetzt. Der Zufallsfaktor der Verzögerung f_t wird mit 0,4 etwas höher gewählt, um die wegfallenden zufälligen Verzögerungen des Kommunikationsnetzes auszugleichen.

Tabelle 8.1: Basisparameter der Simulationsumgebung

	Parameter	Beschreibung	Standard
Allgemeines	Start	Dieser Wert gibt das Startdatum der Simulation an. Der gültige Simulationszeitraum ist zwischen 1. Januar 2011 bis zum 31. Dezember 2015.	01.05.2011
	Dauer	Die Simulationsdauer kann von einer Minute bis fünf Jahre variiert werden. Voraussetzung ist, dass die Simulation nur innerhalb des gültigen Simulationszeitraumes läuft.	7 Tage
	Intervall	Das Intervall gibt die kleinste zeitliche Auflösung an. Der Wert kann zwischen einer Minute und einer halben Stunde gewählt werden.	15 Minuten
	Haushalte	Die Anzahl der Haushalte kann ganzzahlig zwischen 1 und 2000 gewählt werden.	50
	Anteil intelligenter Haushalte	Ein intelligenter Haushalt nimmt am EMA teil. Der Anteil kann zwischen 0 und 100 Prozent variiert werden. Die übrigen Haushalte haben ein Standardverhalten	100 Prozent
	Clusteranzahl	Ein Cluster bezeichnet bei PowerMatcher und PrivADE ⁺ die Anzahl der Konzentratoren bzw. Aggregatoren. Auf die anderen EMAs hat dieser Parameter keinen Einfluss	1
	Zielleistung	Die Zielleistung eines EMA kann entweder als Konstante oder als Verlauf in einer Datei angegeben werden.	konstante 0 W
Haushalte	Gerätebesitz	Die Geräteanzahl kann für alle Gerätetypen definiert werden. Für alle Geräte sind die Werte zwischen 0 Prozent und 100 Prozent gültig. Die Werte der BS können darüber hinaus beliebig hoch gewählt werden. EVs haben die Besonderheit, dass nur eingestellt wird, wie die Wahrscheinlichkeit ist, dass ein Haushalt komplett auf EVs umgestellt hat. Die tatsächliche Anzahl der EVs hängt davon ab, wie viele Fahrzeuge der Haushalt besitzt.	µBHKW: 8 % WP: 32 % Heizstab: 40 % PV-Anlage: 40 % BS: 40 % EV: 40 %
	Forcieren des Besitzes	Dieser Parameter kann wahr oder falsch sein. Bei nicht gesetzter Forcierung wird bei jedem Haushalt zufällig entschieden, ob ein Gerät vorhanden ist. Bei zwei Haushalten und einer Besitzwahrscheinlichkeit von z. B. 50 Prozent, ist die Wahrscheinlichkeit je 25 Prozent, dass keiner oder beide Haushalte dieses Gerät besitzen und 50 Prozent, dass genau ein Haushalt das Gerät besitzt. Wenn der Parameter wahr ist, wird die Geräteanzahl kalkuliert und auf die Haushalte aufgeteilt. Im genannten Beispiel wird ein Gerät (50 Prozent von 2) auf die Haushalte verteilt und somit sichergestellt, dass genau ein Haushalt dieses Gerät besitzt.	Wahr

Weiter auf der nächsten Seite

Tabelle 8.1: Basisparameter der Simulationsumgebung (Fortsetzung)

	Parameter	Beschreibung	Standard
Geräte	Geräte-zustände	Es kann angegeben werden, bei welchen Bedingungen ein Gerät aktiviert, deaktiviert oder flexibel steuerbar ist. Dies gilt insbesondere für EVs, BSs, WPs, μ BHKWs und Heizstäbe.	siehe Abbildung 8.1
	Mindestlaufzeiten	Für WPs und μ BHKWs können minimale Laufzeiten angegeben werden. Nach der Aktivierung können die Geräte innerhalb dieser Laufzeit nicht wieder deaktiviert werden. Wenn die Mindestlaufzeit sehr klein gewählt werden würden, wäre ggf. der Verschleiß an den Geräten aufgrund häufigerer Zustandsänderungen höher.	WP: 15 min μ BHKW: 2 h
	Anschlussleistungen	Ein EV kann mit verschiedenen Leistungen laden. In Haushalten wird häufig mit einer herkömmlichen Steckdose geladen, die ein Maximum von 2,4 kW leistet. Spezielle Ladesäulen können mit 11 kW oder 22 kW laden. Die EVs werden zufällig nach einem Verteilschlüssel einer der drei Anschlussleistungen zugewiesen.	2,4 kW: 75 % 11 kW: 20 % 22 kW: 5 %

PowerMatcher

Wie im Unterabschnitt 4.2.4 beschrieben, verwendet PowerMatcher Geräte-Agenten, um Angebote zu erstellen. Die Energiekosten zur Berechnung von Angeboten werden in dieser Arbeit mit $\bar{c}_{el} = 0,27 \text{ €/kWh}$ für Strom und $\bar{c}_{gas} = 0,07 \text{ €/kWh}$ für Gas angenommen. Nachfolgende Abschnitte beschreiben, wie die Geräte-Agenten ein Angebot, bestehend aus Koordinaten mit Preis und Leistung (c/P), erstellen.

Batteriespeicher Ist der BS steuerbar, besteht das Angebot aus den Koordinaten $\{(0 \text{ €/}P_{max}); (2\bar{c}_{el}\cdot\eta - \bar{c}_{el}/0 \text{ W}); (3\bar{c}_{el} - 2\bar{c}_{el}\cdot\eta/0 \text{ W}); (2\bar{c}_{el}/P_{min})\}$. Dabei entspricht P_{min} der Leistung die entnommen werden kann (negative Leistung), P_{max} der Leistung mit der der BS laden kann und η dem Wirkungsgrad (hier 95 Prozent) des BSs. Daraus resultiert für den BS ein stets ökonomisches Handeln. Wenn der BS nahezu vollgeladen ist, wird die Leistung gezielt auf die Leistung reduziert, die nötig ist, damit der BS innerhalb des nächsten Intervalls voll lädt. Im Fall, dass der BS fast leer ist, wird entsprechend die negative Leistung angepasst.

Elektrofahrzeug Das EV hat ähnliche Eigenschaften wie der BS. Wenn der Ladestand unter einen Schwellwert (hier 90 Prozent) ist, besteht das Angebot nur aus der Koordinate $(0 \text{ €/}P_{max})$. Dabei entspricht P_{max} der maximalen Anschlussleistung des EV. Falls der Ladestand über dem Schwellwert liegt, wird das EV wie ein BS verwendet.

Heizstab Wenn der Heizstab aufgrund des geringen Füllstandes des Wärmespeichers aktiviert ist, hat das Angebot nur die Koordinate $(0 \text{ €/}P)$. Der Wert P ist die Leistung des Heizstabes. Wenn der Heizstab schaltbar ist (hier Füllstand des Wärmespeichers zwischen 15 und 30 Prozent) wird der Preis c definiert, ab dem der Heizstab „an“ ist. Dieser Preis ist so modelliert, dass die Preisschwelle, die unterschritten werden muss, damit der Heizstab aktiviert wird, höher ist, je geringer der Füllstand des Wärmespeichers ist. Das Angebot besteht aus den Koordinaten $\{(c/P); (c/0 \text{ W})\}$ mit

$$c = \bar{c}_{el} \cdot \left(1 - \frac{q}{(q_{max}^{heizstab} - q_{min}^{heizstab})}\right) = 0,27 \text{ €} \cdot \left(1 - \frac{q}{0,15}\right). \quad (8.1)$$

Wärmepumpe Wenn die WP aktiviert ist, ist das Angebot $(0 \text{ €/}P)$, wobei P die Leistung der Wärmepumpe ist. Wenn die WP steuerbar ist, muss der Preis, ab dem die WP aktiviert wird berechnet werden. Um ein harmonisches Zusammenwirken von WP und Heizstab zu ermöglichen, ist der Preis für die generierte Wärme durch die Wärmepumpe bei einem Füllstand von 50 Prozent der gleiche, wie der minimale Preis für die Wärmeerzeugung durch den Heizstab. Dies führt zu dem Angebot $\{(c/P); (c/0 \text{ W})\}$ mit

$$c = \bar{c}_{el} \cdot \frac{q_{min}^{WP} - q}{1 - q_{min}^{WP}} \cdot COP = -0,54 \text{ €} \cdot (0,5 - q) \cdot COP. \quad (8.2)$$

Mikro Blockheizkraftwerk Ein μ BHKW ist ein schaltbares Gerät, für das nur ein Preis errechnet werden muss, ab dem das μ BHKW aktiviert wird. Um genau wie bei der WP ein harmonisches Zusammenwirken von μ BHKW und Heizstab zu ermöglichen, wird der Preis so festgelegt, dass das μ BHKW bei einem Füllstand von $q_{min} = 50$ Prozent auch bei einem Preis von 0 € aktiviert wird. Der Preis, der nötig ist, um das μ BHKW zu aktivieren, steigt von dort an linear, bis bei einem vollen Wärmespeicher die Kosten für den Betrieb allein durch den Verkauf des Stroms gedeckt werden können. Daraus ergibt sich das Angebot $\{(c/0 \text{ W}); (c/P_{el})\}$, wobei P_{el} eine negative elektrische Leistung darstellt und c definiert ist durch

$$c = \frac{\bar{c}_{gas} \cdot (q - q_{min})}{\eta_{el}}. \quad (8.3)$$

Der Wert η_{el} ist der elektrische Wirkungsgrad eines μ BHKWs und beträgt je nach Typ zwischen 10 Prozent und 50 Prozent. Einem μ BHKW ist es nicht gestattet den Wärmespeicher zu überfüllen oder aktiviert zu sein, wenn die maximale Speicherkapazität bereits erreicht ist. So kann mit einem μ BHKW, insbesondere in wärmeren Jahreszeiten, nicht durchgängig Strom produziert werden.

PrivADE

Bei PrivADE wird in dieser Arbeit das homomorphe Verschlüsselungsverfahren genutzt. Eine Alternative wäre ein Verfahren, welches die Privatsphäre nicht vollständig wahrt (das sog. Bucket Encryption Scheme) [Bre+15]. Für die homomorphe Verschlüsselung muss die Blocklänge definiert werden, welche in den Simulationen in dieser Arbeit stets auf 512 Bit gesetzt ist. Das hat zur Folge, dass die kleinste Nachricht die versendet werden kann bis zu 512 Bit an Daten beinhalten kann und aufgrund der Paillier Verschlüsselung die doppelte Datenmenge benötigt [Pai99].

Weiter können die Anzahl und die Werte der schaltbaren Kategorien gewählt werden. Diese wurden so gewählt, dass jede in der Simulationsumgebung vorkommende Geräteleistung eines schaltbaren Gerätes eine eigene Kategorie hat. Dies führt zu insgesamt 424 Kategorien. Eine Anpassung dieses Parameters hat Auswirkungen auf die Größe des Datenpaketes in der ersten Runde. Pro Kategorie werden zusätzliche 32 Bit Daten benötigt. Für 424 Kategorien werden demnach 6784 Bit Daten benötigt. Zusammen mit den weiteren notwendigen Informationen können diese Daten in 14 Blöcken untergebracht werden. In Summe führt dies zu einer benötigten Nettodatenmenge von 14 336 Bit oder 1792 Byte in der ersten Runde. Nachfolgende Runden haben eine Nettodatenmenge von 128 Byte.

8.2 Evaluation der Energiemanagement-Qualität

Um die in Kapitel 4 vorgestellten EMAs bezüglich Energiemanagement-Qualität bewerten zu können, werden in diesem Abschnitt verschiedene Geräte- und Haushaltsparameter variiert. Anschließend wird analysiert, wie sich dieses auf den Energieverbrauch mit und ohne Verwendung von EMAs auswirkt. Kommunikationsaspekte werden in diesem Abschnitt nicht betrachtet.

8.2.1 Basisszenario

In diesem Abschnitt wird der Energieverbrauch des Basisszenarios anhand eines beispielhaften Tages diskutiert. Abbildung 8.2 zeigt den Energieverbrauch eines simulierten Tages, ohne Vernetzung der Häuser. Durch die Farben kann der Energieverbrauch nach Verbrauchstyp unterschieden werden. Der Basisverbrauch und die Erzeugung der PV-Anlage sind dabei nicht beeinflussbar. Der Energieverbrauch über den Tag schwankt und es ist gut zu erkennen, dass besonders abends und nachts viele anpassbare Verbrau-

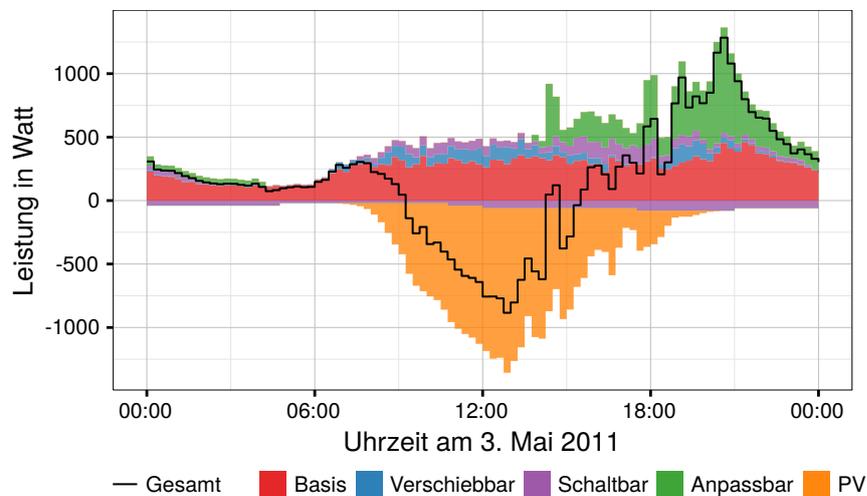


Abbildung 8.2: Durchschnittlicher Energieverbrauch aller Haushalte an einem beispielhaften Tag des Basisszenarios

cher Energie konsumieren. Dies ist darauf zurückzuführen, dass EVs häufig abends zu Hause abgestellt und direkt geladen werden. Die verschiebbaren Geräte, wie Waschmaschinen oder Spülmaschinen, laufen primär über den Tag verteilt. Dennoch erzeugen die PV-Anlagen zwischen 9:30 Uhr und 16:00 Uhr mehr Energie als die Haushalte verbrauchen. Zu der Zeit wird der Haushaltsverbund in Summe zu einem Stromerzeuger.

Der Energieverbrauch der Haushalte steigt von 20:30 Uhr bis 20:45 Uhr auf durchschnittlich über 1250 Watt. Bei einer angenommenen Leistung des Ortsnetztransformators von maximal 250 kW wird dieser durch die 50 Haushalte nur zu ca. 25 Prozent ausgenutzt. Bei der Annahme, dass alle Haushalte wie in Abbildung 5.23 dargestellt an dem Ortsnetztransformator angeschlossen sind, ergeben Simulationen mit pandapower bei dem letzten Haushalt eine Verletzung des Spannungsbandes (siehe Abbildung 8.3). Die Spannung unterschreitet die minimal zulässigen 207 Volt zwischen 20:15 Uhr bis 20:45 Uhr. Mit einem EMA, der die Leistung der Haushalte auf maximale 300 Watt in Durchschnitt begrenzt, kann diese Spannungsbandverletzung verhindert werden.

8.2.2 Autarkie mit Photovoltaik-Anlagen und Batteriespeicher

Durch die zunehmende Verbreitung von PV-Anlagen und BSs erscheint es immer einfacher, autark von einer externen Stromversorgung zu werden.

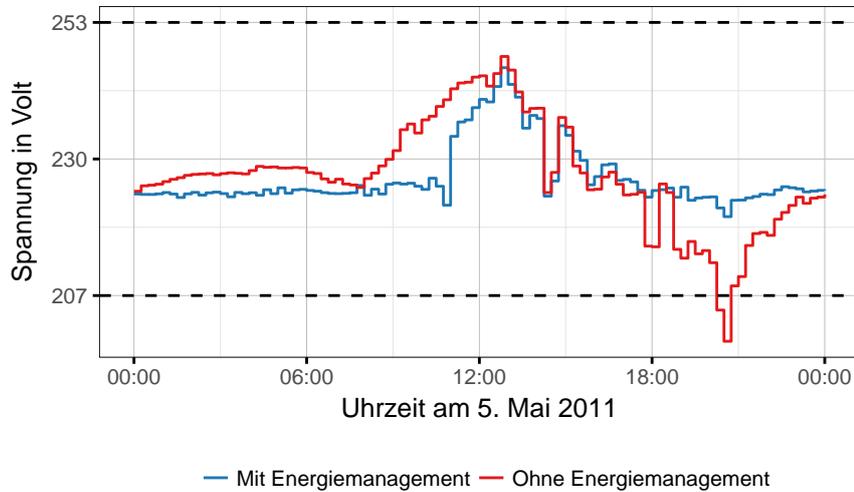


Abbildung 8.3: Spannung am letzten Haushalt einer Straße beim Basisszenario mit und ohne Energiemanagement

Autark ist ein Haushalt oder ein Haushaltsverbund wenn zu keinem Zeitpunkt Energie $P_n(t)$ aus dem Netz genommen wird. Der Verbrauch $P(t)$ muss stets geringer sein als die selbst erzeugte Leistung $P_g(t)$ ($\int_{t_{start}}^{t_{end}} P_n(t) dt = 0$). Es gilt $P(t) = P_n(t) + P_g(t)$. Ist nur ein Teil der verbrauchten Energie aus eigener Erzeugung, ist der Haushalt nur zu einem gewissen Grad autark. Dabei wird zwischen dem zeitlichen- (LoA_t) und dem energetischen (LoA_e) Autarkiegrad unterschieden.

Der zeitliche Autarkiegrad ist definiert nach:

$$LoA_t = \frac{\int_{t_{start}}^{t_{end}} a(t) dt}{t_{end} - t_{start}} \quad (8.4)$$

mit

$$a(t) = \begin{cases} 1 & \text{wenn } P_n(t) = 0 \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (8.5)$$

Der energetische Autarkiegrad ist folgendermaßen definiert:

$$LoA_e = \frac{\int_{t_{start}}^{t_{end}} P_g(t) dt}{\int_{t_{start}}^{t_{end}} P(t) dt} \quad (8.6)$$

Für die Simulation wurden alle Werte des Basisszenarios genutzt, mit der Ausnahme, dass die Simulationszeit von sieben Tage auf drei Jahre erhöht wurde, um auch saisonale Effekte berücksichtigen zu können. Für ein optimales Ergebnis wird die globale Zielleistung auf 0 W gesetzt. Die Annahme

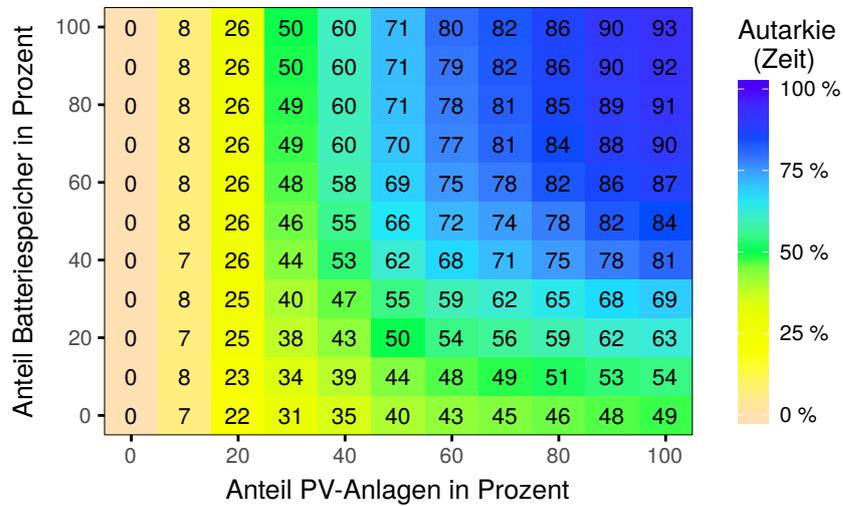


Abbildung 8.4: Zeitlicher Autarkiegrad in Abhängigkeit der Marktdurchdringung von PV-Anlagen und BSs (gemittelt über alle Algorithmen, jeweils fünf Wiederholungen)

ist, dass sich durch Erhöhung der Marktdurchdringung der PV-Anlagen oder der BSs, der zeitliche und der energetische Autarkiegrad erhöhen lässt.

Abbildung 8.4 zeigt den zeitlichen Autarkiegrad LoA_t , der bei Verwendung eines EMAs erreicht wird. Dabei wurden jeweils COHDA, PowerMatcher und PrivADE simuliert und deren Resultate gemittelt, da sich die Ergebnisse nur marginal unterscheiden. Der zeitliche Autarkiegrad ist ohne PV-Anlagen 0 Prozent, da die energieerzeugenden Geräte des ohne PV-Anlagen nicht ausreichen, um den Energieverbrauch zu irgendeinem Zeitpunkt zu decken. Wenn die Anzahl der PV-Anlagen steigt, so steigt auch ohne BS der zeitliche Autarkiegrad auf bis zu 49 Prozent. Bei einem höheren Anteil an PV-Anlagen haben auch die BSs einen größeren Effekt, da die überschüssig erzeugte Energie nicht komplett eingespeist, sondern gespeichert wird. Anschließend wird, wenn nicht mehr genug Energie erzeugt wird, die Leistung aus den BSs genommen, um den Haushaltsverbund mit Energie zu versorgen. Wenn jeder Haushalt eine PV-Anlage und einen BS besitzt, könnten sich diese Haushalte im Verbund in 93 Prozent der Zeit selbst versorgen.

Der energetische Autarkiegrad hat aufgrund der μ BHKWs des Basisszenarios bereits ohne PV-Anlagen und BSs einen Wert von 7 Prozent (siehe Abbildung 8.5). Wenn die Anzahl der PV-Anlagen erhöht wird, steigt auch der energetische Autarkiegrad. Wenn jeder Haushalt eine PV-Anlage installiert hat, ergibt sich ohne BS ein energetischer Autarkiegrad von nur rund 74 Prozent, obschon die Gesamterzeugung aus PV-Anlagen den Gesamtener-

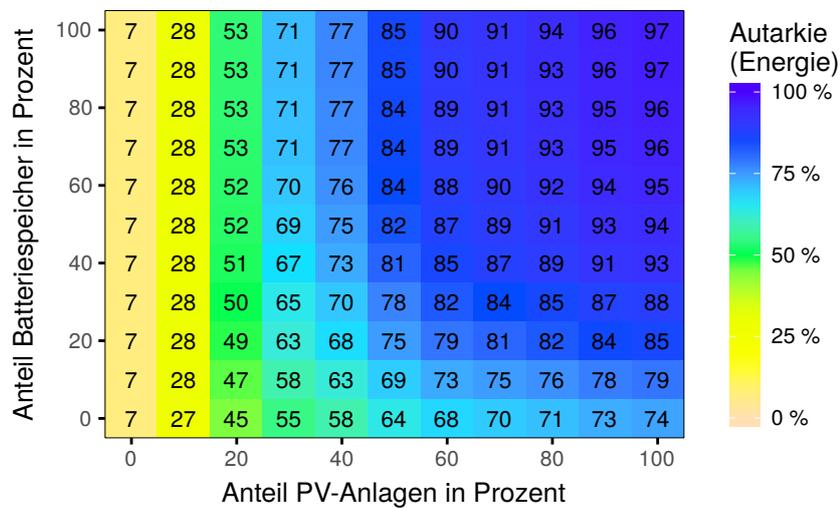


Abbildung 8.5: Energetischer Autarkiegrad in Abhängigkeit der Marktdurchdringung von PV-Anlagen und BSs (gemittelt über alle Algorithmen, jeweils fünf Wiederholungen)

gieverbrauch um etwa Faktor zwei übersteigt.

Die Qualität des Energiemanagements, welches an dieser Stelle mit der Qualitätsfunktion der Lastformung (Gleichung 6.29) und der Zielleistung von konstanten 0 Watt bewertet wird, ist stets positiv. Die besten Ergebnisse können erreicht werden, wenn viele BSs für die Optimierung verwendet werden können und die Energieerzeugung der PV-Anlagen den Energieverbrauch nicht deutlich übersteigt. Eine Energieeinspeisung führt bei dieser Bewertungsfunktion, genau wie die Netzentnahme, zu einer Abwertung. Die durchschnittlichen Qualitätswerte der EMAs sind nahezu identisch. COHDA erreicht im Durchschnitt 34,40 Prozent, PowerMatcher 35,71 Prozent und PrivADE 34,95 Prozent.

Die vorher getroffenen Annahmen, dass sowohl der energetische, als auch der zeitliche Autarkiegrad steigt, wenn die Anzahl der PV-Anlagen oder BSs erhöht wird, wurden anhand der Simulationen bekräftigt. Alle EMAs können mit einer vergleichbaren Energiemanagement-Qualität dazu beitragen den Autarkiegrad zu erhöhen. Eine wichtige Erkenntnis ist, dass der Autarkiegrad mit wenig Aufwand auf 50 Prozent gesteigert werden kann, eine Erhöhung auf vollständige Autarkie jedoch sehr aufwendig ist.

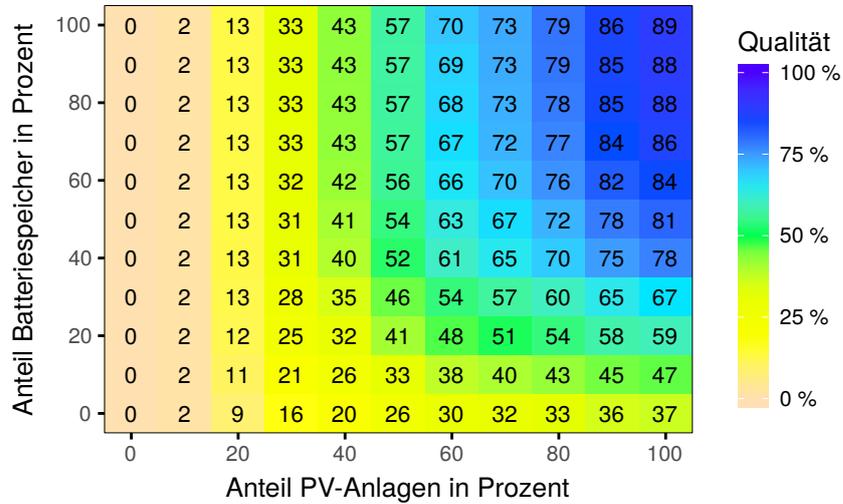


Abbildung 8.6: Qualität des Energiemanagements (LS_p) in Abhängigkeit der verfügbaren PV-Anlagen und BSs (gemittelt über alle Algorithmen, jeweils fünf Wiederholungen)

8.2.3 Eigenverbrauchsoptimierung mit Wärmepumpen

Während im vorherigen Abschnitt die Autarkie im Fokus stand, wird in diesem Abschnitt der Eigenverbrauch näher betrachtet. Der Eigenverbrauch ist nach Gleichung 8.7 definiert.

$$C_{own} = \frac{\int_{t_{start}}^{t_{end}} C_{G^{PV}}(t) dt}{\int_{t_{start}}^{t_{end}} G^{PV}(t) dt} \quad (8.7)$$

Dabei ist G^{PV} die Erzeugung aus den PV-Anlagen und

$$C_{G^{PV}}(t) = \begin{cases} P(t) & \text{wenn } G^{PV}(t) \geq P(t) \\ G^{PV}(t) & \text{sonst} \end{cases} \quad (8.8)$$

der Anteil, der von G^{PV} selbst durch den Haushaltsverbund verbraucht wird.

Im Falle der Eigenverbrauchsoptimierung soll möglichst keine Energie in das Energienetz eingespeist werden. Demnach wird auch hier die Zielleistung auf konstante 0 Watt festgelegt. Der Eigenverbrauch kann mit jedem steuerbaren Gerät optimiert werden. In diesem Abschnitt wird der Eigenverbrauch beispielhaft mit WPs optimiert.

Das hier simulierte Szenario basiert auf dem Basisszenario. Lediglich die steuerbaren Geräte (μ BHKWs, EVs, BSs) sind hier aus den Haushalten entfernt worden. Durch eine Erhöhung des Anteils an WPs ergeben sich

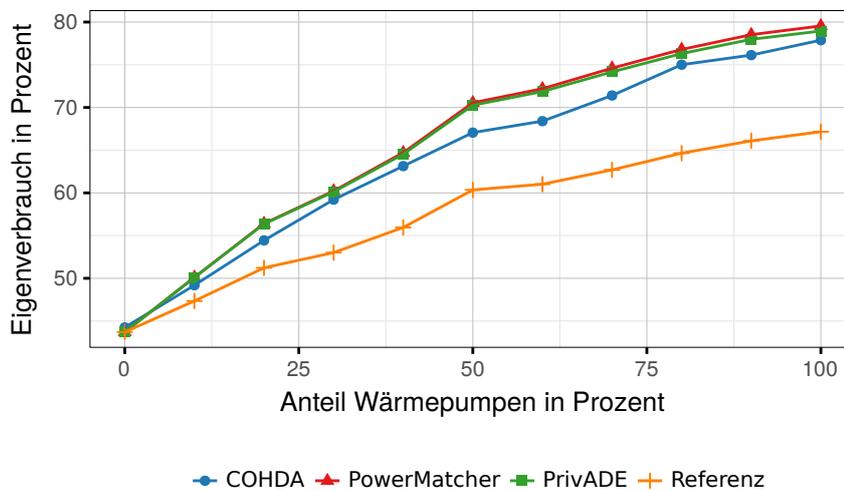


Abbildung 8.7: Eigenverbrauch in Abhängigkeit der Marktdurchdringung von Wärmepumpen

die, vom verwendeten EMAs abhängige, in Abbildung 8.7 gezeigten Eigenverbräuche. Es zeigt sich, dass der Eigenverbrauch monoton steigt, wenn die Anzahl der WPs erhöht wird. Wenn keine WPs und damit keinerlei steuerbaren Geräte verfügbar sind, können die Haushalte mit keinem der EMAs den Eigenverbrauch steigern. Sobald die Anzahl WPs erhöht wird, haben alle EMAs einen positiven Einfluss auf den Eigenverbrauch. Ferner ist zu erkennen, dass PowerMatcher und PrivADE bessere Ergebnisse liefern als COHDA. Der Grund hierfür konnte nicht eindeutig identifiziert werden. Möglich ist, dass COHDA häufig nur ein lokales und nicht das globale Optimum findet. Auch PrivADE kommt nicht an die Qualität von PowerMatcher heran. Ein Grund hierfür kann sein, dass schaltbare Geräte mit identischer Leistung nur gebündelt geschaltet werden können. Noch deutlicher wird dieses Verhalten in Abbildung 8.8, welche die Bewertung der Algorithmen mit der Funktion für die negative Lastanpassung (Gleichung 6.24) zeigt. Die Steigung des Eigenverbrauchs durch die Erhöhung des Anteils der WPs ist besonders bei wenigen WPs hoch. Ein Sättigungseffekt tritt auf, da die durch die PV-Anlagen erzeugte Energie an Tagen mit geringer Sonneneinstrahlung nicht ausreicht, um einen hohen Anteil an WPs zu versorgen. WPs die bei einem bereits hohen Anteil hinzugefügt werden, können lediglich den Eigenverbrauch an den Tagen mit viel Sonneneinstrahlung erhöhen. Da der Wärmebedarf an Tagen mit viel Sonneneinstrahlung typischerweise eher gering ist und die WPs damit nur eine geringe Laufzeit haben, ist dieser Effekt jedoch sehr gering.

Zusammengefasst führt die Verwendung jedes EMAs zu einem mit teil-

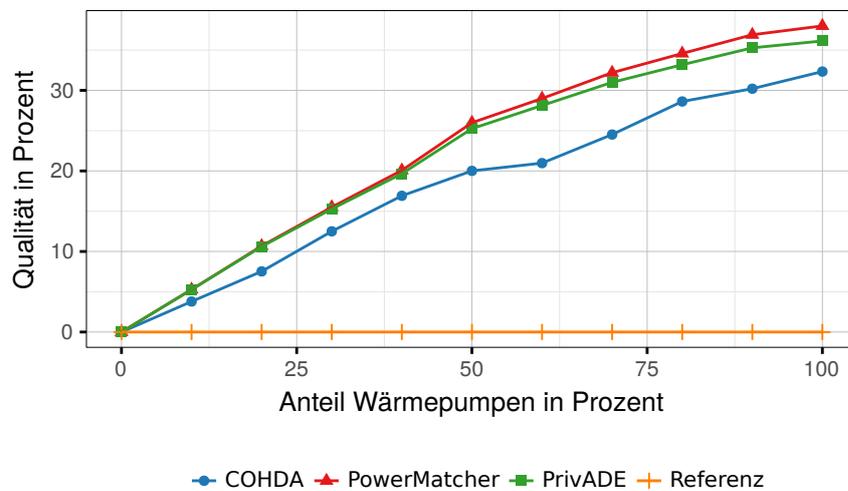


Abbildung 8.8: Qualität der Lastformung (LS_n) in Abhängigkeit der Marktdurchdringung von Wärmepumpen

weise über 10 Prozentpunkten höheren Eigenverbrauch als im Referenzfall. Dieser erhöhte Eigenverbrauch führt zu ökonomischen Vorteilen, wenn die Vergütung für die Einspeisung ins Energienetz geringer ist, als der Energiepreis beim Herausnehmen aus dem Netz.

8.2.4 Spitzenlastreduktion mit Elektrofahrzeugen

In diesem Abschnitt wird die Marktdurchdringung von EVs variiert und jeweils eine Spitzenlastreduktion mit verschiedenen Zielleistungen für das Energiemanagement durchgeführt. Ausgehend vom Basisszenario wurden keine wärmeerzeugenden Geräte oder BSs genutzt und die Anzahl PV-Anlagen auf 20 Prozent reduziert um den Einfluss von EVs auf die Spitzenlast ohne anderweitige Einflüsse analysieren zu können. Durch die Reduktion der Spitzenlast kann ein Netzausbau, besonders der des Verteilnetzes, überflüssig oder zumindest dessen Umfang reduziert werden.

Dabei ist die Wahl der Zielleistung, die durch den Haushaltsverbund gemeinsam erreicht werden soll, von entscheidender Bedeutung, um das Energiemanagement-Potential optimal auszuschöpfen. Falls der Zielwert zu niedrig gewählt wird, kann es vorkommen, dass dieser temporär nicht eingehalten werden kann.

Abbildung 8.9 zeigt den durchschnittlichen Stromverbrauch der 50 Haushalte an einem Wintertag. Die Simulationen wurden jeweils mit den Zielwerten 400 Watt, 600 Watt und 800 Watt und mit PrivADE durchgeführt. Der Zielwert 400 Watt ist für das abgebildete Szenario zu gering gewählt, da diese

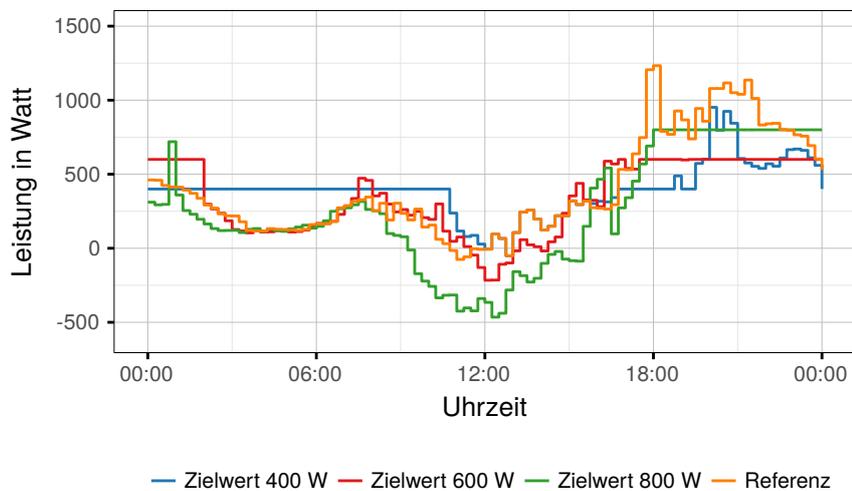


Abbildung 8.9: Beispielhafter Tag aus dem Basisszenario bei Verwendung von Spitzenlastreduktion mit PrivADE

Grenze von 19:00 Uhr bis 21:30 Uhr nicht eingehalten werden kann. Ein für dieses Szenario besserer Zielwert ist 600 Watt. Dieser kann in dem abgebildeten Szenario stets eingehalten werden. Es kann jedoch Situationen geben, in denen mehr Energie verbraucht wird bzw. die Batterien der EVs nicht so gut gefüllt werden können, wie an diesem beispielhaften Tag. Daher ist es sinnvoll den Zielwert etwas höher zu wählen, um sicherzustellen, dass dieser auch in extremen Situationen eingehalten werden kann.

Um die Wirkung von EVs und die Bedeutung des Zielwertes noch besser zu zeigen, wurden mehrere Simulationen durchgeführt. Der Zielwert wurde dabei in 100 Watt Schritten von 0 Watt bis 2000 Watt und die Anzahl der EVs zwischen 0 und 100 Prozent in 10 Prozent Schritten variiert. Die durch die Parameterkombinationen entstehenden 231 Simulationen wurden jeweils 50 mal wiederholt, um die Aussagekraft zu erhöhen.

Abbildung 8.10 zeigt die maximale Spitzenleistung bei Variation der Anzahl der EVs und des Zielwertes des Energiemanagements. Die Resultate der Algorithmen unterscheiden sich nur wenig. Gemittelt über alle Simulationen hat COHDA eine Spitzenlast von 1198 Watt, PowerMatcher 1197 Watt und PrivADE 1195 Watt. Ohne EVs ist die Spitzenlast aufgrund der fehlenden steuerbaren Geräte unabhängig vom Zielwert bei 700 Watt. Wenn vermehrt EVs eingesetzt werden, ist eine stärker werdende Abhängigkeit vom Zielwert des Energiemanagements erkennbar. Im Fall, dass jedes Auto elektrisch angetrieben wird, kann die Spitzenlast ab einem Zielwert von ca. 1000 Watt eingehalten werden.

Ein ähnliches Resultat ergibt sich bei der Darstellung der Qualitätswer-

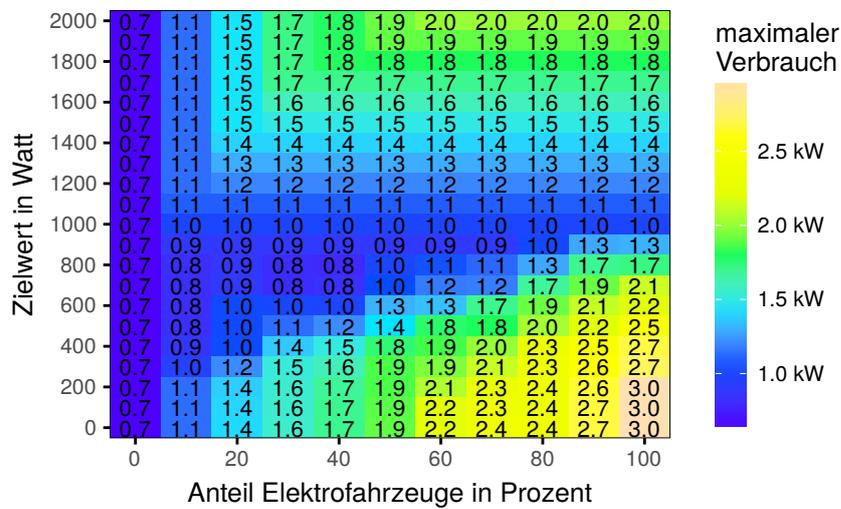


Abbildung 8.10: Spitzenlast von PowerMatcher in Abhängigkeit von der Marktdurchdringung der Elektrofahrzeuge und des Zielwertes des Energiemanagements

zung der Spitzenlastreduktion (siehe Gleichung 6.16), die in Abbildung 8.11 dargestellt ist. Auch hier ist der Unterschied zwischen den EMAs nur marginal. Die Durchschnittswerte für die Qualität der Spitzenlastreduktion beträgt bei COHDA 17,0 Prozent, bei PowerMatcher 17,1 Prozent und bei PrivADE 17,2 Prozent. Die besten Werte ergeben sich, wenn viele EVs für ein Energiemanagement verwendbar sind und der Zielwert optimal gewählt wird. Dann steigt die Qualität des Energiemanagements auf teilweise über 40 Prozent.

Wenn die Anschlussleistungen aller EVs auf 22 kW erhöht wird, erhöht sich die maximale Spitzenlast der Haushalte auf bis zu 5 kW (siehe Abbildung 8.12a). Wenn der Zielwert ideal gewählt wird, kann diese Spitzenlast bei 100 Prozent EVs auf 1,0 kW gesenkt werden.

Wenn anstelle der Anschlussleistung die minimale Batterieladung aller EVs von 90 Prozent auf 80 Prozent verändert wird, erhöht sich deren Flexibilität deutlich, sodass die EMAs größere Einflussmöglichkeiten haben. Dies ist in Abbildung 8.12b gut erkennbar. Die Spitzenlast bei 100 Prozent EVs und einem Zielwert von 0,8 kW kann unter dieser Grenze gehalten werden.

Beim Verändern der Ladeleistungen oder des minimalen Ladefüllstandes, ab dem die EVs am Energiemanagement teilnehmen, wird der durchschnittliche Ladefüllstand und damit die verfügbare Reichweite der EVs beeinflusst. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass im Basisszenario 0,31 Prozent der Fahrten nicht durchgeführt werden können. Einige Fahrten sind demnach länger als die verfügbare Reichweite des EV. Das liegt zu einem Teil an den

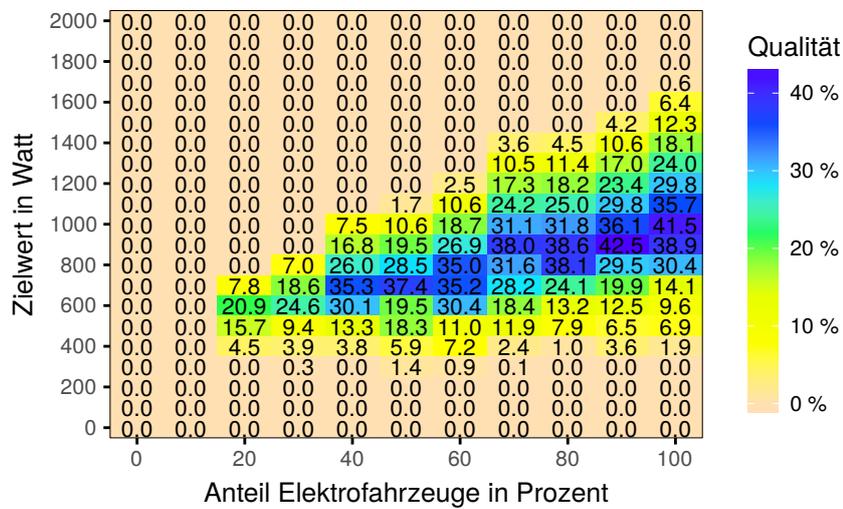
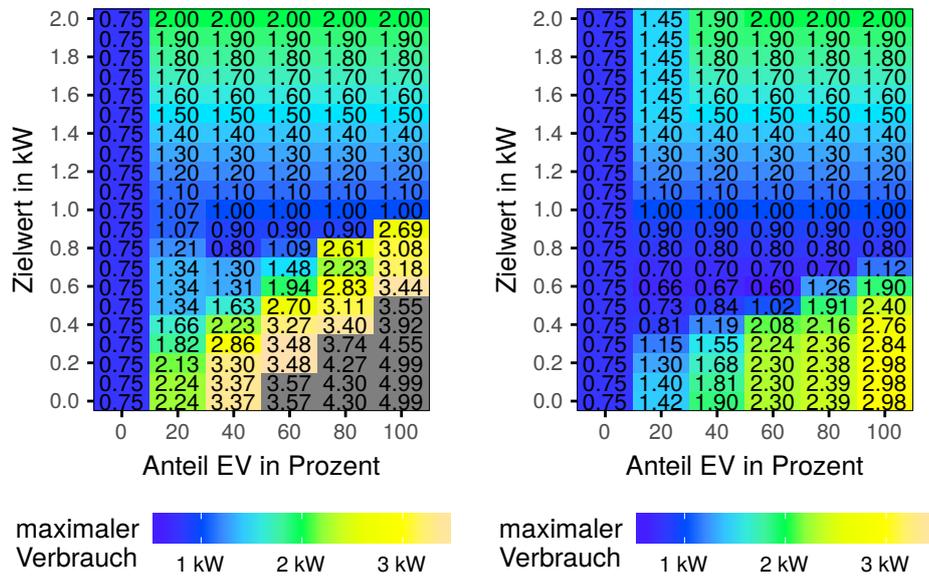


Abbildung 8.11: Qualität des Energiemanagements von PowerMatcher in Abhängigkeit von der Marktdurchdringung der Elektrofahrzeuge und des Zielwertes des Energiemanagements

Flexibilitäten für die EMAs, jedoch auch an den teilweise geringen maximalen Reichweiten der hinterlegten EVs. Im Szenario in dem alle EVs mit 22 kW angeschlossen sind, sinken die fehlgeschlagenen Fahrten auf 0,25 Prozent. Das lässt darauf schließen, dass einige EVs nur kurz laden und daher eine hohe Anschlussleistung benötigen, um die anschließende Fahrt durchführen zu können. Wenn anstelle der Anschlussleistung, der minimale Ladefüllstand der EVs von 90 Prozent auf 80 Prozent reduziert wird, steigt die Anzahl nicht durchführbaren Fahrten auf 0,33 Prozent. Wenn die Ladung eines EVs nicht ausreicht um eine Fahrt durchzuführen, wird davon ausgegangen, dass das EV auswärts geladen wird und nach der Fahrt mit einer leeren Batterie im Haushalt angeschlossen wird.

Um eine belastbare Aussage für ein spezielles Szenario treffen zu können, muss das Szenario detailliert mit allen seinen Geräten und konkreten EVs definiert und die Simulationen über einen längeren Zeitraum durchgeführt werden. Weiter sollte ein Zielwert an der maximalen Belastbarkeit des Netzes ausgelegt werden. Das Einhalten von 1 kW pro Haushalt hat keinen Mehrwert, wenn alle Komponenten des Stromnetzes ohne Probleme auch 2 kW pro Haushalt bereitstellen können.

Zusammengefasst erhöhen EVs durch ihren Verbrauch die Spitzenlast. Bei einer Erhöhung der Marktdurchdringung von EVs, können EMAs jedoch helfen die Erhöhung der Spitzenlast zu reduzieren. Je mehr Flexibilität die EVs bereitstellen, desto besser können EMAs eine Erhöhung mindern.



(a) Alle Elektrofahrzeuge haben eine 22 kW Anschlussleistung (b) Alle Elektrofahrzeuge sind ab einem Ladefüllstand von 80 Prozent steuerbar

Abbildung 8.12: Durchschnittliche Spitzenlast in Abhängigkeit von der Marktdurchdringung der Elektrofahrzeuge und des Zielwertes des Energiemanagements

8.2.5 Skalierung der Teilnehmer

In diesem Abschnitt wird untersucht, wie sich die Größe eines Haushaltsverbundes auf das Energiemanagement auswirkt. Dies wird anhand zweier Beispiele verdeutlicht.

Im ersten Beispiel wird mit BSs und PV-Anlagen der Autarkiegrad einzelner Haushalte bzw. eines Haushaltsverbundes analysiert. Bei einem einzelnen Haushalt ist es häufig der Fall, dass der Speicher an einem Tag nicht vollständig gefüllt werden kann, oder dass die gespeicherte Energie in der Nacht nicht komplett benötigt wird. Wenn dieser Haushalt Energie mit einem anderen Haushalt austauscht, können diese Effekte reduziert werden, was den durchschnittlichen Autarkiegrad erhöhen kann. Dies wird Bündelungs- oder Skalierungsgewinn genannt. Um den Effekt zu zeigen, wird das Szenario aus Abschnitt 8.2.2 mit 40 Prozent PV-Anlagen und 40 Prozent BSs verwendet. Abbildung 8.13 zeigt den Autarkiegrad bei variierender Größe des Haushaltsverbundes und der Verwendung der drei verschiedenen EMAs. Das Forcieren des Gerätebesitzes wurde hierfür deaktiviert und die Simulationen bis zu 1000 mal wiederholt, um auch bei einem einzelnen Haushalt durchschnittlich 40 Prozent Besitzwahrscheinlichkeit zu erreichen. Ein einzelner Haushalt ist

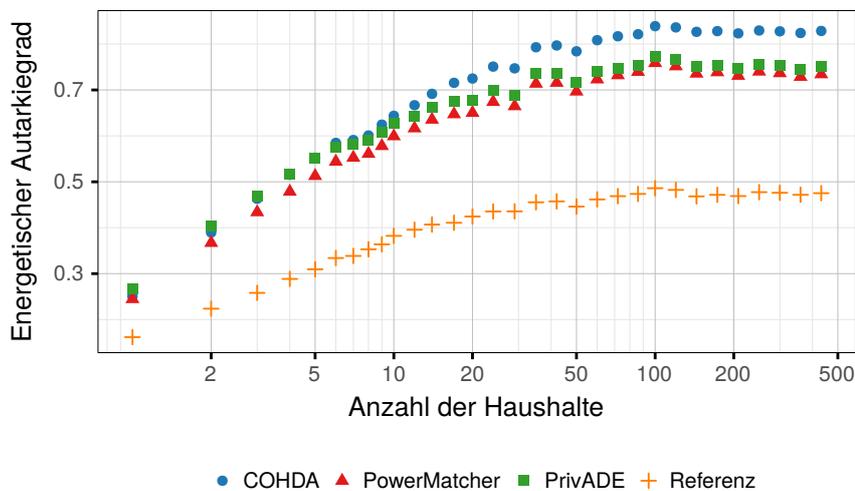


Abbildung 8.13: Autarkiegrad in Abhängigkeit der Verbundgröße

mit EMAs im Schnitt ca. 25 Prozent autark. Im Referenzfall ohne EMA ist der Autarkiegrad lediglich 16 Prozent. Wenn sich zwei Haushalte zu einem Verbund zusammenschließen, steigt der durchschnittliche Autarkiegrad mit EMA auf durchschnittlich ca. 35 Prozent. Das Hinzufügen weiterer Haushalte führt zu weiteren Steigerungen, die jedoch schwächer werden, je größer der Haushaltsverbund ist. Eine Verdoppelung von 50 auf 100 Haushalten ergibt deutlich geringere Verbesserungen, als eine Erhöhung von 5 auf 10 Haushalte. Ab einer Verbundgröße von ca. 100 Haushalten sind in dem hier verwendeten Szenario keine weiteren Gewinne erkennbar.

Als zweites Beispiel für Skalierungsgewinne wird das in Unterabschnitt 8.2.4 gezeigte Szenario verwendet. Abbildung 8.14 zeigt, dass auch bei der durchschnittlichen Spitzenlast (normiert auf einen Haushalt) ein klarer Trend zu erkennen ist. Bei steigender Anzahl an Haushalten sinkt der Wert deutlich. Ein einzelner Haushalt hat im Referenzfall einen Wert von 4,45 kW, der durch einen EMA nur um ca. 10 Prozent verbessert werden kann. Bei 10 Haushalten sinkt die durchschnittliche Spitzenlast ohne EMA auf ca. 2 kW. Durch einen EMA kann diese Spitzenlast um ca. 30 Prozent auf ca. 1,4 kW reduziert werden. Im Fall von mehr als 300 Haushalten sind die EMAs dazu in der Lage, den Wert von etwa 1,3 kW auf 550 Watt (PowerMatcher) bzw. 500 Watt (COHDA, PrivADE) zu reduzieren. Dies entspricht einer Reduzierung um deutlich mehr als 50 Prozent.

Zusammengefasst zeigen beide Szenarien klare Skalierungsgewinne beim Zusammenschluss von Haushalten. In beiden Szenarien sinkt der zusätzliche Gewinn jedoch, wenn bereits viele Haushalte zusammengeschlossen sind.

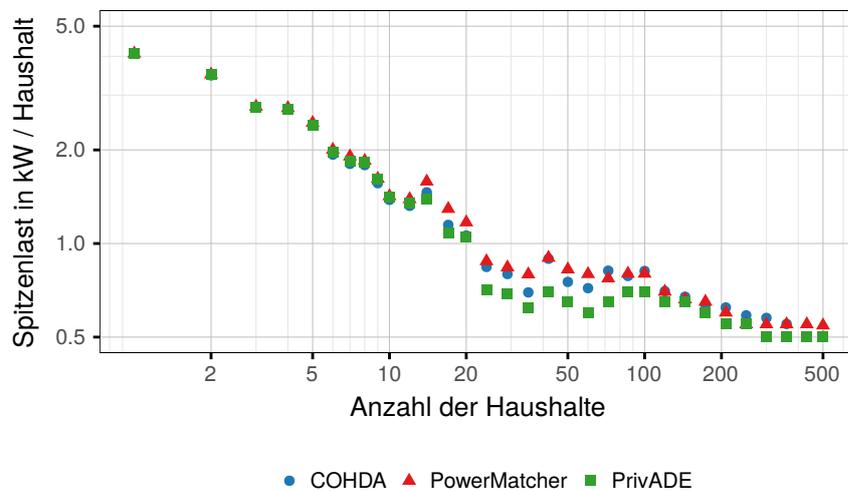


Abbildung 8.14: Skalierungsgewinne bei einer Spitzenlastreduktion

8.2.6 Zusammenfassung

Die in diesem Abschnitt dargestellten Simulationen zeigen, dass die Simulationsumgebung plausible Ergebnisse generiert und geben einen kleinen Einblick in die Möglichkeiten der Simulationsumgebung. Es wurde ein Basiszenario simuliert und dargestellt, welchen Anteil die verschiedenen Geräteklassen über einen Tag am Stromverbrauch haben.

Es wurde gezeigt, dass mithilfe von PV-Anlagen und BSs bei Verwendung eines EMA ein hoher durchschnittlicher Autarkiegrad über drei Jahre erreicht werden kann, der Aufwand für eine weitere Steigerung jedoch sehr hoch ist. Außerdem wurde gezeigt, dass EMAs dabei unterstützen können, WPs so zu steuern, dass der Verbrauch von Energie aus den eigenen PV-Anlagen erhöht wird. Weiter kann die Spitzenlast durch gezieltes Laden und Entladen von EVs mithilfe von EMAs deutlich reduziert werden. Als letztes wurde gezeigt, dass es Skalierungsgewinne gibt, wenn sich mehrere Haushalte zu einem Haushaltsverbund zusammenschließen. Die Skalierungsgewinne sind bei Vergrößerung des Haushaltsverbundes bis ca. 100 Haushalte besonders hoch.

Bei sämtlichen Bewertungen gaben die Qualitätsmetriken aus Kapitel 6 eine gute Unterstützung, um ein Urteil über die Wirksamkeit des Energiemanagements zu erhalten. Alle EMAs erhielten bei der Bewertung positive Ergebnisse. Deutliche Abweichungen nach oben oder unten gab es nicht, so dass anhand der Energiemanagement-Qualität keine eindeutige Empfehlung für einen EMA gegeben werden kann.

8.3 Evaluation des Kommunikationsverhaltens von Energiemanagement-Algorithmen

Neben der Energiemanagement-Qualität sind die Kommunikationseigenschaften eines EMAs von entscheidender Bedeutung. Wenn ein Algorithmus sehr lange benötigt um zu konvergieren, sodass das Energiemanagement-Intervall erhöht werden muss, wird die Energiemanagement-Qualität negativ beeinflusst. Weiter können Kommunikationstechnologien durch ein hohes Datenaufkommen eines EMAs für andere Dienste blockiert werden.

Um die Kommunikationseigenschaften der EMAs näher zu beleuchten, werden in diesem Kapitel Simulationen mit dem Basisszenario bei Verwendung verschiedener Kommunikationstechnologien gezeigt. Der Datenumfang, den ein EMA während der Laufzeit benötigt, wird analysiert und Beeinträchtigungen, die ggf. bei Verwendung von eingeschränkten Kommunikationsparametern auftreten können, aufgezeigt. Eine Beeinträchtigung kann beispielsweise die Beschränkung der maximalen Größe eines Haushaltsverbundes oder die Erhöhung der Konvergenzzeit sein.

8.3.1 COHDA

Theoretische Überlegungen

COHDA ist eine Heuristik, bei der die Haushalte selbständig eine Lösung suchen ohne dabei auf Entscheidungen einer zentralen Instanz angewiesen zu sein. Der Server sendet zu Beginn lediglich einmal das globale Ziel an einen beliebigen Haushalt. Von diesem Haushalt aus verbreitet sich das Wissen über das globale Ziel über ein sogenanntes Overlay-Netzwerk, über das die Haushalte miteinander kommunizieren. Einen Worst Case für die Datenmengen zu berechnen, die COHDA benötigt um zu konvergieren, ist schwierig. In diesem Abschnitt werden theoretische Überlegungen für den besten und den schlechtesten Fall dargestellt.

Für die Kommunikation ist es der beste Fall, wenn kein Haushalt ein Gerät besitzt, welches zum Zeitpunkt der Durchführung von COHDA steuerbar ist. Denn so werden lediglich Informationen verbreitet, sodass der erste vollständige Lösungskandidat direkt dem idealen Lösungskandidaten entspricht. Da das Overlay-Netzwerk auf Watts und Strogatz [WS98] basiert, wächst die maximal notwendige Anzahl an Hops zwischen zwei beliebigen Teilnehmern nur logarithmisch mit der Gesamtzahl der Teilnehmer. Als Resultat werden im idealen Fall lediglich $2 \cdot \log(|H|)$ sequentielle Kommunikationsschritte

benötigt. Demnach ist die Konvergenzzeit im besten Fall lediglich

$$t_{\text{COHDA,best}}^* \in \mathcal{O}(\log |H|) . \quad (8.9)$$

Die Anzahl der parallel versendeten Nachrichten, wächst zu Beginn stark an. Die Anzahl erreicht ein Maximum, wenn jeder Haushalt $h \in H$ einen noch unvollständigen Lösungskandidaten hat. Dann wird jeder Haushalt, von der zufälligen Verzögerungszeit abgesehen, gleichzeitig Nachrichten an jeden Nachbarn im Overlay-Netzwerk versenden. Die Anzahl der Nachrichten steigt daher um den Faktor $|H|$ stärker als die Konvergenzzeit

$$|M_{\text{COHDA,best}}| \in \mathcal{O}(|H| \cdot \log |H|) . \quad (8.10)$$

Die versendeten Nachrichten sind zu Beginn noch sehr klein. Die Nachricht vom Server an den ersten Haushalt hat lediglich einen Payload von 8 Byte. Jeder Haushalt fügt nach Erhalt seinen eigene Leistung, sofern dieser noch nicht in dem Lösungskandidaten der Nachricht ist, hinzu. Die Nachrichtengröße wächst während der Durchführung von COHDA pro Haushalt um 32 Byte. Die Nachrichten $m \in M$, die einen vollständigen Lösungskandidaten repräsentieren, enthalten für jeden Haushalt einen Fahrplan. Somit steigt die Nachrichtengröße $d(m)$ während des Ablaufs auf einen Wert, der linear abhängig von der Anzahl der Haushalte ist. Dies wiederum hat die Konsequenz, dass die gesamte Datenmenge $d(M_{\text{COHDA,best}})$ um $|H|$ schneller steigt, als die Anzahl der Nachrichten $|M_{\text{COHDA,best}}|$.

$$d(M_{\text{COHDA,best}}) = \sum_{m \in M_{\text{COHDA,best}}} d(m) \in \mathcal{O}(|H|^2 \cdot \log |H|) \quad (8.11)$$

Im Worst Case von COHDA sind viele steuerbare Geräte vorhanden und es wird der gesamte mögliche Suchraum durchlaufen. So sucht sich jeder Haushalt zunächst die ungünstigste Leistung aus. Mit jedem Schritt wird der Lösungskandidat verbessert, indem der nächst bessere Lösungskandidat gewählt wird. Somit sind genau so viele Schritte nötig, wie es gültige Lösungskandidaten gibt. Die hier implementierte Lösung hat jedoch aufgrund von stufenlos anpassbaren Geräten wie BSs und EVs einen unendlich großen Suchraum. Daher sind im schlimmsten Fall unendlich viele Verbesserungen möglich und somit werden unendlich viele Nachrichten ausgetauscht. Dementsprechend ist im schlechtesten Fall auch das versendete Datenvolumen sowie die benötigte Zeit unendlich. Das exakt benötigte Datenvolumen von COHDA ist abhängig von dessen Parametrisierung, weshalb eine nähere Analyse bei der Betrachtung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie gezeigt wird.

Durch den, selbst im besten Fall, starken Anstieg des Datenvolumens in Abhängigkeit von der Teilnehmerzahl (siehe Gleichung 8.11) ist jede Kommunikationstechnologie ab einer bestimmten Teilnehmerzahl ausgelastet. Dieses tritt besonders bei Technologien, die sich ein Medium teilen, beispielsweise PLC und LTE, recht früh ein, da hier die totale verfügbare Übertragungsrate unabhängig von den Haushalten konstant bleibt. Im Fall des geteilten Mediums gleicht sich die Skalierung der Konvergenzzeit von COHDA bei vielen Haushalten der Skalierung des Datenaufkommens an. Im Falle einer Kommunikationstechnologie ohne geteiltes Medium, beispielsweise kabelgebundene Breitbandtechnologie, skaliert die total verfügbare Bandbreite linear mit der Anzahl der Haushalte, weshalb die Konvergenzzeit bei vielen Haushalten um Faktor $|H|$ besser skaliert.

Um ein besseres Verständnis des Verhaltens von COHDA zu bekommen, wurden im Nachfolgenden Simulationen mit verschiedenen Kommunikationstechnologien erstellt und deren Ergebnisse analysiert.

Kabelgebundene Breitbandtechnologie

Für die Simulationen wurde das Basisszenario gewählt und eine kabelgebundene Breitbandtechnologie mit 5 Mbit/s (synchron) verwendet. Die Parametrisierungen für dieses Szenario wurden bereits in Abschnitt 7.2 optimiert ($K = 6$, $\phi = 0,95$, $t_{\emptyset} = 40$ ms, $f_t = 0,05$).

Es zeigt sich, dass die benötigten Daten bis zur Konvergenz von COHDA bei 50 Haushalten zwischen 2,5 MB und 4,7 MB schwanken (siehe Abbildung 8.15). Das Datenvolumen wird dabei stets, sofern nicht anders angegeben, inklusive 30 Byte Overhead pro Nachricht für UDP und MAC angegeben. Diese Schwankungen sind auf zwei Effekte zurückzuführen. Zum einen wählt der Server bei jeder Initialisierung von COHDA einen zufälligen Teilnehmer aus, dem er das globale Ziel zusendet. Das führt zu jeweils unterschiedlichen Ausbreitungswegen der Nachrichten. Zum anderen spielt der Effekt eine Rolle, dass in den Intervallen unterschiedliche Geräte von verschiedenen Haushalten steuerbar sind, sodass komplett andere mitunter komplexere Lösungen gefunden werden müssen.

Ein ähnliches Verhalten ist bei der Konvergenzzeit zu beobachten (siehe Abbildung 8.16). Bei der optimalen Parametrisierung und der kabelgebundenen Breitbandtechnologie konvergiert COHDA in Zeiten zwischen 1,2 Sekunden und 1,5 Sekunden.

Die Skalierung des Datenaufkommens in Abhängigkeit der Haushalte ist in Abbildung 8.17 dargestellt. Bei der Erhöhung der Anzahl der Haushalte von 20 auf 200 vergrößert sich das Datenvolumen von maximal 0,5 MB auf über 70 MB. Dies entspricht einem mehr als quadratischen Anstieg des Da-

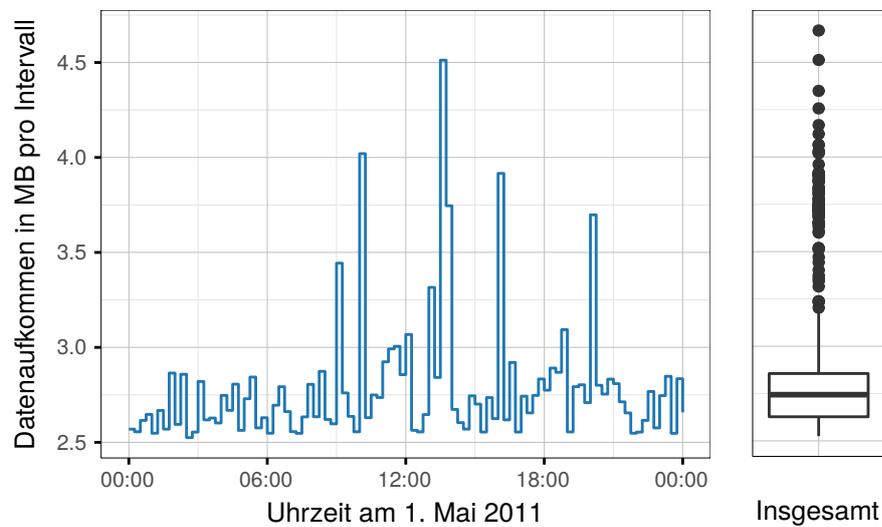


Abbildung 8.15: Datenaufkommen von COHDA beim Basisszenario und der kabelgebundenen Breitbandtechnologie

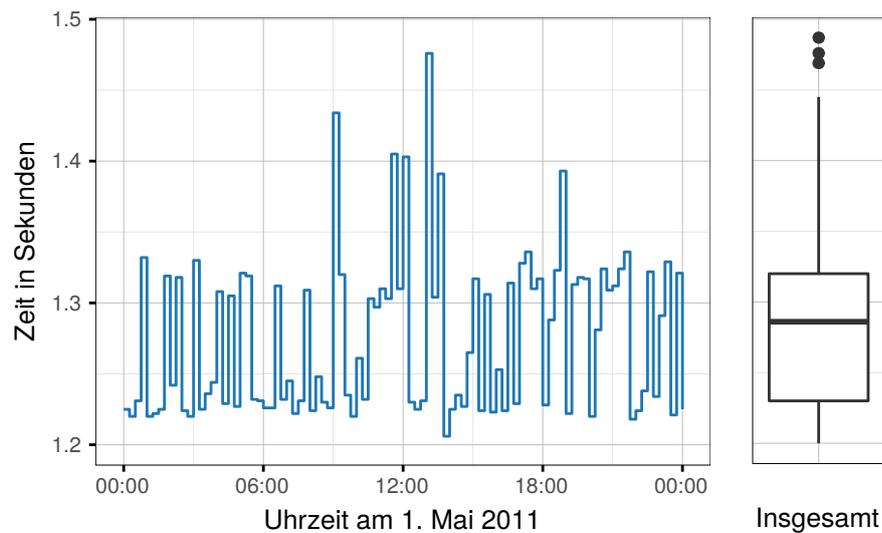


Abbildung 8.16: Konvergenzzeit von COHDA beim Basisszenario und der kabelgebundenen Breitbandtechnologie

tenaufkommens bei Erhöhung der Haushalte. Das Verhalten entspricht in etwa dem im vorherigen Abschnitt beschriebenen besten Fall.

Bei der Skalierung der Konvergenzzeit ist ein deutlich schwächerer Anstieg zu beobachten (siehe Abbildung 8.18). Der Anstieg ist jedoch nicht klar mit einer Abhängigkeit zu erklären. Während die Konvergenzzeit bei wenigen Haushalten langsamer steigt, verschlechtert sich die Skalierung bei vielen

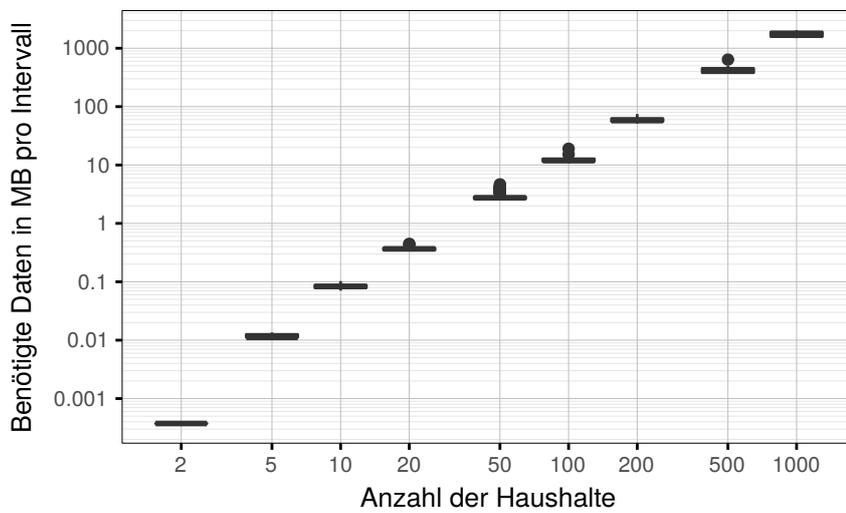


Abbildung 8.17: Datenaufkommen pro Intervall bei Verwendung von COHDA in Abhängigkeit von der Anzahl der Haushalte (kabelgebundene Breitbandtechnologie)

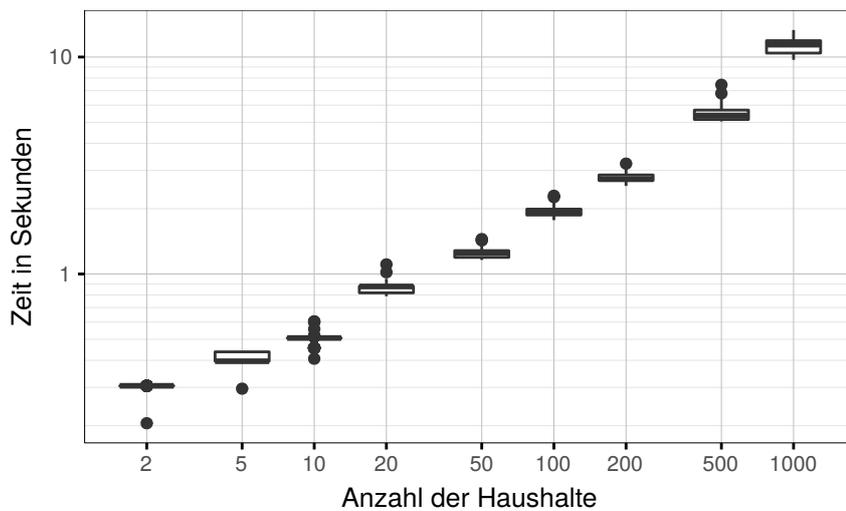


Abbildung 8.18: Konvergenzzeit von COHDA in Abhängigkeit von der Anzahl der Haushalte (kabelgebundene Breitbandtechnologie)

Haushalten leicht. Um diesen Effekt zu erklären, muss das Datenaufkommen von COHDA während eines Intervalls näher betrachtet werden.

Abbildung 8.19 zeigt die durchschnittliche Netzwerkbelastung des gesamten Systems beim Basisszenario mit der Optimierung auf die kabelgebundene Breitbandtechnologie. Zu Beginn verteilen sich Nachrichten mit dem globa-

len Ziel und einem unvollständigen Lösungskandidaten von dem Haushalt, der vom Server die initialisierende Nachricht bekommen hat, hin zu allen anderen Haushalten. Durch den klein gewählten Zufallsfaktor der Verzögerung ($f_t = 0.05$) entsteht zu Beginn eine recht hohe Synchronisation, was zu einem impulsartigen Datenaufkommen führt. Wenn sich die Nachrichten an eine Vielzahl an Haushalten verteilt haben und auch der Lösungskandidat bei der Mehrzahl der Haushalte vervollständigt ist, ist das Datenaufkommen maximal. Dieses Maximum tritt etwa bei der Hälfte der Konvergenzzeit auf und beträgt mit dieser Parametrisierung knapp 135 Mbit/s. Heruntergerechnet auf einen Haushalt entspricht dies einer Durchschnittsbelastung von 2,7 Mbit/s. Wenn der endgültige Lösungskandidat gefunden wurde, verteilt sich dieser nach einigen Schritten an alle Haushalte, was zu einem Absinken des Datenaufkommens führt. Nach ca. 1,4 Sekunden ist bei dieser Parametrisierung der Lösungskandidat verbreitet und COHDA damit konvergiert.

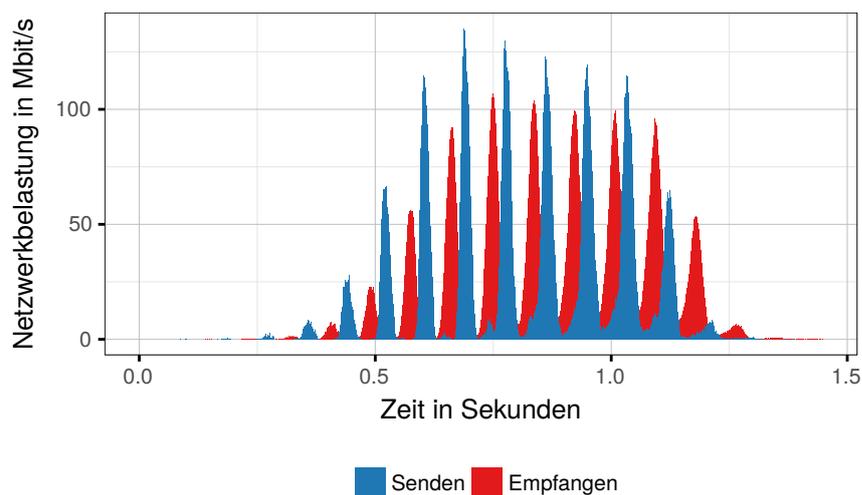


Abbildung 8.19: Durchschnitt der versendeten Daten in Abhängigkeit von der Zeit nach der Initialisierung von COHDA (50 Haushalte, kabelgebundene Breitbandtechnologie)

Wird nun ein Szenario mit mehr Haushalten betrachtet, ergibt sich ein deutlich höheres Datenaufkommen (siehe Abbildung 8.20). Bei 500 Haushalten ergibt sich ein gesamtes Datenaufkommen von fast 2 Gbit/s. Bei Betrachtung der genutzten Bandbreite pro Haushalt in Abbildung 8.21 ist ersichtlich, dass lediglich ca. 4 Mbit/s genutzt werden. Die maximale Bandbreite von 5 Mbit/s wird nicht erreicht, weil unter anderem die Anzahl der Nachbarn im Overlay-Netzwerk nicht gleichmäßig verteilt ist. So sind manche Haushalte mit vielen anderen Haushalten verbunden und andere Haushalte nur mit wenigen. Durchschnittlich hat jeder Haushalt $K = 6$ direkt verbundene Nach-

barn. Die Haushalte mit weniger Nachbarn senden und empfangen weniger Nachrichten, was zu unausgelasteten Anschlüssen und damit auch zu einer insgesamt geringeren verwendeten Bandbreite führt. Wenn diesem Effekt durch eine Reduzierung der durchschnittlichen Wartezeit entgegengewirkt wird, kommt es bei den Haushalten mit vielen Nachbarn zu ungewollten Verzögerungen beim Senden und Empfangen. Dies führt dazu, dass veraltete Nachrichten versendet werden, welche zu einer deutlichen Erhöhung des Datenaufkommens und der Konvergenzzeit führen können. Daher ist die richtige Wahl der durchschnittlichen Verzögerungszeit sehr wichtig.

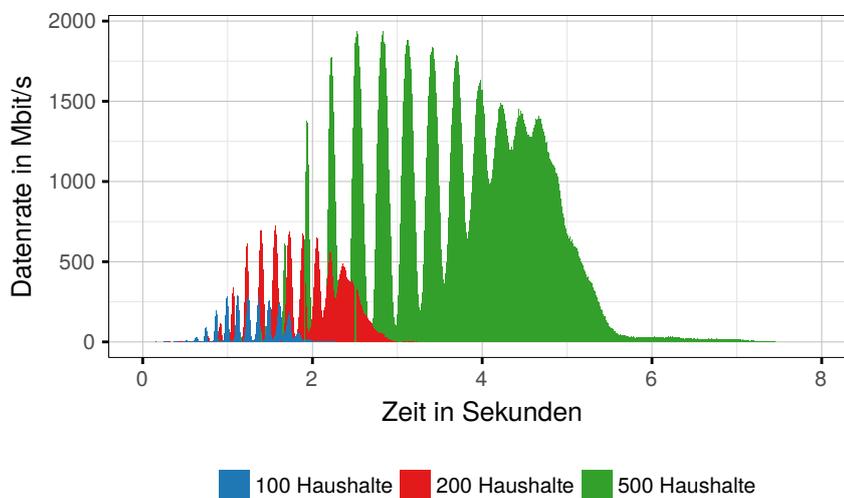


Abbildung 8.20: Durchschnittlicher gesamter Datenempfang bei Verwendung von COHDA (kabelgebundene Breitbandtechnologie)

Durch die beschränkte Bandbreite, die nur proportional zu der Anzahl der Haushalte skaliert, kann die schneller steigende benötigte Datenmenge für das Erreichen der Konvergenz nicht kompensiert werden. Daher ergibt sich ab einer Anzahl an Haushalten, bei der die maximale Bandbreite der kabelgebundenen Kommunikationstechnologie temporär erreicht wird, eine Skalierung, die sich bis auf den linearen Faktor $|H|$ an die Skalierung des Datenvolumens annähert ($t_{\text{COHDA}}^*(|H|) \propto \frac{d(M_{\text{COHDA}}(|H|)})}{|H|}$).

Zusammengefasst ist COHDA für die Verwendung mit einer kabelgebundenen Breitbandtechnologie geeignet. Es sollte jedoch bedacht werden, dass aufgrund des deutlich überproportional skalierenden Datenvolumens bei sehr vielen Haushalten ein signifikanter Anteil der Kapazität der Kommunikationstechnologie durch COHDA blockiert wird. Dies trifft insbesondere bei einem kleinen Intervall zu.

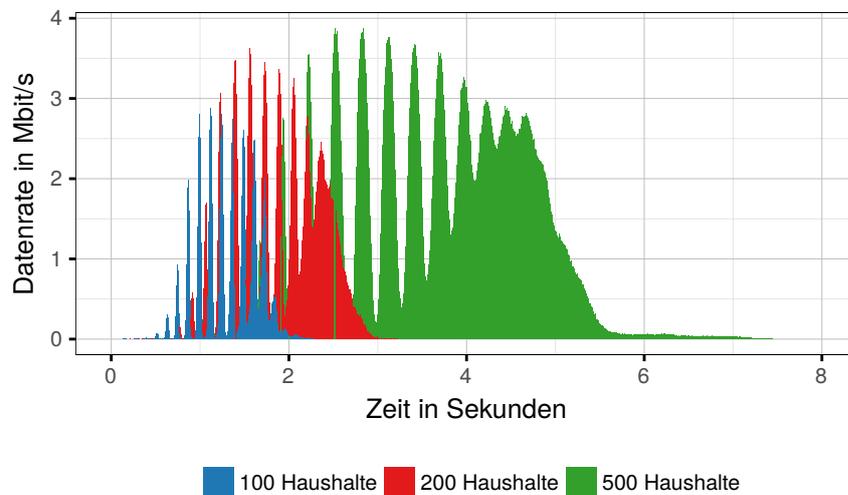


Abbildung 8.21: Durchschnittlicher Datenempfang pro Haushalt bei COHDA (kabelgebundene Breitbandtechnologie)

Powerline Communication

Um COHDA mit PLC zu verwenden, ist eine weitere zeitliche Entzerrung des Datenaufkommens nötig, denn die in der Simulationsumgebung getestete PRIME Implementierung erlaubt lediglich eine Bruttodatenrate von maximal 128 kbit/s. Darin eingeschlossen sind der Overhead durch das bei PLC verwendete LLC-Protokoll sowie Bestätigungsnachrichten [Fer+10]. Die maximale Nettodatenrate ist demnach geringer als 128 kbit/s. Durch das Erhöhen der durchschnittlichen Verzögerungszeit t_{\emptyset} und die Wahl von $K = 4$ ist eine deutliche Reduktion der maximalen Kommunikationsbelastung möglich.

In Abbildung 8.22 ist die Konvergenzzeit in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Verzögerungszeit t_{\emptyset} für eine variierende Anzahl an Haushalten dargestellt. Wenn t_{\emptyset} zu gering gewählt wird, führt dies zu einer Überbelastung der Kommunikationstechnologie, was zu erhöhten Konvergenzzeiten führt oder gar die Konvergenz komplett verhindert. Wird sie zu hoch gewählt, wird die Kommunikationstechnologie nicht ausgenutzt und die Konvergenz unnötig verzögert.

Eine Erhöhung der Haushalte von 2 auf 20 erhöht die Konvergenzzeit von gut einer Sekunde auf über 100 Sekunden. Dies liegt an dem hohen Datenaufkommen bei COHDA. Bei 50 Haushalten ist das Datenvolumen derart hoch, dass eine Konvergenz binnen 15 Minuten nicht zuverlässig erreicht werden kann. Selbst bei 40 Haushalten wird eine Konvergenz nur in etwa 86 Prozent der Fälle erreicht und im Falle einer Konvergenz ist die Konvergenzzeit mit deutlich über 200 Sekunden sehr hoch. Dies entspricht einer Skalierung der

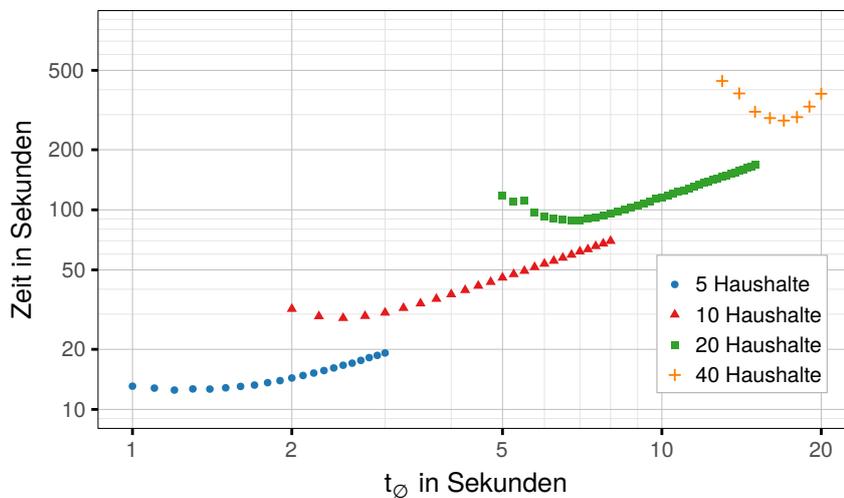


Abbildung 8.22: Durchschnittliche Konvergenzzeit von COHDA in Abhängigkeit von der durchschnittlichen Verzögerungszeit (Powerline Communication)

Konvergenzzeit, die schon bei wenigen Haushalten annähernd der Skalierung des Datenvolumens ($|H|^2 \cdot \log(|H|)$) gleichkommt. COHDA kann daher in Verbindung mit PLC und einem Intervall von einer Minute nur mit höchstens 10 Haushalten eingesetzt werden.

Abbildung 8.23 zeigt die Netzwerkbelastung von PLC in Abhängigkeit von der Zeit nach Initialisierung von COHDA. Die Datenübertragungsrate ist maximal 17 kbit/s bei 5 Haushalten und geht hoch auf bis zu 43 kbit/s wenn 20 Haushalte gesteuert werden. Dies hängt mit zwei Faktoren zusammen. Aufgrund des Kanalzugriffsverfahrens kann nur eine begrenzte Anzahl an Nachrichten pro Sekunde verschickt werden, selbst wenn die Nachrichten sehr klein sind. Wenn mehr Haushalte gesteuert werden, erhöht sich die durchschnittliche Nachrichtengröße. Dies führt zu einem höheren Datendurchsatz, auch wenn die Anzahl der Nachrichten nicht größer wird.

Bei der Verwendung von PLC kommt es bei einigen Nachrichtenübertragungen zu Fehler, die ein korrektes Zustellen verhindern. COHDA ist jedoch nicht darauf angewiesen, dass jede Nachricht zugestellt wird und reagiert gegenüber diesen Nachrichtenverlusten robust.

Mobilfunk

Auch bei der Verwendung von LTE, als Repräsentant für Mobilfunk, muss auf die Bandbreite geachtet werden, da sich die Teilnehmer auch bei dieser Technologie das Medium teilen. Jedoch ist die nutzbare Datenrate bei dem

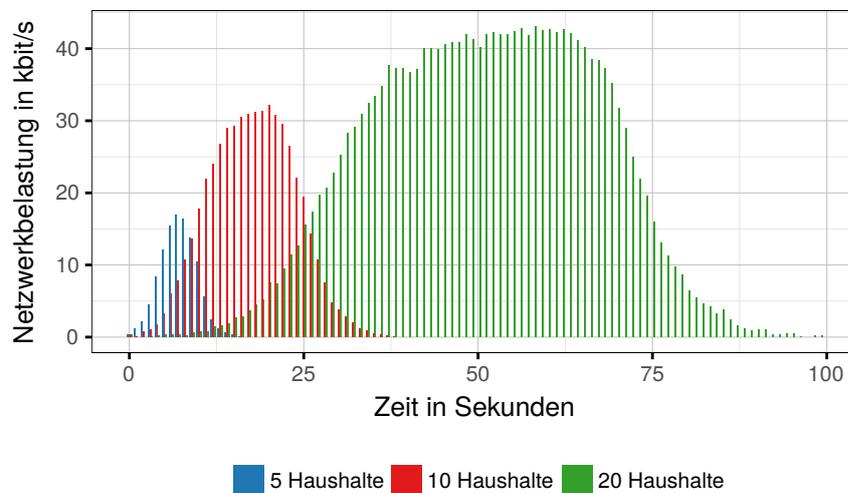


Abbildung 8.23: Netzwerkbelastung eines PLC-Netzes in Abhängigkeit von der Zeit nach Initialisierung von COHDA

hier simuliertem LTE mit 25 Mbit/s deutlich höher als bei PLC. Mit optimierten Verzögerungszeiten ergibt sich eine Skalierung wie in Abbildung 8.24 zu sehen. Im Gegensatz zur Skalierung bei Verwendung von PLC, skaliert COHDA bei LTE recht gut. Bei 2 Haushalten konvergiert COHDA zuverlässig innerhalb von 170 ms und damit deutlich schneller als bei Verwendung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie. Die Skalierung ist jedoch nicht so gut wie bei der kabelgebundenen Breitbandtechnologie. Bei 50 Haushalten benötigt COHDA bei LTE mit über zwei Sekunden ca. die doppelte Zeit zum konvergieren wie bei der kabelgebundenen Breitbandtechnologie. Ab etwa 50 Haushalten verschlechtert sich die Skalierung der Konvergenzgeschwindigkeit von COHDA noch weiter, da sich die benötigte Datenmenge von COHDA sehr schnell erhöht, die 25 Mbit von LTE jedoch konstant bleiben. In dem Fall verzögert sich die Konvergenz stärker, da die Übertragung aller Daten notwendig ist. Weiterhin wichtig ist, dass die durchschnittliche Wartezeit t_{∞} passend gewählt werden muss. Ist diese zu niedrig, so wird versucht mehr zu senden, als die Technologie ermöglicht. Das wiederum führt dazu, dass viele Nachrichten gepuffert werden und erst später abgeschickt werden. Zu dem Zeitpunkt des tatsächlichen Versendens sind die Nachrichten veraltet und blockieren so lediglich die Kommunikation aktueller Nachrichten.

Das schnelle Wachstum des notwendigen Datenvolumens führt dazu, dass die Konvergenzzeit ebenso schnell wächst. Wenn die Datenübertragungsrate von LTE oder einer anderen Mobilkommunikationstechnologie, beispielsweise 5G, höher liegt, verschiebt sich die Anzahl der Haushalte bei der die Datenrate zum Engpass wird, zu einer höheren Anzahl an Haushalten.

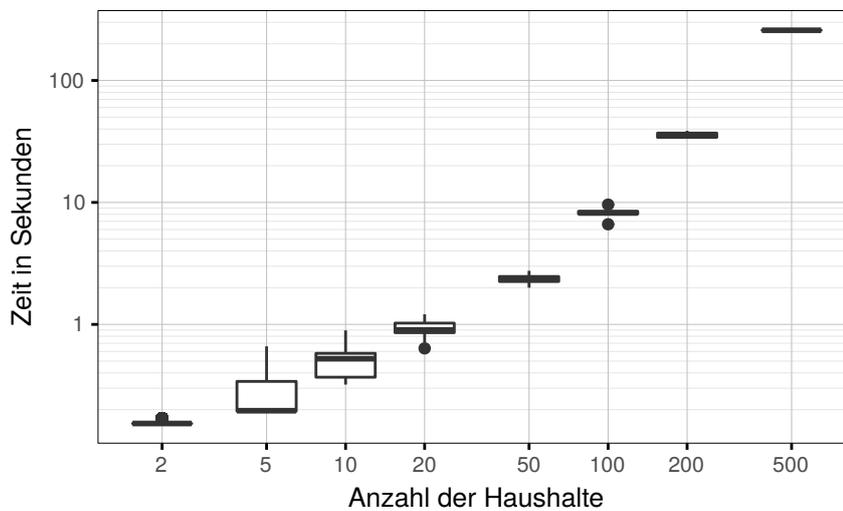


Abbildung 8.24: Konvergenzzeit von COHDA bei Verwendung von LTE

Zusammenfassung und Optimierungsmöglichkeiten

COHDA ist eine Heuristik, die viel Datenaustausch benötigt, um einen großen Haushaltsverbund zu optimieren. Dies führt dazu, dass besonders bei Kommunikationstechnologien mit geringer Datenrate nur wenige Haushalte am Energiemanagement teilnehmen können.

Eine Optimierungsmöglichkeit um die Konvergenzzeit zu senken und damit den Einsatz von COHDA mit mehr Haushalten zu ermöglichen, ist die Kommunikationstechnologie besser auszunutzen. Die Datenrate, die COHDA von der Kommunikationstechnologie fordert, ist keineswegs konstant. Vielmehr steigt die Datenrate nach der Initialisierung durch den Server langsam an, ehe bei etwa der halben Konvergenzzeit das Maximum erreicht ist. Kurz bevor die Konvergenz erreicht ist, werden nur noch wenige Nachrichten versendet. Dieses Verhalten führt dazu, dass die Kommunikationstechnologie für die maximale Datenrate ausgelegt sein sollte, diese jedoch nur für eine kurze Zeit ausgenutzt wird. Dies führt dazu, dass die Kommunikationstechnik zu weiten Teilen ungenutzt bleibt. Problematisch ist das besonders bei Technologien mit einer sehr geringen maximalen Datenrate, wie beispielsweise PLC. Diesem Problem kann entgegengewirkt werden, indem beispielsweise die durchschnittliche Wartezeit t_{\emptyset} , zum schnelleren Anstieg der Datenrate, dynamisch angepasst wird, abhängig davon wie viele Haushalte Bestandteil des aktuellen Lösungskandidaten sind. Wenn nur wenige Haushalte im aktuellen Lösungskandidaten sind, ist dies ein Indiz dafür, dass die totale Datenrate durch COHDA ihr Maximum zu dem Zeitpunkt noch nicht erreicht hat. Eine

weitere Möglichkeit wäre es, wenn der Server COHDA initialisiert, indem die erste Nachricht nicht nur an einen Haushalt, sondern an mehrere Haushalte gesendet wird. Alternativ kann, wenn die Kommunikationstechnologie dies erlaubt, durch Horchen die Netzwerkbelastung herausgefunden werden und die durchschnittliche Verzögerungszeit t_{\emptyset} bei starker Netzwerkbelastung erhöht und bei geringer Belastung verringert werden. Dies würde im Vergleich zu den vorher genannten Optimierungen sogar dazu führen, dass die Netzwerkauslastung zum Ende der Konvergenz erhöht wird.

Eine alternative Optimierung ist, anstelle der besseren Verteilung der Netzwerkauslastung, das gesamte Datenvolumen zu reduzieren. Dies kann beispielsweise erreicht werden, indem das Overlay-Netz in mehrere Teile aufgeteilt wird und jeweils eine Optimierung eines Teilproblems vorgenommen wird. Dabei muss berücksichtigt werden, dass sich die Energiemanagement-Qualität verschlechtern kann, da Teilprobleme aufgrund des im Teilnetz deutlich kleineren möglichen Lösungsraumes nicht so gut gelöst werden können.

8.3.2 PowerMatcher

Theoretische Überlegungen

PowerMatcher hat einen statischen Ablaufplan. Jeder teilnehmende Haushalt sendet eine Nachricht mit einem Angebot und einem Zeitstempel an den Konzentrator. Dieser aggregiert die eingehenden Angebote zu einem Gesamtangebot. Das Gesamtangebot wird weitergeleitet an den Auktionator, welcher anhand dessen und dem ihm bekannten globalen Ziel einen Preis bestimmt. Dieser wird anschließend zurück an den Konzentrator gesendet, der den Preis weiter an die einzelnen Haushalte verteilt.

Die Nachrichtengröße eines Angebots ist abhängig von der Anzahl steuerbarer Geräte, die durch das Angebot repräsentiert werden. Wenn keine steuerbaren Geräte im Haushalt vorhanden sind, besteht das Angebot A aus dem 4 Byte großen Zeitstempel sowie der Preis-Energie-Kombination $(0 \text{ €}, P)$, welche weitere 8 Byte benötigt. Bei weiteren steuerbaren Geräten kommen weitere Preis-Energie-Kombinationen hinzu. Ein Angebot eines Agenten stufenlos steuerbarer Geräte besteht aus je vier Preis-Energie-Kombinationen und ein Angebot eines Agenten schaltbarer Geräte aus je zwei (Siehe Abschnitt 8.1). Daher entsteht ein linearer Zusammenhang zwischen der Anzahl der steuerbaren Geräte $|D|$ und der Größe der Angebote. Da das Angebot $A = (0 \text{ €}, P)$ ohne steuerbare Geräte lediglich eine Gerade ohne Steigung repräsentiert, kann diese Information zur Dateneinsparung durch eine Erhöhung aller Werte des Gesamtangebotes kodiert werden. Einen Bündelungsgewinn BG ergibt sich, wenn das Angebot von zwei Geräten jeweils

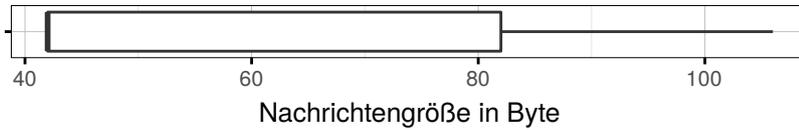


Abbildung 8.25: Datenvolumen eines Angebotes von PowerMatcher

eine Preis-Energie-Kombination bei demselben Preis p hat, da dieser bei der Aggregation in einer einzigen Preis-Energie-Kombination dargestellt werden kann. Das Datenvolumen des Angebots A bei D_s schaltbaren und D_a stufenlos anpassbaren Geräten berechnet sich nach Gleichung 8.12.

$$d(A) = \begin{cases} 12 \text{ Byte} & \text{falls } |D_s| = |D_a| = 0 \\ 4 \text{ Byte} + (|D_s| + 2|D_a|) \cdot 16 \text{ Byte} - BG & \text{sonst} \end{cases} \quad (8.12)$$

Wenn der Bündelungsgewinn außer Acht gelassen wird, steigt das Datenvolumen eines Angebots linear mit der Anzahl steuerbarer Geräte $|D|$:

$$d(A) \in \mathcal{O}(|D|). \quad (8.13)$$

Abbildung 8.25 zeigt die Größe des Angebotes bei Verwendung des Basisszenarios. Mehr als die Hälfte der Angebote beinhalten keine steuerbaren Geräte und sind mit 42 Byte sehr klein. Sie bestehen nur aus einer Preis-Energie-Kombination $(0 \text{ €}, P)$ mit der Größe von 8 Byte sowie einer 4 Byte großen Variable für den Gültigkeitszeitraum und 30 Byte Overhead für UDP und Media Access Control (MAC). Das größte Angebot hat neun Preis-Energie-Kombinationen, was zu einer Größe von 106 Byte führt. Im Schnitt ist ein Angebot 60,4 Byte groß.

Die Preis-Nachricht M_{PM} , die vom Auktionator an den Konzentrador und von dort aus weiter an die Haushalte gesendet wird, hat eine konstante Größe, da diese unabhängig von allen Bedingungen stets nur aus einem Zeitwert (4 Byte) und einem Preis (4 Byte) besteht. Zusammengefasst kann von einem Anstieg des Datenvolumens mit der Anzahl der Haushalte $|H|$ ausgegangen werden:

$$d(M_{PM}) \in \mathcal{O}(|H|). \quad (8.14)$$

Der Anstieg des Datenaufkommens in Abhängigkeit von der Haushaltsanzahl ist unabhängig von der Kommunikationstechnologie und in Abbildung 8.26 dargestellt. Die Datenmenge steigt, da die Angebote durch den Konzentrador gebündelt werden können, etwas langsamer als linear.

Das Datenvolumen bei dem Basisszenario mit 50 Haushalten beträgt ca. 5,3 kB pro Durchlauf von PowerMatcher. Abbildung 8.27 zeigt das Datenaufkommen während eines Tages. Zu erkennen ist, dass das Datenaufkommen während der Nacht etwas erhöht ist. Dies ist mit den EVs begründbar,

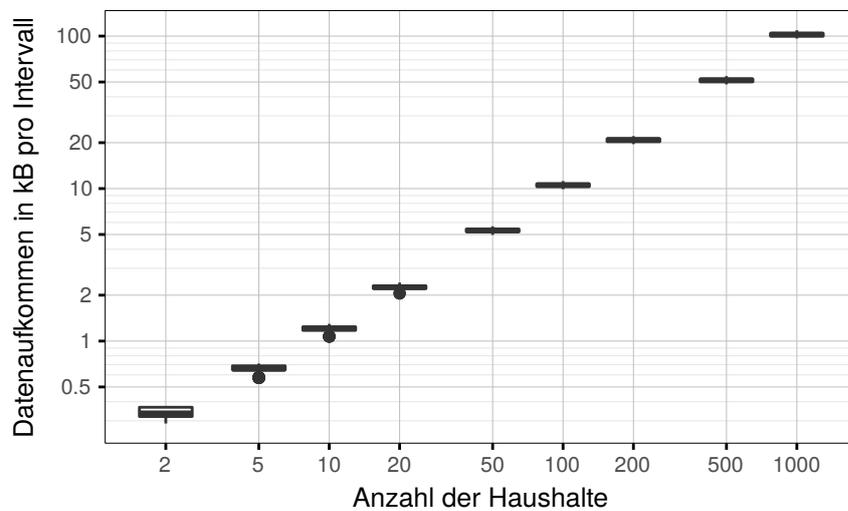


Abbildung 8.26: Versendete Datenmengen von PowerMatcher pro Intervall in Abhängigkeit von der Anzahl der Haushalte

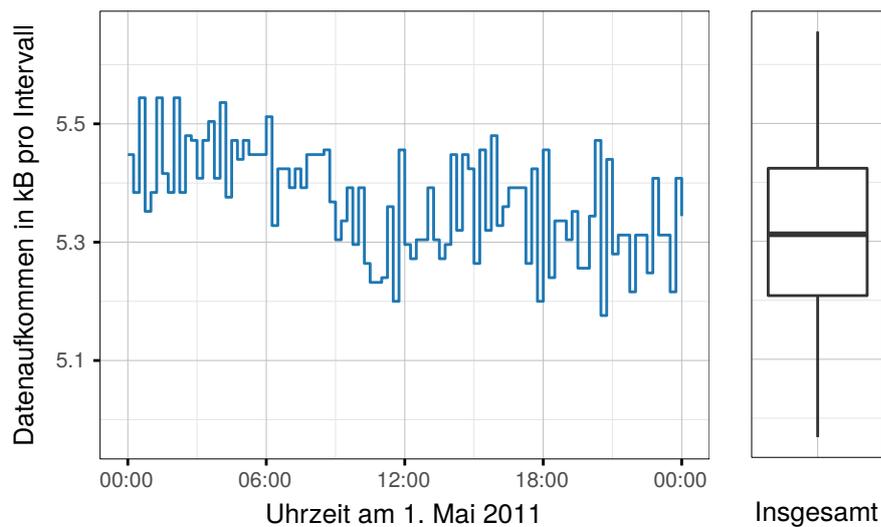


Abbildung 8.27: Datenvolumen von PowerMatcher beim Basisszenario

die abends angeschlossen und geladen werden und nachts, wenn sie über den Schwellwert von 90 Prozent aufgeladen sind, steuerbar sind. Durch die höhere Anzahl steuerbarer Geräte werden die Angebots-Nachrichten größer und somit steigt das Datenaufkommen.

Die Konvergenzzeit von PowerMatcher ist aufgrund des statischen Ablaufs und der damit einhergehenden konstanten Anzahl sequentiell ablaufender Kommunikationsschritte bei ausreichender Kommunikationsmöglichkeit

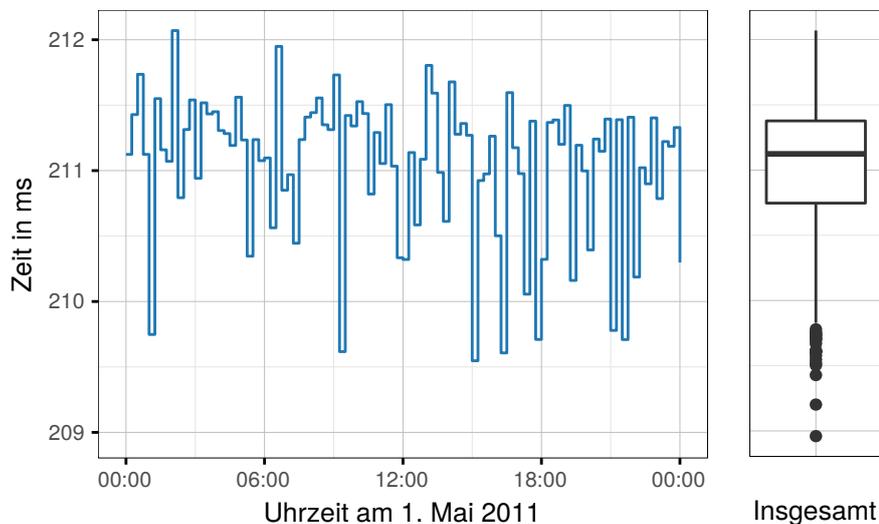


Abbildung 8.28: Konvergenzzeit von PowerMatcher beim Basisszenario und der kabelgebundenen Breitbandtechnologie

annähernd konstant.

Falls die Kommunikationsmöglichkeiten jedoch beschränkt sind, skaliert die Konvergenzzeit schlechter. So muss in dem Fall der Ablauf von PowerMatcher um eine Verzögerungszeit ergänzt werden, da andernfalls alle Haushalte gleichzeitig versuchen ihr Angebot an den Konzentrador zu kommunizieren und damit seine Kommunikationsanbindung überlasten. Die Unterschiede, die sich bei den verschiedenen Kommunikationstechnologien ergeben, werden nachfolgend näher beleuchtet.

Kabelgebundene Breitbandtechnologie

Bei der kabelgebundenen Breitbandtechnologie ist die Kommunikationsanbindung des Konzentrators der Engpass. Dieser hat, genau wie die Haushalte, eine Anbindung von 5 Mbit/s. Für das Basisszenario mit 50 Haushalten und der kabelgebundenen Breitbandtechnologie ist demnach eine gleichmäßige zufällige Verteilung der Nachrichten über $t_b = 50 \cdot \frac{60,4 \text{ Byte}}{5 \text{ Mbit/s}} \approx 5 \text{ ms}$ nötig. Das Zeitverhalten von PowerMatcher ist in Abbildung 8.28 dargestellt. Zu erkennen ist, dass PowerMatcher binnen rund 211 ms konvergiert. Die geringen Schwankungen entstehen durch das schwankende Datenaufkommen (vergleiche Abbildung 8.28 und Abbildung 8.27) sowie durch die zufälligen Verzögerungszeiten.

Die Netzwerkbelastung während der Laufzeit beim Basisszenario ist in Abbildung 8.29 dargestellt. In der Darstellung sind die einzelnen Phasen

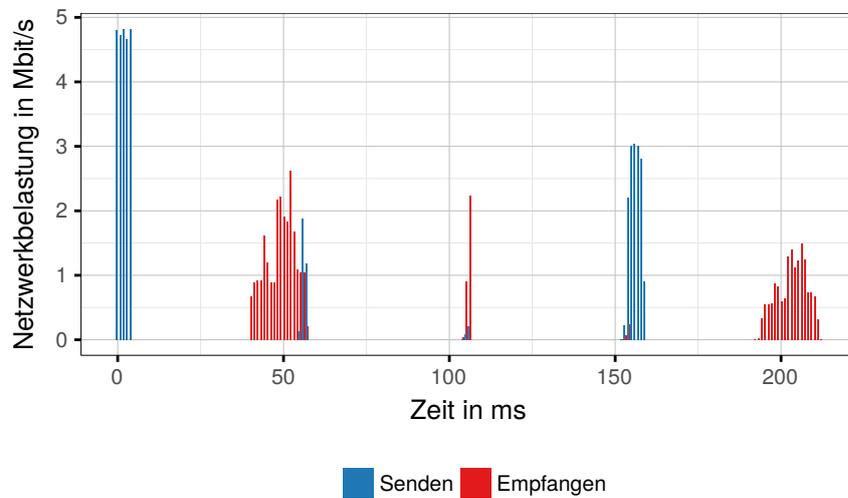


Abbildung 8.29: Datenaufkommen während der Durchführung von PowerMatcher bei Verwendung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie

von PowerMatcher zu erkennen. Zunächst senden alle Haushalte ihre Angebote an den Konzentrator. Hier erreichen die Haushalte gemeinsam die angestrebte Übertragungsrate von 5 Mbit/s. Der Konzentrator empfängt die Angebote nach 40 bis 60 ms. Direkt im Anschluss sendet der Konzentrator die aggregierten Daten weiter an den Auktionator. Bei 108 ms empfängt der Auktionator das Angebot und schickt die daraus resultierende und deutlich kleinere Preis-Nachricht zurück. Um 160 ms empfängt der Konzentrator die Nachricht und sendet diese an alle Haushalte weiter. Abschließend empfangen die Haushalte bei ca. 190 ms bis 211 ms die Preise. Dieses Beispiel zeigt, dass die Latenz der Kommunikationstechnik einen maßgeblichen Anteil an der Konvergenzzeit hat. Die Bandbreite dagegen wird nur für einem sehr kurzen Moment ausgenutzt, sodass die Konvergenzzeit bei diesem Szenario nur gering davon beeinflusst wird.

Wenn die Anzahl der Haushalte erhöht wird, wird die Bandbreite über einen längeren Zeitraum genutzt. Die Skalierung von PowerMatcher bei der kabelgebundenen Breitbandtechnologie ist in Abbildung 8.30 dargestellt. Selbst bei 2000 Haushalten kann PowerMatcher binnen 600 ms konvergieren. Die nichtlinearen Effekte in der Skalierung treten aufgrund der Topologie der kabelgebundenen Breitbandtechnologie (siehe Abbildung 5.22) und den damit einhergehenden vergrößerten Latenzen, bei Erhöhung der durchschnittlichen Sprunganzahl, auf. Während die benötigte Konvergenzzeit bei wenigen Haushalten zum größten Teil auf die Latenzen zurückzuführen ist, spielt bei vielen Haushalten zunehmend auch die maximale Bandbreite des Konzentrators

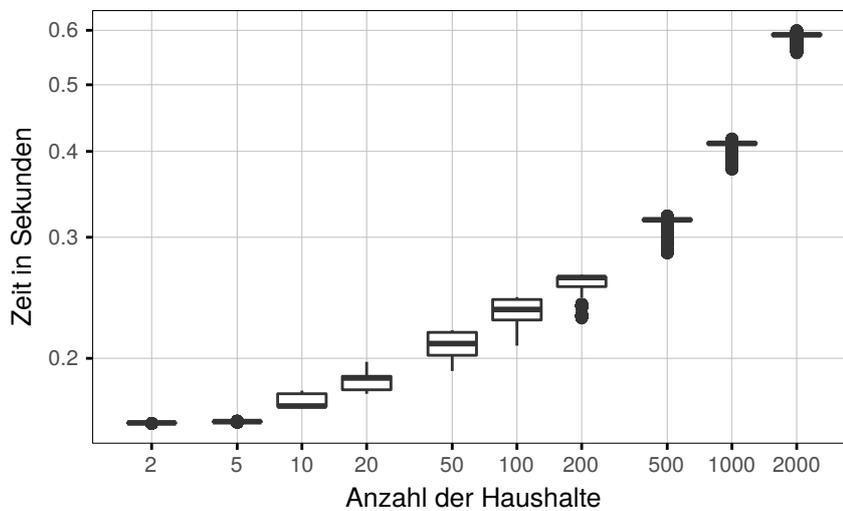


Abbildung 8.30: Konvergenzzeit von PowerMatcher in Abhängigkeit von der Anzahl der Haushalte bei Verwendung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie

eine Rolle. Beispielsweise sind bei 50 Haushalten mit ca. 10 ms lediglich ca. 4 Prozent auf die Bandbreite zurückzuführen. Bei 2000 Haushalten sind es mit 400 ms dagegen rund 65 Prozent.

Powerline Communication

Wenn PLC verwendet wird, muss die maximale Verzögerungszeit t_b erhöht werden, da das Kommunikationsnetz für eine hohe temporäre Belastung beim Versenden der Angebots-Nachrichten von den Haushalten zum Konzentrator nicht ausgelegt ist. Auf den ersten Blick erscheinen bei dem Basisszenario mit 50 Haushalten 100 ms Verzögerungszeit ausreichend. Dadurch werden sämtliche Datenübertragungen zwischen den teilnehmenden Haushalten und dem Konzentrator zeitlich entzerrt und die maximale Netzwerkbelastung deutlich reduziert (vergleiche Abbildung 8.29 und Abbildung 8.31). Auch in dieser Abbildung sind die einzelnen Phasen des Durchlaufes erkennbar. Während der Übertragung der Angebote von den Haushalten zum Konzentrator wird eine durchschnittliche Datenrate von 25 kbit/s genutzt. Beim Verteilen der Preis-Nachricht durch den Konzentrator an die Haushalte wird ebenfalls mit zufälligen Zeiten verzögert. Aufgrund der durchschnittlich kleineren Nachrichtengröße wird hier eine mittlere Übertragungsrate von 15 kbit/s genutzt. Dies ist deutlich unter der theoretisch möglichen maximalen Datenrate von 128 kbit/s.

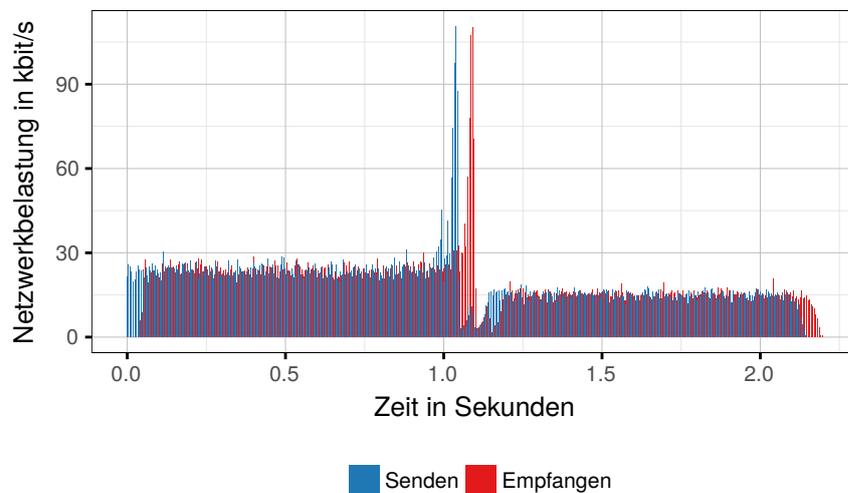


Abbildung 8.31: Netzwerkbelastung von PowerMatcher beim Basiszenario und PLC

Der Grund dafür ist, dass Nachrichten bei der Übertragung über PLC verloren gehen können. Dieser Nachrichtenverlust tritt vermehrt auf, wenn die Haushalte ihre Angebots-Nachrichten schnell hintereinander oder parallel versenden wollen. Um Nachrichtenverlust vorzubeugen, sollte die maximale Verzögerungszeit t_b hoch gewählt werden und damit die durchschnittliche Übertragungsrate, die PowerMatcher erfordert limitiert und das parallele Senden von Nachrichten vermindert werden.

Wenn die Anzahl der Haushalte erhöht wird, ergibt sich der zusätzliche Effekt, dass die Leitungen länger werden und die Fehlerhäufigkeit weiter steigt. Diesem kann entgegen gewirkt werden, indem die Verzögerungszeit zwischen den Nachrichten erhöht wird und somit die genutzte Bandbreite weiter reduziert wird. Jedoch lassen sich Übertragungsfehler nicht vollkommen vermeiden. Da PowerMatcher bei einem Übertragungsfehler abbricht, kann keine belastbare Aussage über die Skalierung von PowerMatcher bei der Verwendung von PLC getroffen werden.

Mobilfunk

LTE, als Repräsentant für Mobilfunk, hat eine geringe Latenz und bietet eine hohe gesamte Datenrate verglichen zu PLC. Da die zu übertragende Datenmenge bei PowerMatcher eher gering ist (siehe Abbildung 8.27), kommt LTE auch für die Steuerung von größeren Haushaltsverbänden in Frage.

Abbildung 8.32 zeigt die Konvergenzzeit von PowerMatcher bei Verwendung von LTE mit 25 Mbit/s und mit 100 Mbit/s. Die Konvergenzzeit ist auf-

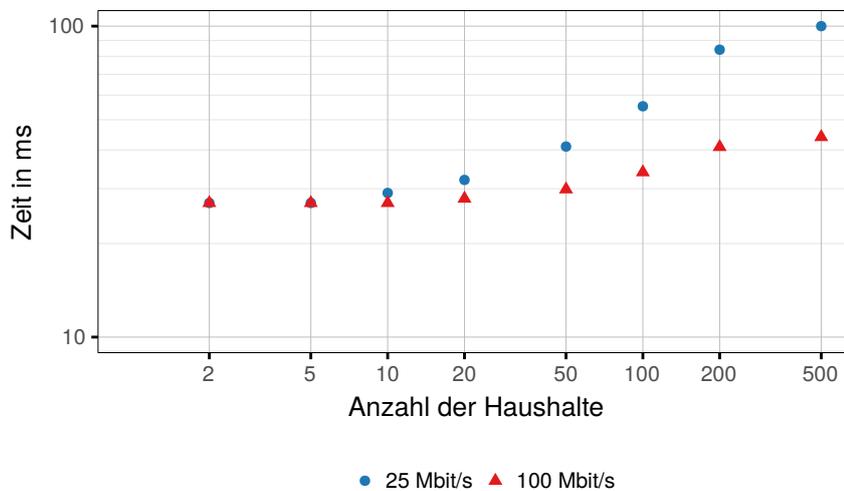


Abbildung 8.32: Konvergenzzeit von PowerMatcher bei Verwendung von LTE mit 25 Mbit/s und mit 100 Mbit/s

grund der parallelen Kommunikationsmöglichkeit sehr gering. Selbst bei 500 Haushalten benötigt PowerMatcher mit dem 25 Mbit/s LTE lediglich 100 ms. Bei Verwendung vom 100 Mbit/s LTE reduziert sich die Konvergenzzeit auf unter 50 ms. Dies ist eine sehr schnelle Konvergenz.

In dem Szenario sind in einer Zelle maximal 250 Haushalte enthalten. Daher sind die Kommunikationsmöglichkeiten bei 500 Haushalten höher, da zwei Mobilfunkzellen verwendet werden. Die Konvergenzzeit bleibt bei einem Einsatz von mehr als 250 Haushalten konstant. Bis dorthin ist ein leichter Anstieg der Konvergenzzeit bei einer steigenden Anzahl der Haushalte erkennbar. Die Konvergenzzeit ist jedoch mit nur 100 ms auch bei vielen Haushalten sehr gering.

Zusammenfassung und Optimierungsmöglichkeiten

PowerMatcher benötigt für seinen Ablauf nur eine geringe Menge an Daten. Die Möglichkeit Daten parallel zu versenden, erlaubt geringe Konvergenzzeiten bei den Technologien, die diese parallele Datenübertragung zulassen. Beispiele hierfür sind kabelgebundene Breitbandtechnologien oder die meisten Mobilkommunikationstechnologien wie LTE oder Universal Mobile Telecommunications System (UMTS). Technologien, die das gleichzeitige Übertragen von Daten nicht unterstützen, wie beispielsweise Schmalband PLC, können davon nicht profitieren. Aufgrund der geringen Datenmenge kann PowerMatcher jedoch auch mit diesen Technologien verwendet werden.

Problematisch ist es, wenn Nachrichten verloren gehen. Hier ist es für

den praktischen Einsatz wichtig, ein Protokoll zu verwenden, das nicht übertragene Nachrichten erkennt und ein erneutes Senden initiiert.

Um die ohnehin schon schnelle Konvergenz und die geringe Netzwerkbelastung weiter zu optimieren, kann für das Versenden des Energiepreises ein Broadcast verwendet werden. Dies würde besonders bei den Kommunikationstechnologien mit einem geteilten Medium deutliche Vorteile ergeben, da die Nachricht nur einmal über das Medium gesendet werden muss.

8.3.3 PrivADE

Es existieren zwei Versionen von PrivADE. Während die Basisversion, genannt PrivADE einen virtuellen Ring als Overlay-Netzwerk benutzt, können bei der erweiterten Version PrivADE⁺ verschiedene Overlay-Netzwerke genutzt werden. In diesem Abschnitt wird bei PrivADE⁺ ein sternförmiges Overlay-Netzwerk angenommen (siehe Abbildung 4.10b).

Theoretische Überlegungen

Bei PrivADE werden in der ersten Runde insgesamt $|H| + 1$ Nachrichten mit jeweils 1792 Byte Nutzdaten über das Netzwerk verschickt. In den weiteren Runden werden jeweils weitere $|H| + 1$ mal 128 Byte Nutzdaten über das Kommunikationsnetz versendet. Abbildung 8.33 zeigt das Datenaufkommen von PrivADE über einen Tag mit dem Basisszenario (50 Haushalte). Da die Rundenanzahl zwischen zwei und sechs schwankt, hat das Datenaufkommen lediglich fünf verschiedene Zustände. Das Datenaufkommen von PrivADE⁺ ist nur marginal höher und ebenso abhängig von der Rundenanzahl, welche bei beiden EMAs jeweils gleich ist. Durch die sternförmige Topologie und dem zusätzlichen Aggregator werden pro Runde, mit Ausnahme der ersten Runde, $|H|$ Nachrichten mehr versendet (Vergleich $|H| + 1$ bei PrivADE und $2 \cdot |H| + 1$ bei PrivADE⁺). Da die Nachrichten vom Server zu den Haushalten jedoch keine geheimen Informationen enthalten, müssen diese nicht mit einer homomorphen Verschlüsselung versendet werden, weshalb diese Nachrichten nur sehr klein sind.

Die Rundenanzahl hängt dabei von einigen Parametern, insbesondere von der Anzahl der Haushalte ab und ist unabhängig von der Kommunikationstechnologie. Abbildung 8.34 zeigt, dass die Anzahl der Runden, die PrivADE benötigt steigt, wenn die Anzahl der Haushalte erhöht wird. Dieser Anstieg ist jedoch nur sehr gering. Um dies zu verdeutlichen, ist eine Funktion ($y = 1,68 \cdot \sqrt{\ln |H|} + 0,44$) in die Grafik ergänzt, die langsamer als logarithmisch steigt und sich der mittleren Rundenanzahl gut annähert (Standardabweichung 0,08).

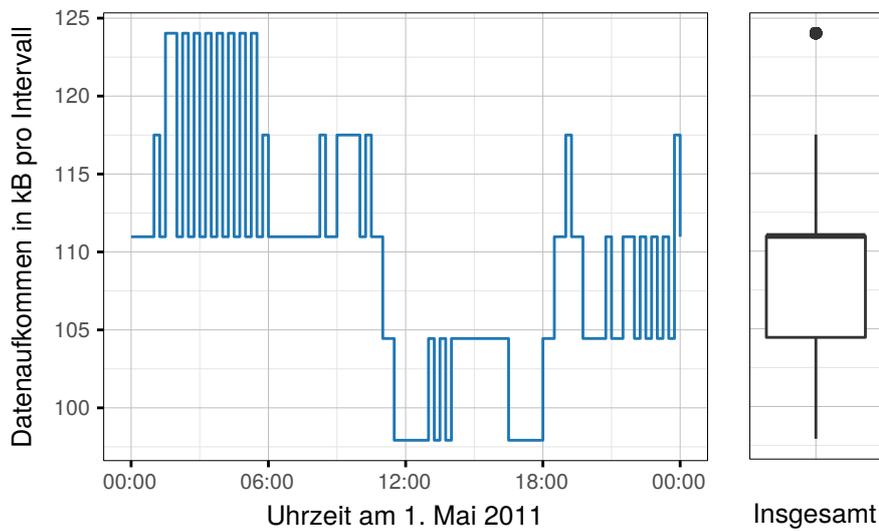


Abbildung 8.33: Datenvolumen von PrivADE beim Basisszenario

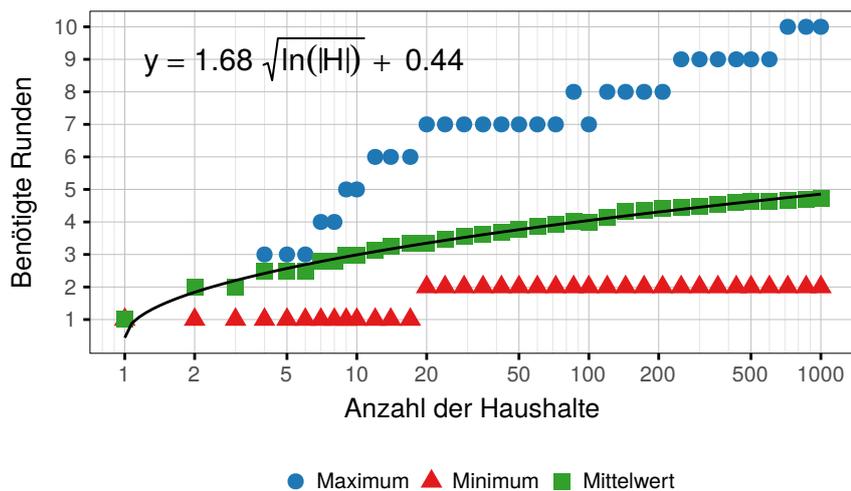


Abbildung 8.34: Anzahl der benötigten Runden in Abhängigkeit von der Haushaltsanzahl

Das Datenaufkommen pro Runde steigt linear mit der Anzahl der Haushalte $|H|$. Da auch die notwendige Anzahl der Runden leicht in Abhängigkeit von $|H|$ steigt, ist die Skalierung der gesamten Datenmenge pro Intervall nur geringfügig höher als linear (siehe Abbildung 8.35).

Größere Unterschiede zwischen PrivADE und PrivADE⁺ ergeben sich bei der Konvergenzzeit. Bei PrivADE wird ein sogenannter Token von Haushalt zu Haushalt weitergereicht. Durch die sequentielle Datenübertragung summieren sich die Verzögerungen jeder einzelnen Datenübertragung zur

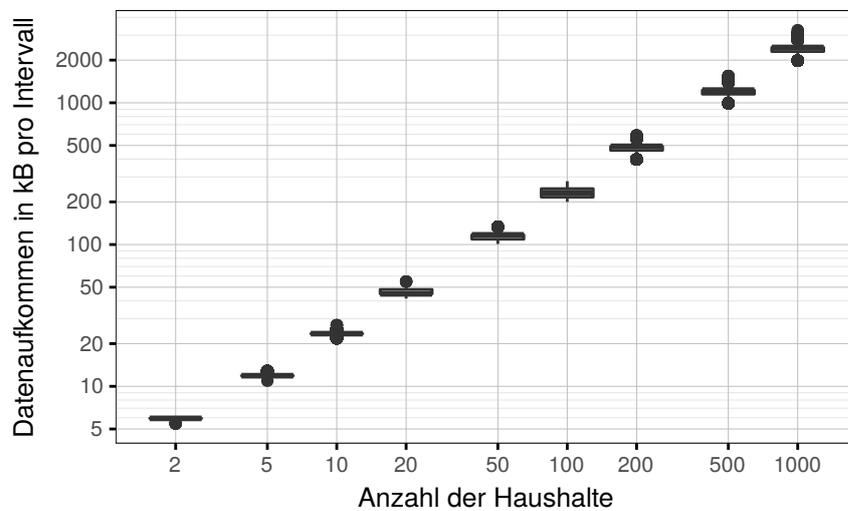


Abbildung 8.35: Benötigte Daten pro Intervall in Abhängigkeit von der Haushaltsanzahl

Gesamtverzögerung einer Runde. Da PrivADE mehrere Runden benötigt, ist die Gesamtverzögerung, bzw. die Konvergenzzeit, entsprechend hoch. Bei PrivADE⁺ werden die Nachrichten parallel zu den Haushalten geschickt, welche diese um ihre Informationen ergänzen und parallel zum Aggregator weiter schicken. So wird die Verzögerung nur durch die langsamste Verbindung eines Haushaltes bestimmt.

Im Nachfolgenden werden PrivADE und PrivADE⁺ mit verschiedenen Kommunikationstechnologien simuliert und evaluiert.

Kabelgebundene Breitbandtechnologie

Die kabelgebundene Breitbandtechnologie bietet die Möglichkeit, dass alle Haushalte parallel kommunizieren können. Die Möglichkeit kann bei PrivADE in der Basisversion jedoch nicht genutzt werden, da hier lediglich eine sequentielle Kommunikation erfolgt. In Abbildung 8.36 ist die Netzwerkbelastung einer kabelgebundenen Breitbandtechnologie dargestellt. Klar erkennbar sind die einzelnen Runden von PrivADE. Bei 50 Haushalten dauert die erste Runde durchschnittlich ca. 2820 ms und jede weitere Runde ca. 2495 ms. Trotz der deutlich geringeren versendeten Datenmengen ab der zweiten Runde ist die benötigte Zeit nahezu identisch. Grund hierfür ist, dass die Latenz im Szenario der Simulation eine dominante Rolle spielt. Da die Nachricht insgesamt in jeder Runde 51 mal versendet werden muss addieren sich die benötigten Zeiten alleine aufgrund der Latenzen der Teilnehmer

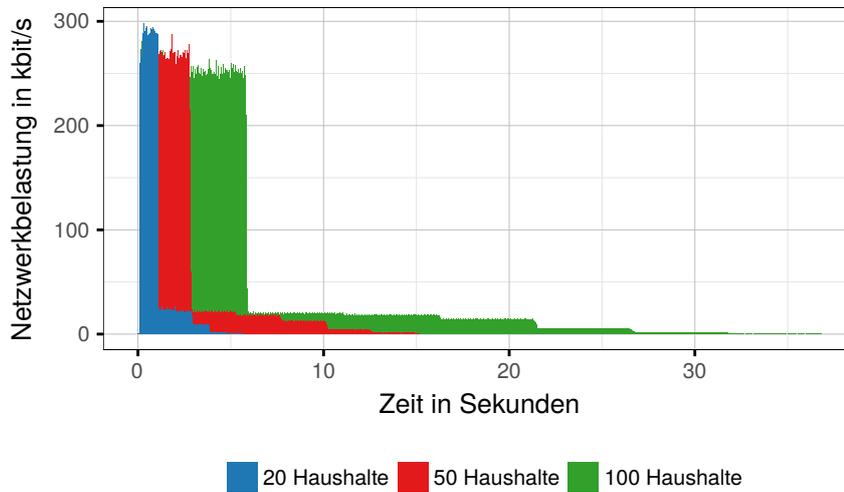


Abbildung 8.36: Simulierte Netzwerkbelastung durch PrivADE bei Verwendung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie

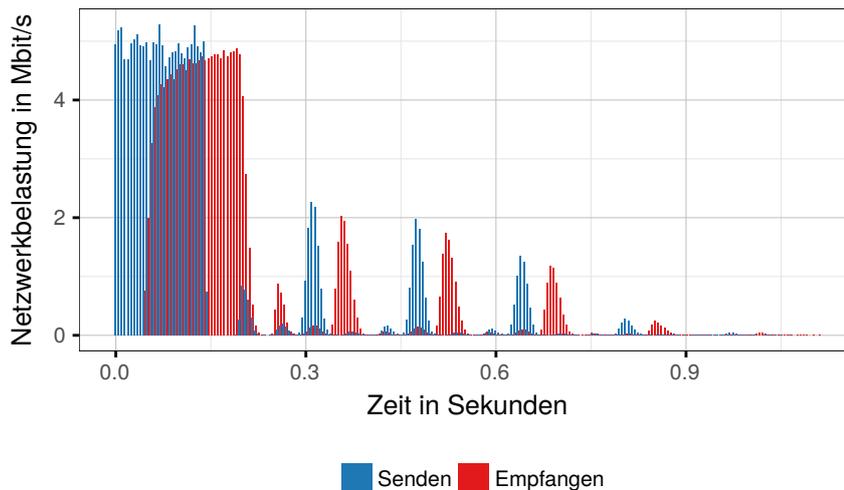


Abbildung 8.37: Simulierte Netzwerkbelastung durch PrivADE⁺ bei Verwendung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie (50 Haushalte)

insgesamt auf $51 \cdot 40 \text{ ms} = 2040 \text{ ms}$. Hinzu kommt noch die Latenz der übergeordneten Baum-Struktur (Backbone Netz).

Im Gegensatz zu PrivADE kann PrivADE⁺ die Möglichkeit der parallelen Kommunikation gut nutzen (siehe Abbildung 8.37). Auch hier sind einzelnen Schritte deutlich erkennbar. Bis etwa 150 ms senden die Haushalte die Informationen der ersten Runde zum Aggregator. Bei etwa 200 ms sendet dieser

die aggregierten Informationen weiter an den Server, welcher die Daten verarbeitet und die nächste Runde startet. Abbildung 8.38 zeigt die Konvergenzzeit von PrivADE und PrivADE⁺. Die Konvergenzzeit von PrivADE steigt etwas überproportional zu der Anzahl der Haushalte. Die Schwankungen in der Konvergenzzeit sind zu einem großen Teil auf die variierende Anzahl an Runden zurückzuführen. Die Skalierung der Konvergenzzeit von PrivADE⁺ ist aufgrund der maximalen Datenrate des Aggregators beschränkt.

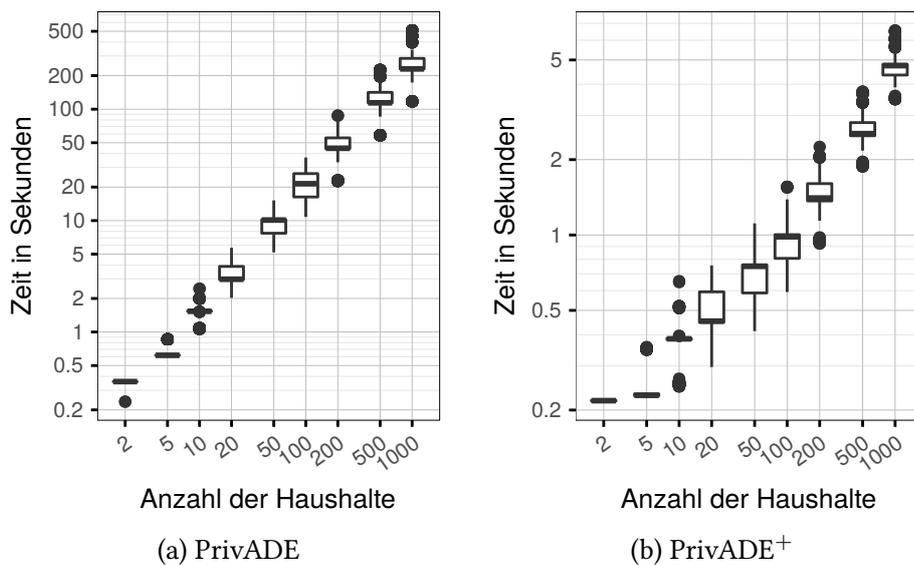


Abbildung 8.38: Konvergenzzeit von PrivADE und PrivADE⁺ in Abhängigkeit von der Anzahl der Haushalte bei Verwendung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie

Powerline Communication

Bei PLC handelt es sich um eine Technologie mit einem geteilten Medium. Eine parallele Kommunikation ist bei dem hier verwendeten PRIME Standard nicht möglich. Die Kommunikationstopologie von PrivADE ist für diese Technologie gut geeignet, da eine Nachricht direkt nach dem Empfang weiter geschickt wird. So ist das Übertragungsmedium stets in Benutzung, ohne dass mehrere Teilnehmer gleichzeitig auf die Kommunikationstechnologie zugreifen.

Abbildung 8.39 zeigt die Belastung des PLC-Netzes in Abhängigkeit der Zeit bei der Durchführung von PrivADE und variierender Anzahl an Haushalten. Während die Runden von PrivADE bei Verwendung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie klar erkennbar waren (vgl. Abbildung 8.36),

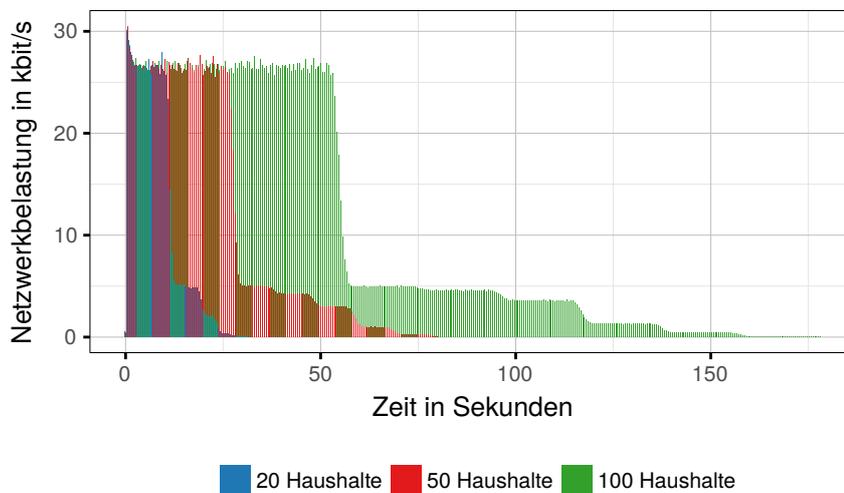


Abbildung 8.39: Netzwerkbelastung durch PrivADE bei Verwendung von PLC

Tabelle 8.2: Kommunikationszeiten von PrivADE bei 50 Haushalten und Verwendung von Powerline Communication (Angaben in ms)

	Minimum	Maximum	Durchschnitt	Median
Nachricht (1. Runde)	345	1460	543	510
Nachricht (folgende Runden)	49	541	203	207
1. Runde	25 563	30 072	27 686	27 680
Jede weitere Runde	9359	12 113	10 697	10 693
Konvergenz	35 757	80 183	54 995	57 804

sind diese hier nur ansatzweise zu identifizieren. Dies liegt an den hohen Schwankungen bei der Übertragung der Nachrichten über das Stromkabel. Tabelle 8.2 gibt eine Übersicht über die benötigten Zeiten für die Datenübertragung bei einem Verbund von 50 Haushalten. So schwankt die benötigte Zeit für die Übertragung einer Nachricht in der ersten Runde in den Simulationen zwischen 345 ms und 1460 ms. In den folgenden Runden ist die Datenmenge mit 128 Byte deutlich geringer als in der ersten Runde, daher ist auch die Zeit für die Datenübertragung mit 49 ms bis 541 ms deutlich geringer, wenngleich die relativen Schwankungen deutlich höher sind. Bei 51 Nachrichtenübertragungen dauert die erste Runde im Durchschnitt etwa 28 Sekunden und jede weitere etwa 11 Sekunden. Das gesamte Energiemanagement von PrivADE benötigt in den Simulationen im Durchschnitt eine Zeit von etwa 58 Sekunden bis zur Konvergenz.

Die Konvergenzzeit von PrivADE steigt, wie schon bei der kabelgebun-

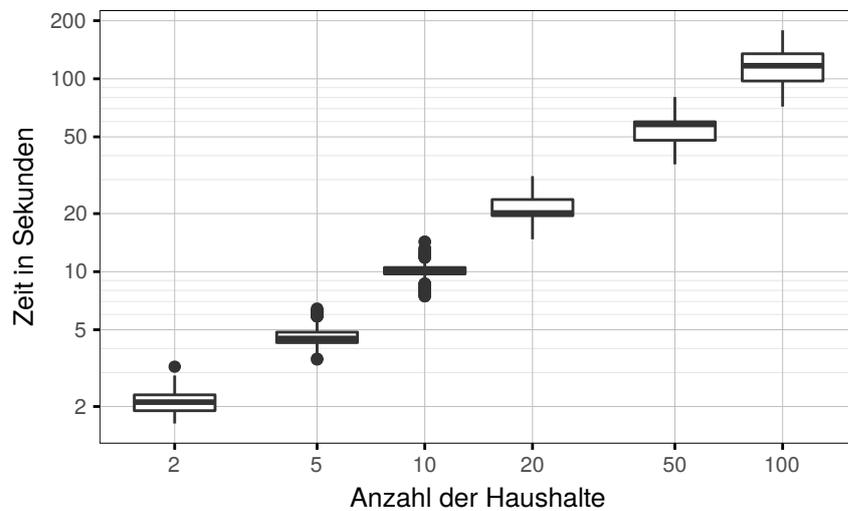


Abbildung 8.40: Skalierung der Konvergenzzeit von PrivADE in Abhängigkeit der Anzahl der Haushalte bei Verwendung von PLC

denen Breitbandtechnologie, annähernd proportional mit der Anzahl der Haushalte (siehe Abbildung 8.40). Jedoch ist die Konvergenzzeit mit ca. einer Sekunde pro Haushalt auf einem allgemein hohen Niveau. Die Verwendung von PrivADE⁺ mit der sternförmigen Topologie kann bei PLC keine besseren Ergebnisse erreichen, da die Kommunikationstechnologie kein paralleles Versenden von Nachrichten erlaubt.

Mobilfunk

LTE, als Repräsentant für Mobilfunk, hat eine geringe Latenz und bietet jedem Teilnehmer die volle Datenrate, solange kein anderer Teilnehmer kommuniziert. Die Übertragung des Tokens von PrivADE benötigt lediglich ca. 15 ms. Dies ist, trotz der deutlich unterschiedlichen Datenmenge (1792 Byte und 128 Byte), unabhängig davon, ob es die erste oder eine andere Runde ist. So dauert bei 50 Haushalten eine Runde ca. 750 ms und bei 100 Haushalten ca. 1,5 Sekunden. In Abbildung 8.41 ist die Netzwerkbelastung in Abhängigkeit von der Zeit für 50 und 100 Haushalte dargestellt. In der ersten Runde werden ca. 956 kbit/s übertragen und in den nachfolgenden Runden nur noch 68 kbit/s. Das LTE ist mit diesen geringen Datenübertragungen nicht annähernd ausgelastet. Wenn das LTE von 25 Mbit/s auf 100 Mbit/s geändert wird, ändern sich die Ergebnisse nicht.

Anders verhält sich PrivADE⁺. Da der Großteil der Nachrichten parallel gesendet werden kann, wird das LTE deutlich besser ausgenutzt. In Abbildung 8.42 ist die Netzwerkauslastung von LTE durch PrivADE⁺ dargestellt.

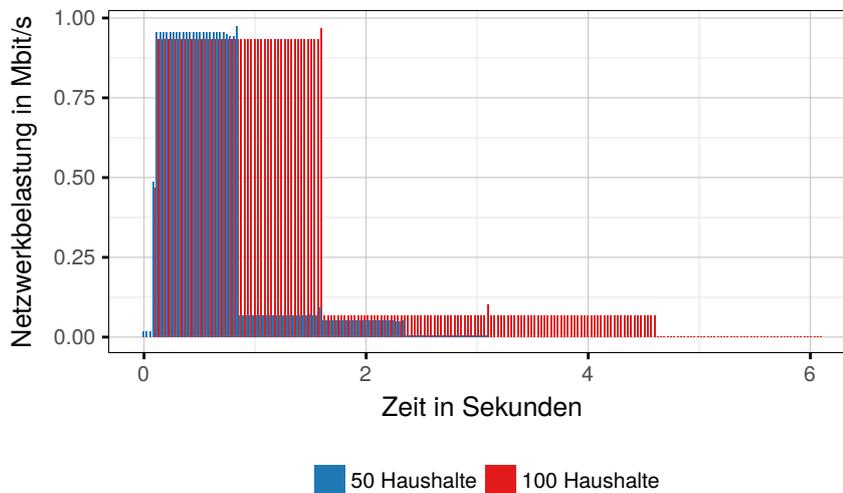


Abbildung 8.41: Netzwerkbelastung durch PrivADE bei Verwendung von LTE

Dabei wurde ein einzelnes Intervall sowie der Durchschnitt über 30 Intervalle abgebildet. Zu Beginn können alle Haushalte ihre Nachrichten parallel an den Aggregator senden. Hierbei werden die 25 Mbit/s vollständig ausgenutzt. Nach der zweiten Runde kommt es bei den Simulationen teilweise zu größeren Verzögerungen beim Versenden der Nachrichten, sodass sich die nachfolgende Runde verzögern kann. Dies ist beim ersten Intervall der Fall, bei dem die dritte Runde erst nach etwa 170 ms startet. Aufgrund dieser Verzögerungen in einigen Intervallen, können die einzelnen Runden in der durchschnittlichen Netzwerkauslastung nicht eindeutig identifiziert werden.

Durch diesen Effekt schwanken die Konvergenzzeiten von PrivADE⁺ recht stark. Dennoch und obwohl PrivADE⁺ ein leicht höheres Datenaufkommen als PrivADE hat, konvergiert PrivADE⁺ im Durchschnitt deutlich schneller. Dies ist besonders deutlich, wenn viele Haushalte gesteuert werden müssen. In Abbildung 8.43 sind die Konvergenzzeiten beider EMAs dargestellt. Bei sehr wenigen Haushalten konvergieren sowohl PrivADE als auch PrivADE⁺ in deutlich unter einer Sekunde. Die Konvergenzzeit von PrivADE steigt jedoch in etwa linear mit steigender Anzahl an Haushalten, sodass bei 20 Haushalten schon durchschnittlich etwa eine Sekunde benötigt wird (siehe Abbildung 8.43a). Bei 200 Haushalten erhöht sich diese Zeit auf durchschnittlich ca. 10 Sekunden. Die Konvergenzzeit von PrivADE⁺ skaliert dagegen deutlich besser (siehe Abbildung 8.43b). Selbst bei 500 Haushalten bleibt die benötigte Zeit unter 600 ms. Im Durchschnitt ist auch hier, zumindest bis 200 Haushalte, eine Konvergenzzeit erkennbar, die linear mit der Anzahl der Haushalte steigt, jedoch mit einer sehr geringen Steigung.

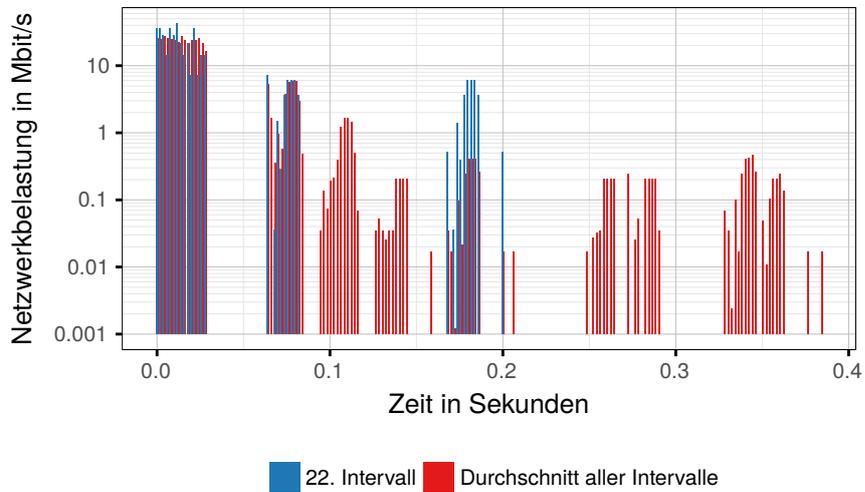


Abbildung 8.42: Netzwerkbelastung durch PrivADE⁺ bei Verwendung von LTE (25 Mbit/s)

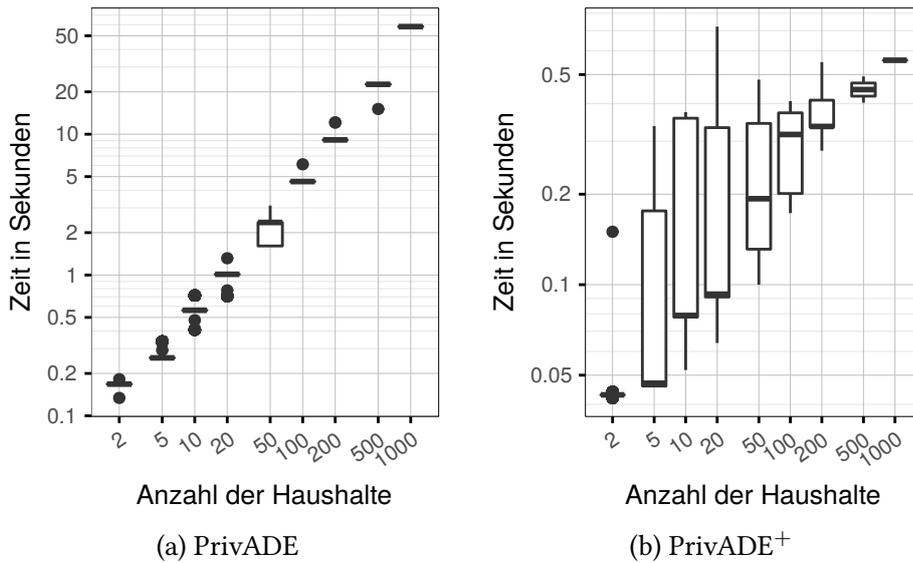


Abbildung 8.43: Konvergenzzeit von PrivADE und PrivADE⁺ in Abhängigkeit von der Anzahl der Haushalte bei Verwendung von LTE

Zusammenfassung und Optimierungsmöglichkeiten

Die EMAs PrivADE und PrivADE⁺ unterscheiden sich bei den Kommunikationseigenschaften erheblich. Die Zeit, die PrivADE für eine Runde benötigt ist direkt proportional zu der Anzahl der Haushalte. Da alle Haushalte nacheinander kommunizieren, kann die benötigte Zeit jeder einzelnen Da-

tenübertragung addiert werden. Darüber hinaus führt die Vergrößerung des zu steuernden Haushaltsverbundes zu einer Erhöhung der Anzahl der notwendigen Runden, sodass die Konvergenzzeit etwas überproportional zu der Größe des Verbundes steigt. Aufgrund der sequentiellen Kommunikation ist die Latenz der Kommunikationstechnologie sehr wichtig.

Bei den Technologien, die eine parallele Kommunikation erlauben, ist PrivADE⁺, besonders bei vielen Haushalten, PrivADE vorzuziehen, da die Konvergenzzeit teilweise um mehr als Faktor 20 geringer ist.

Bei Kommunikationstechnologien die keine parallele Kommunikation erlauben, ist PrivADE jedoch ggf. zu bevorzugen. Bei Simulationen von PLC zeigte sich, dass PrivADE⁺, durch das parallele Versenden der Nachrichten und die damit notwendige Kanalzugriffsverfahren, weniger gute Ergebnisse erreichen konnte als PrivADE. Durch die prinzipiell sequentielle Kommunikation von PrivADE ist das optimale Ausnutzen der Technologie stets gewährleistet.

Optimiert werden kann PrivADE⁺, indem das Overlay-Netzwerk abhängig von der Technologie gewählt wird. So kann die Kommunikationsanbindung des Aggregators verbessert werden, um einen Engpass zu vermeiden. Alternativ können mehrere Aggregatoren verwendet werden, um das Datenaufkommen aufzuteilen. Bei der Verwendung von mehreren Aggregatoren muss jedoch berücksichtigt werden, dass die positive Eigenschaft der Wahrung der Privatsphäre dadurch negativ beeinflusst werden kann.

Wenn das Datenvolumen der ersten Runde aufgrund kommunikationstechnischer Einschränkungen verringert werden muss, kann die Anzahl der Kategorien für die schaltbaren Geräte reduziert werden. Dies hat jedoch zur Folge, dass Geräte nicht mehr in so kleinen Einheiten geschaltet werden können, weshalb die Energiemanagement-Qualität sinken kann.

8.3.4 Vergleich und Zusammenfassung

Es wurden die Kommunikationseigenschaften der EMAs COHDA, PowerMatcher, PrivADE und PrivADE⁺ bei Verwendung verschiedener Kommunikationstechnologien gesondert analysiert. Dieser Abschnitt vergleicht die EMAs und fasst die Ergebnisse zusammen.

Die Anzahl der versendeten Nachrichten der EMAs sind in Abbildung 8.44 aufgeführt. Das Wachstum der Nachrichtenanzahl ist bei PowerMatcher linear und bei PrivADE und PrivADE⁺ aufgrund der steigenden durchschnittlichen Rundenanzahl nur unwesentlich höher. Bei COHDA steigt die Nachrichtenanzahl bei wenigen Haushalten deutlich überproportional, gleicht sich bei vielen Haushalten jedoch einem linearen Wachstum an. Da die durchschnittliche Nachrichtengröße bei COHDA ebenfalls proportional zu

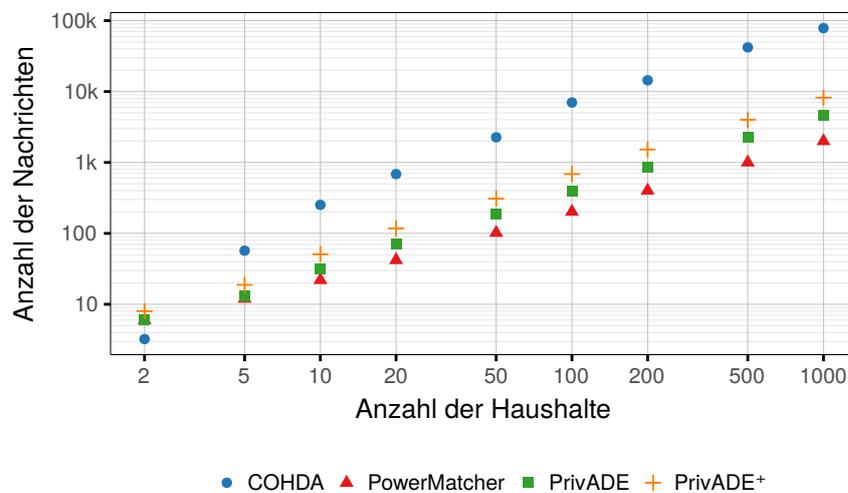


Abbildung 8.44: Vergleich der Anzahl der Nachrichten aller Energiemanagement-Algorithmen bei Verwendung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie

der Haushaltsanzahl steigt, wächst das korrespondierende Datenvolumen von COHDA quadratisch (siehe Abbildung 8.45). Bei den anderen EMAs ist die Nachrichtengröße annähernd unabhängig von der Anzahl der Haushalte, weshalb das Datenvolumen nur linear ansteigt. Die durchschnittliche Nachrichtengröße von PowerMatcher ist jedoch geringer als bei PrivADE und PrivADE⁺, weshalb auch das gesamte Datenvolumen deutlich niedriger ist.

Mit der Anzahl der Nachrichten und dem Nettodatenvolumen kann bei Notwendigkeit auch das Bruttodatenvolumen berechnet werden, indem die Größe des Protokolls für jede Nachricht hinzugerechnet wird.

Abbildung 8.46 zeigt, dass bei der kabelgebundenen Breitbandtechnologie die Konvergenzzeiten von PrivADE am höchsten sind. COHDA und PrivADE⁺ sind in etwa gleich, während PowerMatcher deutlich schneller konvergiert.

Auch bei der Verwendung von PLC ist PowerMatcher der schnellste EMA (siehe Abbildung 8.47). COHDA benötigt aufgrund des hohen Datenaufkommens und der Auslegung auf parallele Kommunikation schon bei wenigen Haushalten sehr lange. Durch den gleichzeitigen Kanalzugriff kann es zu Kollisionen kommen, was zu Nachrichtenverlusten führt. Während COHDA robust auf Nachrichtenverlust reagiert, brechen PowerMatcher und PrivADE⁺ ihre Optimierung ab. PrivADE kann als einziger EMAs auch bei 100 Haushalten noch zuverlässig konvergieren. Dies liegt an der sequentiellen Datenübertragung von PrivADE, die eine optimale Auslastung der Kommunikationstechnologie ohne jeglichen parallelen Zugriff ermöglicht.

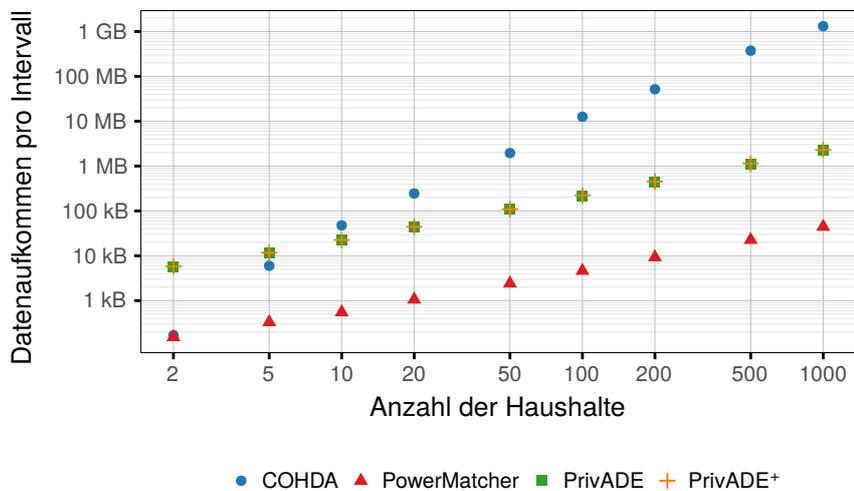


Abbildung 8.45: Vergleich des benötigten Nettodatenvolumens (Payload) aller Energiemanagement-Algorithmen bei Verwendung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie

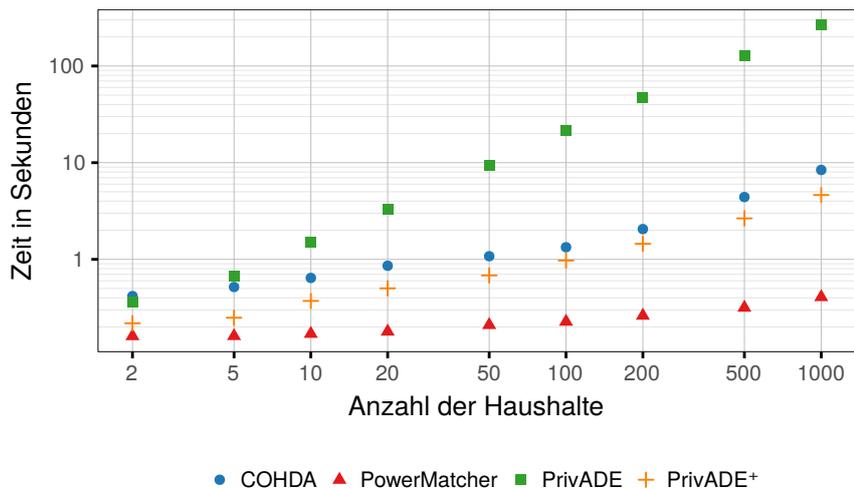


Abbildung 8.46: Vergleich der Konvergenzzeit aller Energiemanagement-Algorithmen bei Verwendung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie

Bei LTE als Repräsentant für die Mobilfunktechnologien, konvergiert COHDA bei weniger als 100 Haushalten nahezu gleich schnell wie PrivADE (siehe Abbildung 8.48). Aufgrund des stärkeren Anstieges beim Datenaufkommen benötigt COHDA ab etwa 100 Haushalten jedoch deutlich länger. Die Konvergenzzeit von PrivADE steigt annähernd proportional zu der Anzahl der Haushalte und benötigt bei 1000 Haushalten noch immer weniger als

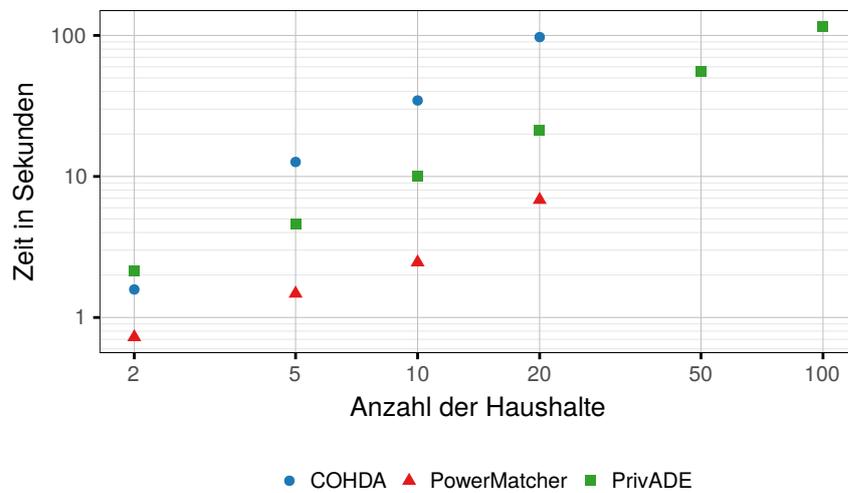


Abbildung 8.47: Vergleich der Konvergenzzeit aller Energiemanagement-Algorithmen bei Verwendung von PLC

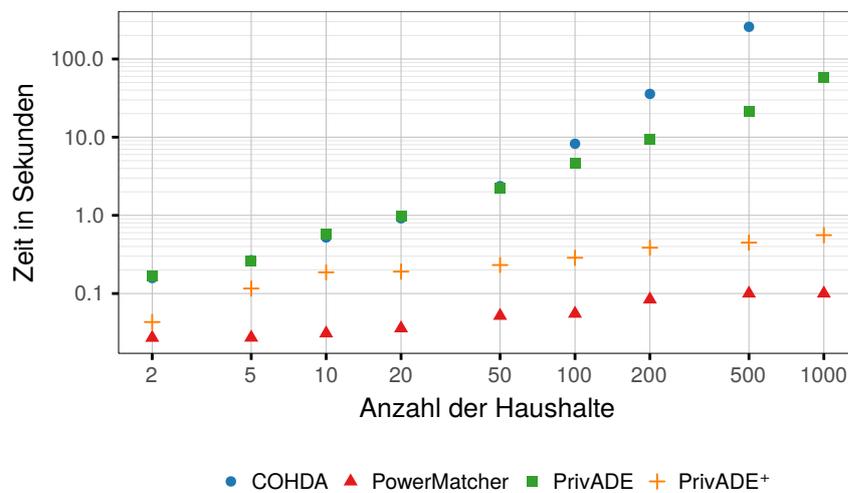


Abbildung 8.48: Vergleich der Konvergenzzeit aller Energiemanagement-Algorithmen bei Verwendung von LTE

eine Minute. Die Konvergenzzeit von PowerMatcher und PrivADE⁺ ist annähernd unabhängig von der Anzahl der Haushalte. Selbst bei 1000 Haushalten benötigt Powermatcher lediglich 100 ms.

8.4 Robustheit der Algorithmen

In den Simulationen wurde vorausgesetzt, dass es keinerlei Verbindungsabbrüche gibt. Falls es in einer Simulation zu Verbindungsabbrüchen kommt, brechen die EMAs PowerMachter und PrivADE unvollständig ab, da Robustheit bei der Programmierung bzw. der Konzeption nicht berücksichtigt wurde. Es wären einige Änderungen nötig, um die EMAs mit einer unterbrechungsbehafteten Kommunikation zu simulieren. Dieses übersteigt den Umfang dieser Arbeit. Daher werden in diesem Abschnitt die möglichen Verbindungsabbrüche aufgezeigt und evaluiert, welche Auswirkungen dieses im realen Umfeld hätte. Weiterhin werden Erweiterungen vorgestellt, mit denen die EMAs robuster gegenüber Verbindungsabbrüchen werden.

8.4.1 COHDA

COHDA basiert auf einer vermaschten Topologie, weshalb sich zahlreiche Ausbreitungsmöglichkeiten für Informationen ergeben. Es gibt grundlegend zwei Fehlerfälle. Es kann eine Verbindung zwischen zwei Haushalten ausfallen oder ein Haushalt komplett unerreichbar sein.

Wenn eine Verbindung ausfällt, kommt es im Regelfall nur zu sehr geringen Auswirkungen, da bei ausreichender Vernetzung jeder Haushalt über eine andere Verbindung erreichbar ist. Bei der in dieser Arbeit verwendeten Small World Topologie ist die Anzahl der Nachbarn von dem Vernetzungsgrad K abhängig. Jeder Haushalt hat im Minimum $K/2$, und im Durchschnitt K Nachbarn. Nach dem Wegfall einer Verbindung ist der Haushalt noch immer in der Lage zu kommunizieren. Dadurch kann das Energiemanagement weiterhin konvergieren. Bei einer nur gering vermaschten Topologie (K nicht deutlich größer als $\log(|H|)$) kann der Ausfall einer Verbindung jedoch dazu führen, dass die Topologie nicht mehr zusammenhängend ist. In diesem Fall könnten ganze Teile des Haushaltsverbundes nicht mehr erreicht werden. Mit einem hohen Vernetzungsgrad ($K \gg \log(|H|)$) kann diesem Problem jedoch gut entgegen gewirkt werden.

Bei einem Ausfall eines Haushaltes ist die Leistung des Haushaltes unbekannt. Wenn er bereits einmal zu einer Lösungsfindung beigetragen hat und damit Teil eines Lösungskandidaten ist, wird er die Leistung auf diesen Wert einstellen. Wenn er schon mehrmals zu einer Lösungsfindung beigetragen hat und seine Leistung in den vorgeschlagenen Lösungskandidaten verschieden waren, ist die Leistung des Haushaltes als unbekannt anzusehen. Dies trifft auch zu, wenn der Haushalt noch zu keiner Lösungsfindung beigetragen hat, denn in dem Fall wird eine Lösung ohne den Haushalt gefunden und

der Haushalt geht in sein Standardverhalten über. Dies ist ein sehr robustes Verhalten, welches keiner zusätzlichen Maßnahmen bedarf.

8.4.2 PowerMatcher

In der hier realisierten Version von PowerMatcher existieren mit dem Auktionator, ggf. mehreren Konzentratoren und den Haushalten mehrere Teilnehmer. Zu jedem Teilnehmer können Verbindungen ausfallen, weshalb die Robustheit anhand von drei Szenarien untersucht wird. Das erste Szenario behandelt den Ausfall bzw. einen Verbindungsabbruch eines Haushaltes. Im zweiten Szenario wird der Ausfall eines Konzentrators bzw. eine fehlerhafte Verbindung zwischen Konzentrator und Auktionator betrachtet. Abschließend zeigt das letzte Szenario das Verhalten von PowerMatcher bei einem Ausfall des Auktionators auf.

Wenn ein Haushalt ausfällt oder die Verbindung zwischen Haushalt und Konzentrator fehlerhaft ist, sendet der Konzentrator das aggregierte Angebot nicht weiter an den Auktionator, da er auf alle unter ihm registrierten Haushalte wartet. In dem Fall kann PowerMatcher nicht konvergieren und alle Haushalte gehen in das Standardverhalten über. Als Lösungsmöglichkeit könnte der Konzentrator das aggregierte Angebot nach Ablauf einer maximalen Wartezeit unvollständig an den Konzentrator senden. Dann würde lediglich ein Haushalt nicht am Energiemanagement teilnehmen können und in sein Standardverhalten zurückfallen. Dies hätte nur geringen Einfluss auf die Energiemanagement-Qualität, da alle anderen Haushalte weiter am Energiemanagement teilnehmen könnten. Um selbst den Ausfall dieses einzelnen Haushaltes zu verhindern, kann im Falle der gestörten Verbindung entgegengewirkt werden, indem der Haushalt die Möglichkeit hat mit einem anderen Konzentrator zu kommunizieren. In diesem Fall muss eine Vorkehrung getroffen werden, die erkennt, ob ein Haushalt in einem aggregierten Angebot doppelt berücksichtigt ist. Das doppelte Angebot muss, beispielsweise mithilfe eines erneuten Anfragens des individuellen Angebots des doppelten Haushaltes, heraus gerechnet werden. Alternativ dazu könnten Informationen der Haushalte von vornherein durch redundante Konzentratoren gesammelt werden. Wichtig ist auch hier, dass jedes Angebot bei der Berechnung des Preises nur einmal Berücksichtigung finden darf.

Wenn ein Konzentrator ausfällt oder die Verbindung zwischen Konzentrator und Auktionator fehlerhaft ist, werden alle Haushalte die diesem Konzentrator zugeordnet sind von dem Energiemanagement ausgeschlossen. Auch hier wäre der redundante Einsatz von Konzentratoren zweckmäßig. Dann könnte einfach der zweite Konzentrator diese Aufgabe übernehmen.

Wenn der Auktionator, dessen Hauptaufgabe die Berechnung des Energiepreises ist, ausfällt, kann kein Preis an die Haushalte zurückgegeben werden. Alle Haushalte fallen daher in ihr Standardverhalten zurück. Diesem Problem kann ebenfalls durch Redundanz entgegen gewirkt werden. Durch mehrere Auktionatoren, die jeweils die Angebote von jedem Konzentrator beziehen, kann das Risiko, dass kein Auktionator erreichbar ist, minimiert werden. Als alternativer Ansatz ist es möglich, dass den Konzentratoren für den Fall, dass kein Auktionator erreichbar ist, die Aufgabe des Auktionators für ein Teilproblem übergeben wird. Beispielsweise kann bei einem Autarkieszenario auch ein Konzentrator einen Gleichgewichtspreis errechnen und an die Haushalte zurücksenden. Dies resultiert in ggf. abweichenden Preisen im Gesamtsystem und stellt in der Regel eine schlechtere Lösung dar, wie die Lösung des globalen Problems über einen Auktionator, der alle Haushalte gleichzeitig berücksichtigt.

8.4.3 PrivADE

Bei PrivADE kann das Overlay-Netzwerk parametrisiert werden. Wenn eine Ring-Topologie gewählt wird, ist die Robustheit geringer im Vergleich zu einer Baum- oder Stern-Topologie.

Wenn bei der Ring-Topologie von PrivADE ein Teilnehmer ausfällt, wird der Ring unterbrochen und damit die rundenbasierte Kommunikation unmöglich. Damit kann die zentrale Instanz keinerlei Steuerungsinformationen mehr an alle Haushalte senden. Wenn die Unterbrechung bereits in der ersten Runde auftritt, gehen alle Haushalte in das Standardverhalten über. Falls bereits mehr als eine Runde kommuniziert wurde, werden die Haushalte den aktuellen Informationsstand nutzen und die Leistung dementsprechend anpassen. Diesem Verhalten kann entgegengewirkt werden, indem ein Haushalt, der einen anderen Haushalt nicht erreicht, vom Server auf Anfrage einen neuen Nachbarn zugewiesen bekommt. Somit kann weiterhin im Ring kommuniziert werden und nur der fehlerhafte Haushalt wird herausgenommen.

Ein weiterer Fehler kann auftreten, wenn der Server nicht mehr erreichbar ist. Dann können keine weiteren Instruktionen gegeben werden und die Haushalte gehen in das bereits ausgehandelte Verhalten oder das Standardverhalten über. Ein redundanter Server kann diesem entgegenwirken.

Bei PrivADE muss sichergestellt werden, dass jeder Teilnehmer seine Information genau einmal aggregiert. Dies ist beispielsweise durch eine Baum- oder Stern-Topologie (siehe Abbildung 4.10b) möglich, in der jeder Teilnehmer nur einmal passiert wird. Hier können verschiedene Verbindungen ausfallen. Wenn die Kommunikationsverbindung eines Haushaltes ausfällt, fehlen die Informationen der Haushalte, die auf demselben Nachrichtenweg sind. Mit

allen anderen Haushalten kann weiterhin kommuniziert werden, jedoch sind die Informationen nicht mehr vollständig. Der Aggregator wartet in diesem Fall auf die fehlenden Informationen. Dieses Warten kann unterbunden werden, indem ein Haushalt, der eine Nachricht nicht zustellen kann, eine Verbindung mit dem Server herstellt und diesem mitteilt welcher Haushalt nicht erreichbar ist. Der Server sendet daraufhin ein neues Overlay-Netzwerk ohne den fehlerhaften Teilnehmer zu dem Haushalt und die aktualisierte Anzahl der Teilnehmer zu dem Aggregator. Dann kann das Energiemanagement weitergeführt werden, wobei lediglich die Leistung eines Haushaltes unbekannt ist.

Falls bei PrivADE⁺ die Verbindung zwischen Aggregator und Server ausfällt, bricht das Energiemanagement genau wie beim normalen PrivADE ab und die Haushalte fallen auf das Standardverhalten bzw. das bis dahin ausgehandelte Verhalten zurück. Auch diesem Fall könnte mit einem redundanten Server entgegen gewirkt werden.

8.4.4 Zusammenfassung

Die EMAs weisen eine unterschiedliche Robustheit auf. Bei PrivADE und PowerMatcher führt der Ausfall einer beliebigen Verbindung zu einem Abbruch. COHDA hingegen ist, bei ausreichender Vermaschung des Overlay-Netzwerkes, selbst bei Verbindungsausfällen dazu in der Lage zu konvergieren. Wenn ein Haushalt bei COHDA nicht zu erreichen ist, nimmt lediglich dieser einzelne Haushalt nicht am Energiemanagement teil. Für PowerMatcher und PrivADE wurden Nachbesserungen vorgeschlagen, mit denen die beiden EMAs robuster und die Auswirkungen eines Ausfalles minimiert werden können.

8.5 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

In diesem Kapitel wurden COHDA, PowerMatcher und PrivADE bezüglich Energiemanagement-Qualität und Kommunikationsverhalten evaluiert. Hierfür sind zunächst die Parametrisierungen für ein Basisszenario festgelegt worden. Dieses Basisszenario ist in allen Simulationen, die das Kommunikationsverhalten analysieren, angewendet worden. Für die Simulation der Energiemanagement-Qualität ist das Szenario jeweils leicht angepasst worden.

Als Erstes wurde die Autarkie von Haushalten beim Einsatz von PV-Anlagen und BSs evaluiert. Die Evaluation ergab, dass sich ein Haushaltsver-

Tabelle 8.3: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse für die Konvergenzzeit, das Nettodatenaufkommen sowie der Energiemanagement-Qualität der Energiemanagement-Algorithmen

	Daten		Konvergenz			EM-Qualität		
	<i>Nachrichten</i>	<i>Nutzdaten</i>	<i>Breitband</i>	<i>PLC</i>	<i>LTE</i>	<i>Autarkie</i>	<i>Eigenverbrauch</i>	<i>Spitzenlastred.</i>
COHDA	2264	1,9 MB	1,08 s	n. a. ¹	2,36 s	40,8 %	17,9 %	17,0 %
PowerMatcher	102	2,4 kB	0,21 s	n. a. ²	0,04 s	42,3 %	22,6 %	17,1 %
PrivADE	186	108,7 kB	9,32 s	55 s	2,22 s	41,5 %	21,8 %	17,2 %
PrivADE ⁺	257	109,2 kB	0,60 s	n. a. ²	0,20 s	41,5 %	21,8 %	17,2 %

¹ Datenaufkommen zu groß, um binnen eines Intervalls (15 Minuten) zu konvergieren.

² Konvergenzprobleme (siehe Abschnitt 8.3.2 und Abschnitt 8.3.3)

bund mit 50 Haushalten zu mehr als 90 Prozent jedoch nicht zu 100 Prozent autark versorgen kann. Die Unterschiede der Energiemanagement-Qualität der EMAs sind dabei vernachlässigbar klein (siehe Tabelle 8.3).

Auch bei der Analyse des Eigenverbrauchs bei einer Variation der Anzahl der WPs ergaben sich keine signifikanten Unterschiede. Tabelle 8.3 zeigt, dass COHDA mit einer Energiemanagement-Qualität von 17,9 Prozent etwas schlechter ist als PowerMatcher (22,6 Prozent) und PrivADE (21,8 Prozent).

Bei der Spitzenlastreduktion mit EVs ist gezeigt worden, dass die benötigte Zielleistung nicht zu gering gewählt werden sollte. Sobald das Szenario leicht variiert und die Zielleistung nicht mehr eingehalten werden kann, ist ein deutlicher temporärer Leistungsanstieg möglich. Besser scheint die Wahl eines etwas höheren Zielwertes zu sein. Denn damit steht auch wenn viele Geräte gleichzeitig Energie verbrauchen wollen, eine Reserve bereit, sodass der Zielwert nicht überschritten wird. Ratsam ist es, den Zielwert anhand der tatsächlichen Möglichkeiten des Energienetzes festzulegen. Die EMAs haben bei diesem Szenario eine Energiemanagement-Qualität zwischen 17,0 Prozent und 17,2 Prozent und unterscheiden sich daher nur marginal

Die Skalierung der Energiemanagement-Qualität wurde anhand des Autarkiegrades und anhand der Spitzenlastreduktion mit variierender Anzahl an Haushalten durchgeführt. Die wichtigste Erkenntnis ist, dass sich durch eine Vergrößerung eines Haushaltsverbundes Vorteile ergeben, diese jedoch bei einer größeren Menge abnehmen. Eine Sättigung tritt abhängig vom Szenario ab etwa 100 Haushalten ein.

Aus der Evaluation der vier EMAs bezüglich der simulierten Szenarien Autarkie, Eigenverbrauch, Spitzenlastreduktion und Skalierung ergibt sich folgende Handlungsempfehlung:

Handlungsempfehlung 1 (Energiemanagement-Qualität)

Da sich die Energiemanagement-Qualitäten der vier analysierten EMAs nur marginal unterscheiden, sollte die Energiemanagement-Qualität in diesen Szenarien nur als nachrangiges Auswahlkriterium einbezogen werden. Wenn weitere EMAs in eine Bewertung einbezogen werden oder deutliche Abweichungen von den hier simulierten Szenarien vorliegen, kann das Kriterium der Energiemanagement-Qualität jedoch einen höheren Stellenwert bekommen.

Ein anderes Bild ergibt die Analyse der EMAs bezüglich des Kommunikationsaufwandes. Als Indikator dafür kann zunächst das Datenaufkommen, das in jedem Intervall von den EMAs generiert wird, genutzt werden. Ein hohes Datenaufkommen impliziert eine höhere Anforderung an die Kommunikationstechnik. Durch Simulationen des Basisszenarios mit 50 Haushalten wurden die Anzahl der Nachrichten pro Intervall sowie die benötigten gesamten Nutzdaten pro Intervall eruiert und in Tabelle 8.3 dargestellt. Um die Bruttodatenmenge zu erhalten, muss der Overhead durch das gewählte Protokoll für jede Nachricht addiert werden, z. B. 30 Byte für MAC und UDP. Während PowerMatcher, PrivADE und PrivADE⁺ nur wenige hundert Nachrichten benötigen, sind für eine Ausführung von COHDA mehr als 2000 Nachrichten nötig. Evident ist außerdem, dass die Nachrichtengröße bei PowerMatcher besonders klein ist. So übersteigen die benötigten Nutzdaten von COHDA, die von PowerMatcher etwa um den Faktor 800. Eine weitere wichtige Erkenntnis aus den Simulationsergebnissen ist, dass die Daten der vier EMAs nicht gleichmäßig über die gesamte Konvergenzzeit, sondern meist ungleichmäßig verteilt verschickt werden.

Handlungsempfehlung 2 (Kommunikation – Datenaufkommen)

Hinsichtlich des Datenaufkommens bei der Kommunikation der vier EMAs sollten PowerMatcher, PrivADE oder PrivADE⁺ gewählt werden, da diese ein geringes Datenaufkommen erzeugen. Dies ist besonders wichtig, wenn eine Kommunikationstechnologie mit geringer maximalen Datenrate genutzt werden soll.

Die Ergebnisse der Simulationen der Konvergenzzeiten bei Nutzung der kabelgebundenen Breitbandtechnologie, PLC und Mobilfunk sind in Tabelle 8.3 dargestellt. Im gegebenen Szenario erreichen PowerMatcher und

PrivADE⁺ Konvergenzzeiten unter einer Sekunde solange die Kommunikationstechnologie eine parallele Kommunikation zulässt. Auch COHDA kann bei kabelgebundenen Breitbandtechnologie gute Werte erreichen, fällt jedoch bei LTE aufgrund der geringeren gesamten maximalen Datenrate ab. PrivADE benötigt aufgrund der sequentiellen Datenübertragung eine längere Konvergenzzeit, die aus den sich addierenden Latenzen resultiert. Das hat jedoch bei Kommunikationstechnologien, die keine parallele Kommunikation erlauben, einen großen Vorteil. So konnte in den Simulationen mit Verwendung einer schmalband PLC-Technologie und 50 Haushalten, aufgrund des aufwendigen Kanalzugriffsverfahrens, wenn parallel auf die Technologie zugegriffen werden soll, kein EMA, außer PrivADE, zuverlässig konvergieren.

Handlungsempfehlung 3 (Kommunikation – Konvergenzzeit)

Hinsichtlich der Konvergenzzeit können bei ausreichender maximaler Datenrate PowerMatcher, COHDA oder PrivADE⁺ verwendet werden. PrivADE hat aufgrund der Ring-Topologie einen Nachteil bei der Konvergenzzeit. Bei eingeschränkter maximaler Datenrate hat auch COHDA einen Nachteil, da das hohe Datenaufkommen die Konvergenzzeit negativ beeinflusst.

Die abschließende Evaluation der Robustheit zeigt Schwächen bei PowerMatcher, PrivADE und PrivADE⁺ auf, da der Ausfall einer beliebigen Verbindung zu einem Abbruch führt. COHDA hingegen ist selbst bei Verbindungsausfällen dazu in der Lage zu konvergieren. Wenn ein Haushalt bei COHDA nicht zu erreichen ist, nimmt lediglich dieser einzelne Haushalt nicht am Energiemanagement teil.

Handlungsempfehlung 4 (Robustheit)

Aus Sicht der Robustheit sollte COHDA verwendet werden, da dieser darauf ausgelegt ist auch bei Nachrichtenverlust noch zu konvergieren.

Zusammengefasst zeigt die durchgeführte Evaluation die Vorteile der entwickelten Verfahren anhand zahlreicher Beispiele auf. Mithilfe der vereinheitlichten Metriken für die Energiemanagement-Qualität und der Möglichkeit die Kommunikation zu analysieren kann die zukünftige Entwicklung und Optimierung von Energiemanagement-Algorithmen unterstützt werden.

Kapitel 9

Zusammenfassung und anknüpfender Forschungsbedarf

Die zunehmende Integration verteilter erneuerbarer Energieerzeuger und die damit einhergehende Dezentralisierung des Energieversorgungssystems erfordert eine dezentrale Steuerung, die sowohl kleine Energieerzeuger, als auch kleine Energieverbraucher einschließt. Die hierfür entwickelten Energiemanagement-Algorithmen (EMAs) wurden bisher nur unzureichend miteinander verglichen, sodass die Auswahl eines geeigneten EMAs erschwert wurde. Mit dieser Arbeit wurde ein Verfahren für das Vergleichen von EMAs vorgestellt. Die Ergebnisse dieser Arbeit sind im folgenden Abschnitt kurz zusammengefasst.

9.1 Zusammenfassung und Ergebnisse

Problemstellung

Durch die Energiewende, dem damit einhergehenden Wegfall von regelbaren Kraftwerken und der Dezentralisierung der Energieversorgung wird Energiemanagement, welches auch kleine Energieverbraucher und -erzeuger einschließt, zunehmend wichtiger. Dabei existieren verschiedene Energiemanagement-Ziele. So kann beispielsweise die Spitzenlast reduziert werden oder der Verbrauch an die Erzeugung aus einer volatilen Energiequelle angepasst werden. Darüber hinaus sind verschiedene Verfahren für Energiemanagement möglich. Beispielsweise kann die Leistung von Geräten im Voraus geplant oder Geräte direkt reaktiv in Abhängigkeit von aktuellen Notwendigkeiten gesteuert werden. Das reaktive Steuern von Geräten erfordert eine möglichst schnelle Reaktion, da sich beispielsweise die Erzeugung einer

PV-Anlage schnell ändern kann, weshalb eine hohe Zeitverzögerung durch die Kommunikation kritisch ist.

Um ganzheitlich zu bewerten, wie gut ein Energiemanagement ist, muss daher sowohl die Energiemanagement-Qualität als auch die Kommunikation evaluiert werden. Die bisher in der Literatur beschriebenen Verfahren und Simulationsumgebungen sind für diese ganzheitliche Bewertung unzureichend.

Dadurch ergeben sich folgende Forschungsfragen: Wie kann die Leistungsfähigkeit von EMAs verglichen werden? Wie können Parameter eines EMAs optimiert werden? Welche Empfehlungen ergeben sich bei unterschiedlichen Kommunikationsinfrastrukturen? Wie können Geräte modelliert werden, um realistische Simulationen zu ermöglichen?

Daher war das Ziel der Arbeit ein Verfahren für den Vergleich von EMAs zu entwickeln, das sowohl die Energiemanagement-Qualität als auch den Kommunikationsaufwand berücksichtigt. Darauf aufbauend sollten Handlungsempfehlungen gegeben werden, welche EMAs für welche Szenarien geeignet sind.

Simulationsumgebung

Die bisher verfügbaren Simulatoren sind unzureichend um EMAs ganzheitlich zu bewerten. Daher wurde eine neue Simulationsumgebung entwickelt, die den Stromverbrauch von Haushalten mit einer umfangreichen Datenbasis modelliert. Durch Simulationsmodelle für zahlreiche steuerbare Geräte, wie beispielsweise Mikro Blockheizkraftwerke, Wärmepumpen, Batteriespeicher und Elektrofahrzeuge, kann ein EMA den Energieverbrauch bzw. die -erzeugung beeinflussen und damit Energiemanagement-Ziele verfolgen. Die für die Koordination der Haushalte notwendige Kommunikation kann in der Simulationsumgebung mit verschiedenen Kommunikationstechnologien ebenfalls simuliert werden. Die Simulationsumgebung ist modular aufgebaut und somit leicht um neue Module wie beispielsweise EMAs oder Kommunikationstechnologien erweiterbar. Mit dieser Simulationsumgebung wird der Wissenschaft ein leistungsfähiges Werkzeug für die ganzheitliche Bewertung von EMAs zur Verfügung gestellt.

Energiemanagement-Qualität

Um die Energiemanagement-Qualität zu bewerten, wurden die Energiemanagement-Ziele Energieeffizienz, Lasterhöhung, Schwachlasterhöhung, Spitzenlastreduktion und die Lastformung als relevant identifiziert. Für jedes Energiemanagement-Ziel wurde jeweils eine eigene Bewertungsmetrik entwickelt. Die Metriken vergleichen den Leistungsverlauf eines Verbundes

ohne EMA mit dem Leistungsverlauf des Verbundes mit EMA. Der Wertebereich aller Metriken umfasst Werte von -1 bis 1 und kann damit als genormt bezeichnet werden. Eine negative Bewertung entspricht dabei einer Verschlechterung und eine positive Bewertung einer Verbesserung. Dies resultiert in einer übersichtlichen Darstellung und einer einheitlichen Vergleichbarkeit von EMAs. Durch den genormten Wertebereich können darüber hinaus für spezielle Energiemanagement-Ziele leicht mehrere Metriken zu einer Gesamtmetriken zusammengefasst werden.

Multivariate Optimierung

Für eine Optimierung der freien Parameter eines EMAs wurde in dieser Arbeit ein Verfahren entwickelt. Dies beinhaltet ein mehrstufiges System bestehend aus einer Definition des Szenarios und der Bewertungsmetriken. Nach anschließender Auswahl der zu optimierenden Parameter und der möglichen Parametervariationen werden Simulationen sämtlicher Parametervariationen durchgeführt, die in einem mehrstufigen Verfahren weiter verfeinert werden können. Diese multivariate Optimierung resultiert in der optimalen Parametrisierung des EMAs. Durch die Integration in die Simulationsumgebung wird so eine teil-automatisierte multivariate Optimierung beliebiger EMAs ermöglicht.

Evaluation

In dieser Arbeit wurden die vier EMAs COHDA, PowerMatcher, PrivADE und PrivADE⁺ vorgestellt und beispielhaft evaluiert. COHDA repräsentiert verteilte EMAs. Bei COHDA tauschen Haushalte Informationen parallel über ein Small-World Overlay-Netzwerk aus und suchen zusammen eine Lösung für die optimale Parametrisierung der Geräte. Bei PowerMatcher erfolgt die Kommunikation statisch in vier Schritten. Die Berechnung der Lösung für das Energiemanagement erfolgt dabei durch eine zentrale Instanz. PrivADE und PrivADE⁺ nutzt einen rundenbasierten Ansatz, in dem aggregierte Informationen gesammelt und verarbeitet werden. Die benötigte Rundenanzahl hängt dabei von den verfügbaren Flexibilitäten, beispielsweise der Anzahl der EVs, ab.

Um die Funktionalität dieser Qualitätsbewertungen zu zeigen, wurden verschiedene Szenarien mit den drei EMAs simuliert. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass es keinen eindeutig besten EMA bezüglich Energiemanagement-Qualität gibt. Je nach Szenario zeigen PowerMatcher oder PrivADE die besten Resultate. Lediglich COHDA zeigt meist etwas schlechtere Ergebnisse. Die

Unterschiede sind jedoch nicht so deutlich, dass anhand der Energiemanagement-Qualität der Einsatz eines EMAs ausgeschlossen werden kann.

Neben der Energiemanagement-Qualität ist das Verhalten von EMAs bei eingeschränkten Kommunikationsparametern ein entscheidendes Kriterium, das evaluiert wurde. Während COHDA sehr viele Daten überträgt, benötigen PowerMatcher und PrivADE bzw. PrivADE⁺ nur relativ wenig Daten. Für die Konvergenzzeit ist neben dem Datenaufkommen auch das Overlay-Netzwerk entscheidend. Beispielsweise kann COHDA, trotz des hohen Datenaufkommens ggf. schneller konvergieren als PrivADE, da das Ring-Overlay-Netzwerk von PrivADE nur sequentielle Datenübertragung erlaubt und damit sehr empfindlich gegenüber Latenzen in der Kommunikation ist. Diese sequentielle Datenübertragung kann bei Verwendung von Kommunikationstechnologien, die keine gleichzeitige Kommunikation ermöglichen, beispielsweise PLC, jedoch auch vorteilhaft sein.

Bei Betrachtung der Skalierbarkeit zeigen PowerMatcher und PrivADE⁺ aufgrund der wenigen Kommunikationsschritte und der Parallelität sehr gute Eigenschaften. COHDA weist hingegen nur eine eingeschränkte Skalierbarkeit auf, da das mehr als quadratisch steigende Datenvolumen das Kommunikationsnetz überlasten kann. Dadurch wird nicht nur eine schnelle Konvergenz verhindert, sondern das Kommunikationsnetz auch für andere Dienste blockiert.

Zusammengefasst spielt die Energiemanagement-Qualität bei der Auswahl eines EMAs für ein Szenario eine eher untergeordnete Rolle. Wichtiger ist, dass ein EMAs dazu in der Lage sein sollte, schnell zu konvergieren, ohne die Kommunikationstechnologie dabei zu überlasten.

Fazit

In dieser Arbeit wurden Verfahren zur Qualitätsbewertung vorgestellt, die eine schnelle Vergleichbarkeit von EMAs erlauben. Mit der entwickelten Simulationsumgebung ist es möglich, EMAs über die Energiemanagement-Qualität hinaus, hinsichtlich der Kommunikationseigenschaften zu bewerten und zu vergleichen. Für ein gegebenes Szenario können nun Empfehlungen für einen oder mehrere geeignete EMAs ausgesprochen werden. Diese Arbeit leistet somit einen entscheidenden Beitrag zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende.

9.2 Anknüpfender Forschungsbedarf

Die in dieser Arbeit vorgestellten Verfahren und die Simulationsumgebung stellen eine gute Basis für die Analyse von EMAs dar. Es ergeben sich jedoch einige Themen, die prinzipiell mit der Simulationsumgebung behandelt werden können, bisher jedoch noch nicht behandelt worden sind. Darüber hinaus existieren Themenfelder, die bisher nicht in die Simulationsumgebung implementiert sind, jedoch auch interessante Ergebnisse ergeben können.

Optimierung von Energiemanagement-Algorithmen

Die Simulationsumgebung erlaubt die Leistungsbewertung und den quantitativen Vergleich von existierenden und neuen EMAs. Für die verschiedenen in dieser Arbeit untersuchten EMAs wurden Optimierungsmöglichkeiten vorgeschlagen. Die Optimierungen können umgesetzt werden und die Wirksamkeit mithilfe der Simulationsumgebung evaluiert werden.

Nachrichtenübertragung via Broad- und Multicast

Bisher wurden Nachrichten ausschließlich via Unicast übertragen. Der Einsatz von Broadcast anstelle von Unicast ist insbesondere bei PowerMatcher und PrivADE⁺ erfolversprechend, da der Server bei beiden EMAs jeweils Informationen versendet, die jeder Haushalt empfangen soll. Bei COHDA ist darüber hinaus Multicast sehr vielversprechend, da ein Haushalt jeweils die gleiche Nachricht an alle seine Nachbarn versendet. Es ist zu untersuchen, ob die nicht garantierte Zustellung von Daten über Broadcast einen Einfluss auf die Konvergenz der EMAs hat und ob die Energiemanagement-Qualität dadurch beeinträchtigt wird.

Testen der EMAs mit heterogenen Kommunikationstechnologien

Bisher wurden die EMAs mit jeweils nur einer homogenen Kommunikationstechnologie simuliert. In zukünftigen Szenarien können die Verbundteilnehmer mit verschiedenen Kommunikationstechnologien angebunden werden. Beispielsweise können die Teilnehmer teilweise mit kabelgebundener Breitbandtechnologie und teilweise mit LTE an das Energiemanagement angebunden werden. Aber auch eine redundante Anbindung von Haushalten ist denkbar. Es kann untersucht werden, welche Kommunikationstechnologien gut kombiniert werden können.

Simulation der Robustheit von EMAs

Die Robustheit der EMAs wurde in dieser Arbeit aufgrund nicht für Kommunikationsausfälle ausgelegten Implementierungen rein theoretisch betrachtet. Mit Anpassungen dieser Implementierungen können Simulationen dafür verwendet werden um die EMAs auf Robustheit zu testen. So können Szenarien um eine Ausfallrate von Kommunikationsverbindungen ergänzt werden. Das Szenario kann simuliert werden und die Auswirkungen der Kommunikationsausfälle auf die Energiemanagement-Qualität und auf die Konvergenzzeiten evaluiert werden.

Simulationen mit variablem Intervall

Für die derzeitigen Simulationen wird angenommen, dass die Haushalte die Durchschnittsleistung für das darauf folgende Intervall kennen. Dadurch ist die, aus den Simulationsergebnissen berechnete, Energiemanagement-Qualität unabhängig von der Konvergenzgeschwindigkeit der EMAs, sofern diese innerhalb des Intervalls konvergiert. Der Energieverbrauch während eines Intervalls kann in der Realität jedoch schwanken. Durch Berücksichtigung dieser Schwankungen und bei Verwendung der aktuellen Leistung eines Haushaltes für ein EMA wird sich auch die resultierende Energiemanagement-Qualität verändern. Durch erneutes Ausführen eines EMAs direkt nach dem Konvergieren, würde die Konvergenzgeschwindigkeit weiter an Bedeutung gewinnen, da ein EMA bei schneller Konvergenz häufiger ausgeführt werden kann und die Leistung jeweils weniger schwankt.

Integration von sozioökonomischen Aspekten

In die Simulationsumgebung können sozioökonomische Aspekte integriert werden. Diese können abbilden, bei welchen Anreizen ein Haushalt an einem Energiemanagement teilnimmt. Hierfür müssen EMAs um ein Geschäftsmodell und finanzielle Anreize für die Teilnehmer ergänzt werden. Vorschläge für solche finanziellen Anreize wurden bereits in [Gro+15] veröffentlicht.

Anhang A

Pseudocodes

Pseudocode 3 Schalten von Lasten bei PrivADE

Attribute:

$\omega \leftarrow 0$ ▷ Angepasste Leistung
 μ ▷ Zielleistung
 $\Theta' \leftarrow \{\}$ ▷ Zu schaltende Kategorien
 $\Theta^+ \leftarrow \{\}, \Theta^- \leftarrow \{\}$ ▷ Positive und negative Kategorien

Benötigte Funktionen:

GETPOWER(θ) ▷ Gibt die Leistung von θ zurück
SHUFFLE(Θ) ▷ Mischt die Kategorien Θ

```

1: procedure SWITCH( $\mu, \Theta$ )
2:   for  $\theta$  in  $\Theta$  do ▷ Berücksichtige zunächst alle Kategorien
3:      $\omega \leftarrow \omega + \text{GETPOWER}(\theta)$ 
4:     if  $\text{GETPOWER}(\theta) \leq 0$  then
5:        $\Theta^- \leftarrow \{\Theta^-, \theta\}$ 
6:     else
7:        $\Theta^+ \leftarrow \{\Theta^+, \theta\}$ 
8:   if  $\omega > \mu$  then ▷ Wenn Leistung höher als Ziel verringere Leistung
9:      $\Theta' \leftarrow \Theta^-$  ▷ Nutze alle negativen Kategorien
10:     $\Theta^+ \leftarrow \text{SHUFFLE}(\Theta^+)$  ▷ Mische aber sortiere nach Prioritäten
11:    for  $\theta$  in  $\Theta^+$  do ▷ Entferne positive Kategorien bis  $\mu > \omega$ 
12:      if  $\omega > \mu$  then
13:         $\omega \leftarrow \omega - \text{GETPOWER}(\theta)$ 
14:      else
15:         $\Theta' \leftarrow \{\Theta', \theta\}$ 
16:  else if  $\omega < \mu$  then ▷ Wenn Leistung kleiner als Ziel erhöhe Leistung
17:     $\Theta' \leftarrow \Theta^+$  ▷ Nutze alle positiven Kategorien
18:     $\Theta^- \leftarrow \text{SHUFFLE}(\Theta^-)$  ▷ Mische aber sortiere nach Prioritäten
19:    for  $\theta$  in  $\Theta^-$  do ▷ Entferne negative Kategorien bis  $\mu < \omega$ 
20:      if  $\omega < \mu$  then
21:         $\omega \leftarrow \omega - \text{GETPOWER}(\theta)$ 
22:      else
23:         $\Theta' \leftarrow \{\Theta', \theta\}$ 
24:  return  $\Theta'$ 

```

Pseudocode 4 Lastanpassung von PrivADE**Attribute:**

ω, ω_h \triangleright Gesamtverbrauch, Verbrauch eines Haushaltes h
 μ \triangleright Zielverbrauch
 A, B \triangleright Anzahl der nach oben bzw. unten anpassbaren Haushalte
 α_h, β_h \triangleright Positive und negative Anpassbarkeit eines Haushaltes

1: **procedure** ADAPT($\omega, \alpha, A, \beta, B, \mu$)
2: $\nu \leftarrow \mu - \omega$ \triangleright Gesamter Verbrauch der aufgeteilt werden kann
3: **if** $\nu < 0$ **then** \triangleright Reduziere den Verbrauch
4: $H' \leftarrow B$
5: **else** \triangleright Erhöhe den Verbrauch
6: $H' \leftarrow A$
7: **while** $\nu \neq 0$ and $|H'| > 0$ **do**
8: $\zeta \leftarrow \nu / |H'|$ \triangleright Setze den Verbrauchsanteil für die Runde
9: **for** h in H' **do**
10: **if** $\zeta < 0$ **then**
11: **if** $\zeta < -\beta_h$ **then** \triangleright Nehme restlichen Anteil
12: $\omega'_h \leftarrow -\beta_h$
13: $H' \leftarrow H' \setminus \{h\}$ \triangleright Entferne h von den Anpassbaren
14: **else** \triangleright Nehme den gesamten Anteil
15: $\omega'_h \leftarrow \zeta$
16: $\beta_h = \beta_h + \omega'_h$
17: **else**
18: **if** $\zeta > \alpha_h$ **then** \triangleright Nehme restlichen Anteil
19: $\omega'_h \leftarrow \alpha_h$
20: $H' \leftarrow H' \setminus \{h\}$ \triangleright Entferne h von den Anpassbaren
21: **else** \triangleright Nehme den gesamten Anteil
22: $\omega'_h \leftarrow \zeta$
23: $\alpha_h = \alpha_h - \omega'_h$
24: $\omega_h \leftarrow \omega_h + \omega'_h$ \triangleright Setze den Verbrauch von h
25: $\nu \leftarrow \nu - \omega'_h$ \triangleright Reduziere den Zielwert

Literatur

Beiträge des Autors

- [BHT16] Daniel Brettschneider, Daniel Hölker und Ralf Tönjes. “SiENA: Simulator for Energy Network Applications combining Power, Heat and Communication”. In: *VDE Kongress 2016*. Bd. 31. 1-2. Mannheim, Nov. 2016. DOI: 10.1007/s00450-014-0292-6.
- [Bre+14a] Daniel Brettschneider, Daniel Hölker, Peter Roer und Ralf Tönjes. “Cluster-based distributed algorithm for energy management in smart grids”. In: *Computer Science - Research and Development* 31.1-2 (Dez. 2014), S. 17–23. ISSN: 1865-2034, 1865-2042. DOI: 10.1007/s00450-014-0292-6.
- [Bre+14b] Daniel Brettschneider, Ralf Tönjes, Peter Roer und Daniel Hölker. “Distributed algorithm for energy management in smart grids”. In: *2014 World Telecommunications Congress (WTC 2014)*. Berlin, Juni 2014, S. 1–6.
- [Bre+15] Daniel Brettschneider, Alfred Scheerhorn, Daniel Hölker, Peter Roer und Ralf Tönjes. “Privacy-friendly distributed algorithm for energy management in smart grids”. In: *2015 International Conference and Workshops on Networked Systems (NetSys)*. Cottbus, März 2015, S. 1–8. DOI: 10.1109/NetSys.2015.7089086.
- [Bre+16a] Daniel Brettschneider, Daniel Hölker, Alfred Scheerhorn und Ralf Tönjes. “Preserving privacy in Distributed Energy Management”. In: *Computer Science - Research and Development* (2016), S. 1–13. ISSN: 1865-2042. DOI: 10.1007/s00450-016-0309-4.
- [Bre+16b] Daniel Brettschneider, Daniel Hölker, Ralf Tönjes und Alfred Scheerhorn. “On Homomorphic Encryption for Privacy-preserving Distributed Load Adaption in Smart Grids”. In: *2016 IEEE International Conference on Communications (ICC)*. Kuala Lumpur, Mai 2016, S. 1–6. DOI: 10.1109/ICC.2016.7511047.

- [Gro+15] Juliette Große Gehling, Daniel Hölker, Peter Vossiek und Volker Lüdemann. “Smart Prosumer und Flexibilitätsmanager verändern den Energiemarkt”. In: *Energiewirtschaftlichen Tagesfragen (et)*. Heft 10/2015. Essen, Okt. 2015.
- [HBT16] Daniel Hölker, Daniel Brettschneider und Ralf Tönjes. “SiENA: Energy Management Quality Analysis of Distributed Algorithms”. In: *VDE Kongress 2016*. Mannheim, Nov. 2016.
- [HBT17] Daniel Hölker, Daniel Brettschneider und Ralf Tönjes. “Verteiltes Energiemanagement mit LTE”. In: *22. ITG Fachtagung Mobilkommunikation*. Osnabrück, Mai 2017, S. 62–67.
- [HFT13] Daniel Hölker, Marten Fischer und Ralf Tönjes. “Abschätzung der notwendigen Speicherkapazitäten bei volatiler Energieerzeugung unter Berücksichtigung der haushaltsspezifischen Lastverschiebepotentiale”. In: *Energie&Technik Smart Home & Metering Summit*. München, Okt. 2013. ISBN: 978-3-645-50129-3.
- [Höl+14] Daniel Hölker, Daniel Brettschneider, Marten Fischer, Ralf Tönjes und Peter Roer. “Quality-functions for an uniform and comparable analysis of demand side management algorithms”. In: *Computer Science - Research and Development (2014)*, S. 1–8. ISSN: 1865-2042. DOI: 10.1007/s00450-014-0280-x.
- [Höl+15] Daniel Hölker, Daniel Brettschneider, Dennis Pott, Matthias Reckzuegel und Ralf Tönjes. “Evaluation of Self-sufficiency by Variation of Future Energy Prosumers in Households”. In: *VDE ETG Congress*. Bonn, Nov. 2015, S. 1–6.
- [Höl+16] Daniel Hölker, Daniel Brettschneider, Michael Sonnenschein und Ralf Tönjes. “Communication Requirements of Distributed Energy Management Algorithms in Smart Grids”. In: *Energieinformatik 2016*. Klagenfurt, Sep. 2016, S. 62–73.
- [Höl+17] Daniel Hölker, Daniel Brettschneider, Ralf Tönjes und Michael Sonnenschein. “Choosing Communication Technologies for Distributed Energy Management in the Smart Grid”. In: *IEEE International Conference on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*. Berlin, Sep. 2017.

Referenzen

- [Aal+13] F. Aalamifar, A. Schlögl, D. Harris und L. Lampe. “Modelling Power Line Communication Using Network Simulator-3”. In:

- IEEE Global Communications Conference (GLOBECOM)*. Atlanta, Dez. 2013.
- [ADA10] ADAC. *Mobilität in Deutschland - Ausgewählte Ergebnisse*. Allgemeiner Deutscher Automobil-Club. 2010. URL: https://www.adac.de/_mmm/pdf/statistik_mobilitaet_in_deutschland_0111_46603.pdf (besucht am 07. 09. 2016).
- [Aka16] Akamai Technologies. *Akamai's [state of the internet] - Q2 2016 report*. Akamai Technologies. Sep. 2016. URL: <https://www.akamai.com/uk/en/multimedia/documents/state-of-the-internet/akamai-state-of-the-internet-connectivity-report-q2-2016.pdf> (besucht am 22. 09. 2017).
- [Atz+13] I. Atzeni, L. G. Ordóñez, G. Scutari, D. P. Palomar und J. R. Follenosa. "Demand-Side Management via Distributed Energy Generation and Storage Optimization". In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 4.2 (Juni 2013), S. 866–876. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2012.2206060.
- [Bar+13] S. Barker, S. Kalra, D. Irwin und P. Shenoy. "Empirical characterization and modeling of electrical loads in smart homes". In: *International Green Computing Conference*. Arlington, Juni 2013, S. 1–10. DOI: 10.1109/IGCC.2013.6604512.
- [BDE16] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. *Stromverbrauch im Haushalt*. Jan. 2016. URL: https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20_bdew-energie-info-stromverbrauch-im-haushalt-aktualisiert-de (besucht am 22. 09. 2017).
- [Bli+10] F. Blik, A. van den Noort, B. Roossien, R. Kamphuis, J. de Wit, J. van der Velde und M. Eijgelaar. "PowerMatching City, a living lab smart grid demonstration". In: *2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe)*. Göteborg, Okt. 2010, S. 1–8. DOI: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638863.
- [Bro16] T. Brown. *PyPSA Documentation*. Frankfurt Institute for Advanced Studies (FIAS). Frankfurt, Nov. 2016.
- [BSD10] M. Bauer, M. Sigle und K. Dostert. "Evaluation von PLC-Übertragungssystemen für Smart Metering". In: *Technisches Messen* 77 (Okt. 2010), S. 516–523. DOI: 10.1524/teme.2010.0082.
- [BSI13] BSI. *Technische Richtlinie BSI TR - 03109 - 1*. Techn. Ber. 1.0. Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems. Bonn: Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, März 2013.

- [Bun14] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014)*, § 1 (2). 2014.
- [Bun16a] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz. *Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz)*, § 7 (1a). 2016.
- [Bun16b] Bundesnetzagentur. *Anzahl der Breitbandanschlüsse im Festnetz in Deutschland von 2001 bis 2015 nach Anschluss-technologie*. 2016. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/3174/umfrage/entwicklung-der-breitbandanschluesse-nach-ananschlussart-seit-2001/> (besucht am 15. 01. 2017).
- [Cap+94] A. Capasso, W. Grattieri, R. Lamedica und A. Prudenzi. “A bottom-up approach to residential load modeling”. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 9.2 (Mai 1994), S. 957–964. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/59.317650.
- [Cas+11] M. Castillo-Cagigal, E. Caamaño-Martín, E. Matallanas, D. Masa-Bote, A. Gutiérrez, F. Monasterio-Huelin und J. Jiménez-Leube. “PV self-consumption optimization with storage and Active DSM for the residential sector”. In: *Solar Energy* 85.9 (2011), S. 2338–2348. ISSN: 0038-092X. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2011.06.028>.
- [CKS11] C. Chen, S. Kishore und L. V. Snyder. “An innovative RTP-based residential power scheduling scheme for smart grids”. In: *2011 IEEE International Conference on Acoustics, Speech and Signal Processing (ICASSP)*. Prag, Mai 2011, S. 5956–5959. DOI: 10.1109/ICASSP.2011.5947718.
- [CU15] L. Chuan und A. Ukil. “Modeling and Validation of Electrical Load Profiling in Residential Buildings in Singapore”. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 30.5 (Sep. 2015), S. 2800–2809. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2014.2367509.
- [Deu12] Deutsche Energie-Agentur. *Gebäudereport*. 2012. URL: https://issuu.com/effizienzhaus/docs/dena-geb_udereport_2012_web (besucht am 17. 08. 2016).
- [Deu16] Deutscher Wetterdienst. *Climate Data Center FTP-Server Messwerte*. 2016. URL: ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/observations_germany/climate/daily/ (besucht am 16. 08. 2016).

- [DF513] DF5GO. *Schema Einsatz von Regelleistung*. Aug. 2013. URL: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Schema_Einsatz_von_Regelleistung.png (besucht am 20. 09. 2017).
- [Ene15] EnergieAgentur.NRW. *Erhebung "Wo im Haushalt bleibt der Strom?" - Stromverbrauchsanteile verschiedener Anwendungsbereiche in Ein- bis Fünf-Personen-Haushalten*. Nov. 2015.
- [Fan+13] Z. Fan, P. Kulkarni, S. Gormus, C. Efthymiou, G. Kalogridis, M. Sooriyabandara, Z. Zhu, S. Lambotharan und W. H. Chin. "Smart Grid Communications: Overview of Research Challenges, Solutions, and Standardization Activities". In: *IEEE Communications Surveys Tutorials* 15.1 (Jan. 2013), S. 21–38. ISSN: 1553-877X. DOI: 10.1109/SURV.2011.122211.00021.
- [Fer+10] H. C. Ferreira, L. Lampe, J. Newbury und T. G. Swart. *Power Line Communications: Theory and Applications for Narrowband and Broadband Communications over Power Lines*. John Wiley & Sons Ltd, Juli 2010. DOI: ISBN:978-1-119-95628-0.
- [GAB12] A. Grandjean, J. Adnot und G. Binet. "A review and an analysis of the residential electric load curve models". In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16.9 (2012), S. 6539–6565. ISSN: 1364-0321. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.08.013>.
- [GB12] V. Giordano und S. Bossart. *Assessing Smart Grid Benefits and Impact: EU and U.S. Initiatives*. Europäische Kommission und US Department of Energy-DOE. 2012. URL: https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/eu-us_smart_grid_assessment_-_final_report_-_online_version.pdf (besucht am 13. 07. 2017).
- [GE] GE. *Energy Management System | PSLF | GE Energy Consulting*. URL: <http://www.geenergyconsulting.com/practice-area/software-products/pslf> (besucht am 04. 01. 2017).
- [God+10] T. Godfrey, S. Mullen, R.C. Dugan, C. Rodine, D.W. Griffith und N. Golmie. "Modeling Smart Grid Applications with Co-Simulation". In: *2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*. Okt. 2010, S. 291–296. DOI: 10.1109/SMARTGRID.2010.5622057.
- [Got+11] S. Gottwalt, W. Ketter, C. Block, J. Collins und C. Weinhardt. "Demand side management—A simulation of household behavior under variable prices". In: *Energy Policy* 39.12 (2011), S. 8163–8174. ISSN: 0301-4215. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.10.016>.

- [Gun+11] V. C. Gungor, D. Sahin, T. Kocak, S. Ergut, C. Buccella, C. Cecati und G. P. Hancke. "Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards". In: *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 7.4 (Nov. 2011), S. 529–539. ISSN: 1551-3203. DOI: 10.1109/TII.2011.2166794.
- [Hin14] C. Hinrichs. "Selbstorganisierte Einsatzplanung dezentraler Akteure im Smart Grid". Diss. Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, 2014. DOI: 10.13140/2.1.1792.0008.
- [HLS13] C. Hinrichs, S. Lehnhoff und M. Sonnenschein. "COHDA: A Combinatorial Optimization Heuristic for Distributed Agents". In: *Agents and Artificial Intelligence*. Hrsg. von Joaquim Filipe und Ana Fred. Communications in Computer and Information Science 449. Springer Berlin Heidelberg, Feb. 2013, S. 23–39. ISBN: 978-3-662-44439-9 978-3-662-44440-5.
- [Hoo+16] G. Hoogsteen, A. Molderink, J. L. Hurink und G. J. M. Smit. "Generation of flexible domestic load profiles to evaluate Demand Side Management approaches". In: *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*. Apr. 2016, S. 1–6. DOI: 10.1109/ENERGYCON.2016.7513873.
- [Hua+12] J. Huang, F. Qian, A. Gerber, Z. M. Mao, S. Sen und O. Spatscheck. "A Close Examination of Performance and Power Characteristics of 4G LTE Networks". In: *Proceedings of the 10th International Conference on Mobile Systems, Applications, and Services*. MobiSys '12. Low Wood Bay, Lake District, UK: ACM, 2012, S. 225–238. ISBN: 978-1-4503-1301-8. DOI: 10.1145/2307636.2307658.
- [KJS14] Z. Kang, M. Jin und C. J. Spanos. "Modeling of end-use energy profile: An appliance-data-driven stochastic approach". In: *IECON 2014 - 40th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. Okt. 2014, S. 5382–5388. DOI: 10.1109/IECON.2014.7049322.
- [Kle13] W. Kleppmann. *Versuchsplanung: Produkte und Prozesse optimieren*. Praxisreihe Qualitätswissen. München: Carl Hanser Verlag GmbH & Company KG, 2013. ISBN: 9783446437913.
- [Koh14] S. Kohler. *10 Punkte für mehr Energieeffizienz in Deutschland*. Juni 2014.
- [Kok13] J. K. Kok. "The PowerMatcher: Smart Coordination for the Smart Electricity Grid". Diss. Amsterdam: Vrije Universiteit, 2013.

- [KWK05] J. K. Kok, C. J. Warmer und I. G. Kamphuis. “PowerMatcher: Multiagent Control in the Electricity Infrastructure”. In: *Proceedings of the Fourth International Joint Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems*. AAMAS '05. New York, NY, USA: ACM, 2005, S. 75–82. ISBN: 1-59593-093-0. DOI: 10.1145/1082473.1082807.
- [Lév+12] M. Lévesque, D. Q. Xu, G. Joós und M. Maier. “Communications and Power Distribution Network Co-Simulation for Multidisciplinary Smart Grid Experimentations”. In: *Proceedings of the 45th Annual Simulation Symposium*. ANSS '12. San Diego, CA, USA: Society for Computer Simulation International, 2012, 2:1–2:7. ISBN: 978-1-61839-784-3.
- [Lin+12] H. Lin, S. S. Veda, S. S. Shukla, L. Mili und J. Thorp. “GECO: Global Event-Driven Co-Simulation Framework for Interconnected Power System and Communication Network”. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 3.3 (Sep. 2012), S. 1444–1456. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2012.2191805.
- [Lor+09] E. Lorenz, J. Hurka, D. Heinemann und H. G. Beyer. “Irradiance Forecasting for the Power Prediction of Grid-Connected Photovoltaic Systems”. In: *IEEE Journal of Selected Topics in Applied Earth Observations and Remote Sensing* 2.1 (März 2009), S. 2–10. ISSN: 1939-1404. DOI: 10.1109/JSTARS.2009.2020300.
- [LR99] R. Ludwig und B. Rathonyi. “Link layer enhancements for TCP/IP over GSM”. In: *18. Annual Joint Conference of the IEEE Computer and Communications Societies (INFOCOM)*. Bd. 2. März 1999, 415–422 vol.2. DOI: 10.1109/INFCOM.1999.751373.
- [LSS12] T. Logenthiran, D. Srinivasan und T. Z. Shun. “Demand Side Management in Smart Grid Using Heuristic Optimization”. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 3.3 (Sep. 2012), S. 1244–1252. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2012.2195686.
- [Mas+11] A. S. Masoum, S. Deilami, P. S. Moses, M. A. S. Masoum und A. Abu-Siada. “Smart load management of plug-in electric vehicles in distribution and residential networks with charging stations for peak shaving and loss minimisation considering voltage regulation”. In: *IET Generation, Transmission Distribution* 5.8 (Aug. 2011), S. 877–888. ISSN: 1751-8687. DOI: 10.1049/iet-gtd.2010.0574.
- [McC+97] S. McCanne, S. Floyd, K. Fall, K. Varadhan u. a. *Network Simulator Ns-2*. 1997.

- [MeR12] MeRegio. *Bericht zum Forschungsprojekt MeRegio*. Techn. Ber. Energie Baden-Württemberg AG (EnBW), 2012.
- [Met+11] K. Mets, T. Verschueren, C. Develder, T.L. Vandoorn und L. Vandevelde. “Integrated Simulation of Power and Communication Networks for Smart Grid Applications”. In: *2011 IEEE 16th International Workshop on Computer Aided Modeling and Design of Communication Links and Networks (CAMAD)*. Juni 2011, S. 61–65. DOI: 10.1109/CAMAD.2011.5941119.
- [Moh+10] A.-H. Mohsenian-Rad, V.W.S. Wong, J. Jatskevich, R. Schober und A. Leon-Garcia. “Autonomous Demand-Side Management Based on Game-Theoretic Energy Consumption Scheduling for the Future Smart Grid”. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 1.3 (2010), S. 320–331. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2010.2089069.
- [Nie15] A. Nieße. “Verteilte kontinuierliche Einsatzplanung in Dynamischen Virtuellen Kraftwerken”. Diss. Universität Oldenburg, Apr. 2015.
- [ns3] ns3 Project. *ns-3 Model Library*. URL: <https://www.nsnam.org/> (besucht am 14. 03. 2017).
- [NS98] K. H. Ng und G. B. Sheble. “Direct load control-A profit-based load management using linear programming”. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 13.2 (Mai 1998), S. 688–694. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/59.667401.
- [NSH12] H. K. Nguyen, J. B. Song und Z. Han. “Demand side management to reduce Peak-to-Average Ratio using game theory in smart grid”. In: *Computer Communications Workshops (INFOCOM WKSHPS), 2012 IEEE Conference on*. März 2012, S. 91–96. DOI: 10.1109/INFCOMW.2012.6193526.
- [OCK14] D. E. Olivares, C. A. Cañizares und M. Kazerani. “A Centralized Energy Management System for Isolated Microgrids”. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 5.4 (Juli 2014), S. 1864–1875. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2013.2294187.
- [Pai99] P. Paillier. “Public-Key Cryptosystems Based on Composite Degree Residuosity Classes”. In: *Advances in Cryptology – EUROCRYPT ’99*. Hrsg. von Jacques Stern. Lecture Notes in Computer Science 1592. Springer Berlin Heidelberg, Mai 1999, S. 223–238. ISBN: 978-3-540-65889-4 978-3-540-48910-8.

- [PD11] P. Palensky und D. Dietrich. “Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads”. In: *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 7.3 (Aug. 2011), S. 381–388. ISSN: 1551-3203. DOI: 10.1109/TII.2011.2158841.
- [PL06] J. V. Paatero und P. D. Lund. “A model for generating household electricity load profiles”. In: *International Journal of Energy Research* 30.5 (2006), S. 273–290. ISSN: 1099-114X. DOI: 10.1002/er.1136.
- [PWW13] S. Piaszeck, L. Wenzel und A. Wolf. “Regional Diversity in the Costs of Electricity Outages: Results for German Counties”. In: *HWWI Research*. Hrsg. von Thomas Straubhaar, Michael Bräuninger und Christina Boll. Hamburg Institute of International Economics (HWWI). Sep. 2013.
- [RCO09] N. Ruiz, I. Cobelo und J. Oyarzabal. “A Direct Load Control Model for Virtual Power Plant Management”. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 24.2 (Mai 2009), S. 959–966. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2009.2016607.
- [Rif+11] Y. Riffonneau, S. Bacha, F. Barruel und S. Ploix. “Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries”. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* 2.3 (Juli 2011), S. 309–320. ISSN: 1949-3029. DOI: 10.1109/TSTE.2011.2114901.
- [RSS99] H. Recknagel, E. Sprenger und E.R. Schramek. *Taschenbuch für Heizung + Klimatechnik 2000*. Bd. 69. Auflage. Seite 1740. R. Oldenbourg Verlag München Wien, 1999. ISBN: 978-3-486-26215-5.
- [Saa+12] W. Saad, Z. Han, H. V. Poor und T. Basar. “Game-Theoretic Methods for the Smart Grid: An Overview of Microgrid Systems, Demand-Side Management, and Smart Grid Communications”. In: *IEEE Signal Processing Magazine* 29.5 (Sep. 2012), S. 86–105. ISSN: 1053-5888. DOI: 10.1109/MSP.2012.2186410.
- [SG11] H. Saele und O. S. Grande. “Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway”. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 2.1 (März 2011), S. 102–109. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2010.2104165.
- [Sha+10] S. Shao, T. Zhang, M. Pipattanasomporn und S. Rahman. “Impact of TOU rates on distribution load shapes in a smart grid with PHEV penetration”. In: *2010 IEEE PES Transmission and*

- Distribution Conference and Exposition*. Apr. 2010, S. 1–6. DOI: 10.1109/TDC.2010.5484336.
- [Shi+04] Y. Shimoda, T. Fujii, T. Morikawa und M. Mizuno. “Residential end-use energy simulation at city scale”. In: *Building and Environment* 39.8 (2004), S. 959–967. ISSN: 0360-1323. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.buildenv.2004.01.020>.
- [Soa+13] J. Soares, H. Morais, T. Sousa, Z. Vale und P. Faria. “Day-Ahead Resource Scheduling Including Demand Response for Electric Vehicles”. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 4.1 (März 2013), S. 596–605. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2012.2235865.
- [Sol16] Solare Datensysteme GmbH. *Solar-Log*. Deutsch. 2016. URL: www.home.solarlog-web.de (besucht am 06. 09. 2016).
- [SS14] M. Sterner und I. Stadler. “Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration”. In: Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2014. Kap. ERRATUM zu Sterner/Stadler „Energiespeicher“, E1–E3. ISBN: 978-3-642-37380-0. DOI: 10.1007/978-3-642-37380-0_15.
- [SST11] S. Schutte, S. Scherfke und M. Troschel. “Mosaik: A framework for modular simulation of active components in Smart Grids”. In: *2011 IEEE First International Workshop on Smart Grid Modeling and Simulation (SGMS)*. Okt. 2011, S. 55–60. DOI: 10.1109/SGMS.2011.6089027.
- [Sta11] Statistisches Bundesamt. *Zensus 2011 - Wohnhaushalte und Familien in Deutschland nach Typ und Größe*. Mai 2011.
- [Sta12] Statistisches Bundesamt. *Pendler nach Entfernung zwischen Wohnung und Arbeitsstätte in den Jahren 1996 und 2012*. 2012.
- [Sta13] Statistisches Bundesamt. *Ausstattung privater Haushalte mit ausgewählten Gebrauchsgütern*. Statistisches Bundesamt, 2013.
- [Sta16a] Statistisches Bundesamt. *Anteil der Wärmepumpen im Neubau in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2014*. 2016. URL: <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/237364/umfrage/bedeutung-der-waermepumpen-im-neubau-in-deutschland/> (besucht am 19. 09. 2016).
- [Sta16b] Statistisches Bundesamt. *Anzahl der Elektroautos in Deutschland von 2006 bis 2016*. 2016. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/265995/umfrage/anzahl-der-elektroautos-in-deutschland/> (besucht am 19. 09. 2016).

- [Sta16c] Statistisches Bundesamt. *Bestandsentwicklung von Elektroautos in den Jahren 2012 bis 2016*. 2016. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/168350/umfrage/bestandsentwicklung-von-elektrofahrzeugen/> (besucht am 19. 09. 2016).
- [Sta16d] Statistisches Bundesamt. *Weltweite Preisentwicklung für Lithium-Ionen-Batterien von 2013 bis 2020*. 2016. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/534429/umfrage/weltweite-preise-fuer-lithium-ionen-akkus/> (besucht am 19. 09. 2016).
- [Str08] G. Strbac. “Demand side management: Benefits and challenges”. In: *Energy Policy* 36.12 (2008), S. 4419–4426. ISSN: 0301-4215. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.030>.
- [SUB09] L. Swan, V. U. Ugursal und I. Beasuluoleil-Morrison. “Implementation of a Canadian residential Energy end-use model for assessing new technology impacts”. In: *Eleventh International IBPSA Conference*. Bd. 11. Glasgow, Scotland, Juli 2009, S. 1429–1436.
- [Tar11] P. Tarasak. “Optimal real-time pricing under load uncertainty based on utility maximization for smart grid”. In: *2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*. Okt. 2011, S. 321–326. DOI: 10.1109/SmartGridComm.2011.6102341.
- [Tom13] U. Tomschi. “Flexible thermische Kraftwerke für die Energiewende”. In: *Elektrotechnik und Informationstechnik*. Bd. 19. Heft 3/2013. Wien, 2013. DOI: 10.1007/s00502-013-0126-4.
- [TÜV15] TÜV Rheinland. *Bericht zum Breitbandatlas Ende 2015*. 2015.
- [Van+10] S. Vandael, N. Boucké, T. Holvoet und G. Deconinck. “Decentralized demand side management of plug-in hybrid vehicles in a smart grid”. In: *Proceedings of the First International Workshop on Agent Technologies for Energy Systems (ATES 2010)*. 2010, S. 67–74.
- [Van+13] S. Vandael, B. Claessens, M. Hommelberg, T. Holvoet und G. Deconinck. “A Scalable Three-Step Approach for Demand Side Management of Plug-in Hybrid Vehicles”. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 4.2 (Juni 2013), S. 720–728. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2012.2213847.
- [Var01] A. Varga. “The OMNeT++ discrete event simulation system”. In: *Proceedings of the European simulation multiconference (ESM’2001)*. Bd. 9. 2001, S. 65.

- [Ver07] Verein Deutscher Ingenieure. *VDI-Richtlinie: VDI 4602 Blatt 1 Energiemanagement - Begriffe*. Okt. 2007.
- [Ver08] Verein Deutscher Ingenieure e.V. *VDI 4655:2008-05 Reference load profiles of single-family and multi-family houses for the use of CHP systems*. Mai 2008.
- [Ver15] Verband der Elektrotechnik. *VDE/FNN-Störungsstatistik 2014*. Okt. 2015.
- [Wes16] Westnetz. *Standard-Lastprofile nach VDEW*. 2016.
- [Win10] U. Winkelmann. „Manche pendeln weit“ - Berufspendler im Bundesländervergleich”. In: *Statistisches Monatsheft Baden-Württemberg* (Apr. 2010).
- [WLW09] E. Weingärtner, H. vom Lehn und K. Wehrle. “A Performance Comparison of Recent Network Simulators”. In: *2009 IEEE International Conference on Communications*. Juni 2009, S. 1–5. DOI: 10.1109/ICC.2009.5198657.
- [WS98] D. J. Watts und S. H. Strogatz. “Collective dynamics of small-world networks”. In: *nature* 393.6684 (1998), S. 440–442.
- [Xyl+01] G. Xylomenos, G. C. Polyzos, P. Mahonen und M. Saaranen. “TCP performance issues over wireless links”. In: *IEEE Communications Magazine* 39.4 (Apr. 2001), S. 52–58. ISSN: 0163-6804. DOI: 10.1109/35.917504.
- [ZEG14] C. Zell, L. Emele und S. Gores. “BHKW-Wachstum: langsam aber stetig”. In: *Energie & Management* (Nov. 2014), S. 31–32.