

Lademanagement für Elektrofahrzeuge

Sarah Detzler

Lademanagement für Elektrofahrzeuge

Lademanagement für Elektrofahrzeuge

von
Sarah Detzler

Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
Fakultät für Wirtschaftswissenschaften

Tag der mündlichen Prüfung: 31. Mai 2016

Referenten: Prof. Dr. Hartmut Schmeck, Prof. Dr. Wolf Fichtner

Impressum



Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
KIT Scientific Publishing
Straße am Forum 2
D-76131 Karlsruhe

KIT Scientific Publishing is a registered trademark of Karlsruhe
Institute of Technology. Reprint using the book cover is not allowed.

www.ksp.kit.edu



*This document – excluding the cover, pictures and graphs – is licensed
under the Creative Commons Attribution-Share Alike 3.0 DE License
(CC BY-SA 3.0 DE): <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/3.0/de/>*



*The cover page is licensed under the Creative Commons
Attribution-No Derivatives 3.0 DE License (CC BY-ND 3.0 DE):
<http://creativecommons.org/licenses/by-nd/3.0/de/>*

Print on Demand 2017 – Gedruckt auf FSC-zertifiziertem Papier

ISBN 978-3-7315-0565-5

DOI 10.5445/KSP/1000057827

Lademanagement für Elektrofahrzeuge

Zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Ingenieurwissenschaften

(Dr.-Ing.)

von der KIT-Fakultät für Wirtschaftswissenschaften
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

genehmigte

DISSERTATION

von

Dipl.-Phys. Sarah Katharina Detzler (M.Sc.)

Tag der mündlichen Prüfung: 31.05.2016
Referent: Prof. Dr. Hartmut Schmeck
Korreferent: Prof. Dr. Wolf Fichtner

Karlsruhe, 2016

Abstract

Die vorliegende Arbeit beschreibt ein Lademanagement mit eingebetteter Ladeoptimierung für Elektrofahrzeuge, das ein Flottenbetreiber den Fahrzeugen einer Flotte bzw. ein Ladeinfrastrukturbetreiber einer Gruppe von Privatkunden zur Verfügung stellt. Das Lademanagement soll durch den modularen Aufbau eine Erweiterung zu bestehenden Systemen eines Flottenbetreibers bzw. Ladeinfrastrukturbetreibers bieten. Die Kommunikation zwischen Ladesäule und Elektrofahrzeug beruht auf dem Standard ISO/IEC 15118.

Ziel der Ladeoptimierung ist die gegen den Strompreis sowie feste Lastgrenzen optimierte Berechnung der Ladepläne. Damit auf Nutzerseite keine Unannehmlichkeiten entstehen, ist es wichtig, den Einsatzplan (Flotten) bzw. die Kundenwünsche (Privatkunden) bei der Optimierung zu berücksichtigen. Um diese Informationen von privaten Nutzern zu erhalten, ist die Konzipierung eines Kundenprofils mit benutzerfreundlicher Schnittstelle erforderlich.

Bei der Konzeptionierung und Umsetzung der Ladeoptimierung wird zunächst ein mathematisches Modell erstellt, das reale Grenzen wie fahrzeugspezifische Parameter und technische Beschränkungen der Ladeinfrastruktur integriert. Zusätzlich zu diesen Grenzen werden harte Lastgrenzen berücksichtigt, die die Begrenzung des Netzübergangspunktes oder dynamische Kurven aus erneuerbarer Erzeugung repräsentieren. Darüber hinaus werden Signale des Energiemarktes, d.h. kurzfristige und langfristige dynamische Preissignale, bei der Optimierung mit einbezogen.

Diese Ladeoptimierung wird im Rahmen dieser Arbeit implementiert. Grundlage dieser Implementierung ist eine Optimierung basierend auf einem Evolutionären Algorithmus, die sowohl einen optimierten Ladeplan als auch das Lastverschiebungspotential berechnet. Neben der flexiblen und kostenoptimierten Einplanung können die Elektrofahrzeuge

so als flexible Lasten auf Demand-Response-Angebote reagieren und zur Netzstabilisierung beitragen. Anhand preisbasierter und anreizbasierter Demand-Response-Szenarien wird gezeigt, wie die Flotte bzw. die Gruppe von Fahrzeugen ihre Flexibilität für den Energiemarkt nutzbar machen kann, ohne die Kundenwünsche oder den Einsatzplan zu gefährden. Neben der zeitkritischen Berechnung des oben genannten Lastverschiebungspotentials und der Rückmeldung auf Demand-Response-Signale soll ebenso auf kurzfristige, unvorhergesehene Änderungen schnell reagiert werden.

Im Rahmen der Evaluation wird der Algorithmus hinsichtlich Mehrwert, Rechenzeit und der Möglichkeit, auf Demand-Response-Signale und kurzfristige Änderungen zu reagieren, anhand realer Szenarien untersucht.

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich jenen Menschen danken, die mich bei der Erstellung dieser Arbeit unterstützt haben. Hierfür möchte ich zunächst meinem Doktorvater Prof. Hartmut Schmeck für die gute Betreuung und die freien Entfaltungsmöglichkeiten hinsichtlich des Themas danken.

Außerdem gilt mein Dank allen Kollegen und Freunden von „SAP Research“, dem AIFB und FZI, die mich nicht nur durch fachliche Diskussionen und Anregungen, sondern auch durch das Schaffen einer familiären und gleichzeitig konstruktiven Arbeitsatmosphäre unterstützt haben. Besonders hervorzuheben sind Christoph Eichhorn, Mario Graf, Florian Allending, Christian Gitte, Birger Becker, Christian Hirsch und Sebastian Gottwalt, dank denen ich auch demotivierende Phasen überstanden habe.

Ein besonderer Dank geht an meine Familie und meine Freunde, die mich stets durch die Höhen und Tiefen bei der Erstellung dieser Dissertation begleitet haben und auf deren moralische Unterstützung ich mich immer verlassen konnte.

Sarah Detzler

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	ix
Tabellenverzeichnis	xiii
1 Einführung	1
1.1 Motivation	4
1.2 Zielsetzung	8
1.3 Beiträge der Arbeit	10
1.4 Gliederung der Arbeit	13
2 Grundlagen elektrischer Energienetze	15
2.1 Stromerzeugung und Verteilung	15
2.2 Stromhandel	19
2.3 Regelleistung	22
2.4 Smart-Grid	25
2.5 Erneuerbare Energien und dezentrale Erzeuger	31
2.6 Energiemanagement für flexible Lasten	32
2.7 Demand-Side-Management	36
2.7.1 Demand-Response	37
2.7.2 Lastmanagement	41
3 Ladeprozess von Elektrofahrzeugen	45
3.1 Akteure des Ladevorgangs	45
3.2 Protokolle und Kommunikation	49
3.2.1 Mode 3 der Norm IEC 61851-1	50
3.2.2 ISO/IEC 15118	51
3.2.3 OCPP 2.0	59
3.2.4 Kombination der Protokolle	67
3.3 Ladeorte und Einsatzgebiete von Elektrofahrzeugen	69

4	Algorithmische Grundlagen	73
4.1	Algorithmische Grundbegriffe	73
4.2	Evolutionäre Algorithmen	76
4.2.1	Grundprinzip Evolutionärer Algorithmen	76
4.2.2	Klassifizierung Evolutionärer Algorithmen	81
4.3	Scheduling	83
5	Verwandte Arbeiten	87
5.1	Einblick in die Entwicklungen der Elektromobilität	87
5.2	Gleich- und Wechselstromladung	89
5.3	Betrachtungen spezieller Protokoll-Funktionalitäten	90
5.4	Integration von Elektrofahrzeugen in ein Smart-Grid bzw. in ein Smart-Home	91
5.5	Laden an öffentlichen Beleuchtungssystemen	95
5.6	Demand-Response-Programme	97
6	Konzept zum Lademanagement	101
6.1	Aufgaben der Ladeoptimierung	102
6.2	Architektur	105
6.3	Weiterleitung des Ladeplans an die Ladesäule	108
6.4	Adapter zur Integration unterschiedlicher Protokolle	109
6.5	Demand-Response-Szenarien	112
6.5.1	Preisbasiertes Demand-Response-Szenario	113
6.5.2	Kapazitätsbasiertes Demand-Response-Szenario	117
6.6	Grenzen der Optimierung	123
6.7	Modellierung	124
6.8	Ladeoptimierung	131
6.8.1	Algorithmus zur Berechnung der optimierten Ladekurve	131
6.8.2	Berechnung des Lastverschiebepotentials	137
6.9	Implementierung und Prototyp	138
7	Szenarienbeschreibung und Evaluation	141
7.1	Flottenszenario	141
7.1.1	Szenario: DHL-Flotte	145
7.1.2	Szenario: Firmenflotte	156

7.2 Privater Einsatz	163
7.2.1 Konzeptionierung der Kundenprofile	164
7.2.2 Benutzerzentrierte Kommunikation	167
7.2.3 Anwendungsszenarien	168
7.2.4 Erweiterung der Parameter	171
7.2.5 Szenario: Laden am Arbeitsplatz	173
7.2.6 Szenario: Laden zuhause	177
7.3 Vergleich und Zusammenfassung	181
8 Fazit und Ausblick	183
8.1 Zusammenfassung	184
8.2 Ausblick	189
Literaturverzeichnis	193

Abbildungsverzeichnis

1.1	Zielkurve der Marktentwicklung für Elektrofahrzeuge bis zum Jahr 2020	3
1.2	Anteil der einzelnen Energiequellen an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2014 in Deutschland	6
2.1	Schematische Darstellung des Regelleistung	24
2.2	Schematische Darstellung eines Ausschnitts eines Smart-Grids	29
2.3	Längerfristige und kurzfristige Signale	33
2.4	Beispiel eines kombinierten Signals aus Preis und Lastgrenze	35
2.5	Langfristige Lastmanagementtechniken	41
2.6	Situationsabhängige Lastmanagementtechniken	42
2.7	Kombinierte Lastmanagementtechniken	43
3.1	Kommunikationsschema von ISO/IEC 15118	52
3.2	Nachrichtentypen und sequentieller Ablauf in ISO/IEC 15118-2	58
3.3	Beispiel-Kommunikation bei OCPP 2.0	64
3.4	Struktur des Ladeprofiles bei OCPP 2.0	66
3.5	Verschiedene Typen von Fahrzeugflotten	71
4.1	Schematische Darstellung des simulierten evolutionären Zyklus bei Evolutionären Algorithmen	78
5.1	Grundriss des Energy Smart-Home-Lab	92

5.2	Tagesverlauf der verfügbaren Leistung zum Laden von Elektrofahrzeugen an öffentlichen Beleuchtungssystemen . . .	96
6.1	Gesamtarchitektur des Lademanagements	106
6.2	Übersetzungsfunktion des Adapters	110
6.3	Schema eines möglichen Strompreisverlaufs mit preisbasiertem Demand-Response-Ereignis	114
6.4	Übersicht der Interaktion der Akteure bei preisbasierten Demand-Response-Ereignissen	116
6.5	Schema zweier möglicher kapazitätsbasierter Demand-Response-Szenarien	118
6.6	Übersicht der Interaktion der Akteure bei kapazitätsbasierten Demand-Response-Ereignissen	120
6.7	Beispiel einer Ladekurve mit eingezeichnetem Wertebereich	126
6.8	Beispiel eines Individuums in der vorgestellten Repräsentation	133
6.9	Beispiel einer Rekombination zweier Individuen	134
6.10	Beispiel einer Mutation anhand der verschiedenen Mutationsoperatoren	135
7.1	Aufbau und Struktur der Nachricht OptimizationRequest . .	142
7.2	Aufbau und Struktur der Nachricht OptimizationResponse . .	144
7.3	Preisurve und Lastgrenze zur Kalibrierung der Ladeoptimierung	147
7.4	Fitnessentwicklung über die Anzahl der Generationen	149
7.5	Ladeplan mit und ohne Ladeoptimierung einer DHL-Flotte mit 40 Fahrzeugen und Lastgrenze basierend auf H0-Profil	152
7.6	Ladeplan einer DHL-Flotte mit 40 Fahrzeugen mit preisbasiertem Demand-Response-Ereignis zwischen 21:00 und 23:00 Uhr	153
7.7	Ladeplan einer DHL-Flotte mit 40 Fahrzeugen mit kapazitätsbasiertem Demand-Response-Ereignis zwischen 1:00 und 2:00 Uhr	153
7.8	Ladeplan einer DHL-Flotte mit 40 Elektrofahrzeugen mit Lastgrenze basierend auf Windenergie	155

7.9	Ladeplan einer DHL-Flotte mit 40 Elektrofahrzeugen mit Lastgrenze basierend auf Windenergie und preisbasiertem Demand-Response-Ereignis zwischen 3:00 und 3:30 Uhr	155
7.10	Ladeplan einer DHL-Flotte mit 40 Elektrofahrzeugen mit Lastgrenze basierend auf Windenergie und kapazitätsbasiertem Demand-Response-Ereignis zwischen 22:00 und 24:00 Uhr	156
7.11	Ladeplan einer Poolflotte von 50 Elektrofahrzeugen mit konstanter Lastgrenze	159
7.12	Ladeplan einer Poolflotte von 50 Elektrofahrzeugen mit Lastgrenze basierend auf Windenergie	160
7.13	Ladeplan einer Poolflotte von 50 Elektrofahrzeugen mit Lastgrenze basierend auf Windenergie mit preisbasiertem Demand-Response-Ereignis zwischen 15:00 und 17:00 Uhr	161
7.14	Ladeplan einer Poolflotte von 50 Elektrofahrzeugen mit Lastgrenze basierend auf Solarenergie	162
7.15	Ladeplan einer Poolflotte von 50 Elektrofahrzeugen mit Lastgrenze basierend auf Solarenergie mit kapazitätsbasiertem Demand-Response-Ereignis zwischen 8:00 und 9:00	162
7.16	Schematische Darstellung der Parameter im Kundenprofil	166
7.17	Mobile Benutzeroberfläche	168
7.18	Aufbau und Struktur der Nachricht OptimizationRequest	172
7.19	Ladeplan für 50 Elektrofahrzeuge mit konstanter Lastgrenze	174
7.20	Ladeplan für 50 Elektrofahrzeuge mit konstanter Lastgrenze und kapazitätsbasiertem Demand-Response-Ereignis zwischen 16:00 und 17:00 Uhr	175
7.21	Ladeplan für 50 Elektrofahrzeuge mit konstanter Lastgrenze und preisbasiertem Demand-Response-Ereignis zwischen 13:00 und 15:00 Uhr	176
7.22	Ladeplan für 50 Elektrofahrzeuge mit Lastgrenze basierend auf Windenergie	176

7.23 Ladekurve mit und ohne Ladeoptimierung von 20 Fahrzeugen im privaten Umfeld mit Lastgrenze basierend auf H0-Profil	178
7.24 Neuberechnung des Ladeplans bei Ankunft eines Fahrzeuges	179
7.25 Anpassung des Ladeplans nach Änderung des Kundenprofils	180
7.26 Ladeplan mit ungeplantem Fahrzeug	180
7.27 Nachoptmierter Ladeplan mit ungeplantem Fahrzeug	181

Tabellenverzeichnis

7.1 Technische Daten der verwendeten Fahrzeugtypen im Szenario der DHL-Flotte	146
7.2 Spezifikationen des Testsystems	148
7.3 Laufzeitanalyse	150
7.4 Startpopulation	151
7.5 Technische Daten der verwendeten Fahrzeugtypen im Szenario einer Firmenflotte	158
7.6 Technische Daten der verwendeten Fahrzeugtypen im Szenario des Ladens im privaten Umfeld zuhause	177

Kapitel 1

Einführung

Die deutsche Bundesregierung gab bereits im Jahr 2009 im Rahmen des Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität [Bun09] das Ziel von einer Million Elektrofahrzeugen auf deutschen Straßen bis zum Jahr 2020 bekannt. Darüber hinaus wurden von der Bundesregierung gemeinsam mit Experten aus Wirtschaft und Forschung Leitlinien und Entwicklungsziele, unter anderem die folgenden, ausgearbeitet:

- Elektrofahrzeuge sollen bedeutend dazu beitragen, die Klimaziele zu erreichen.
- Regenerative Energiequellen sollen genutzt werden, um den Energiebedarf von Elektrofahrzeugen zu decken. Gleichzeitig wird so ein Beitrag zur Umsetzung der Ausbauziele von erneuerbaren Energien geleistet und eine verbesserte Integration fluktuierender Erzeuger in die Netze ermöglicht. Dies erhöht langfristig die Versorgungssicherheit der Netze.
- Die Effizienz der deutschen Stromnetze soll durch Nutzung moderner Informationstechnologien und die Integration von Elektrofahrzeugen erhöht werden.
- Der durch Elektrofahrzeuge zusätzliche Bedarf an elektrischer Energie soll durch erneuerbare Energiequellen bedient werden. Strom aus Überproduktion bzw. anderweitig nicht nutzbarer Strom aus fluktuierender Erzeugung soll im Rahmen des Lademanagements vorrangig geladen werden. Die darüber hinaus benötigte Energie soll durch einen weiteren Ausbau erneuerbarer Energien gedeckt werden.

Die Förderung der Elektromobilität treibt nicht nur die Entwicklung zukünftiger Technologie zum geplanten Markthochlauf der Elektromobilität in Deutschland voran, sondern ist auch eine Verknüpfung der Energieproduktion aus erneuerbaren Energien mit der Elektromobilität. So werden umwelt- und wirtschaftspolitische Ziele wie beispielsweise die Reduzierung der Importe fossiler Energieträger unterstützt. Damit einher geht neben der Reduktion des Lärms auch die starke Reduktion von Emissionen wie Feinstaub vor allem im innerstädtischen Bereich und insbesondere des klimaschädlichen Treibhausgases CO₂. Damit wird die Nachhaltigkeit des Individualverkehrs gefördert.

Die Entwicklung der Elektromobilität in Deutschland sowie der effiziente Einsatz und die Verteilung von Forschungsgeldern werden von der Nationalen Plattform Elektromobilität [Nat15d] orchestriert. Sie wurde im Jahr 2010 von der deutschen Bundesregierung als Zusammenschluss von Vertretern der Industrie, Wissenschaft, Politik, Gesellschaft und Gewerkschaften auf Einladung der Bundesregierung gegründet [Bun15b]. Das Beratergremium hat sich das Ziel gesetzt, Konzepte zu erarbeiten, um Deutschland bis zum Jahr 2020 zum Leitanbieter und Leitmarkt für Elektromobilität zu machen. Im strategischen Dialog werden diese Konzepte von den 150 Vertretern in sechs themenbezogenen Arbeitsgruppen entwickelt [Nat15a]:

- Fahrzeugtechnologie
- Batterietechnologie
- Ladeinfrastruktur und Netzintegration
- Normung, Standardisierung und Zertifizierung
- Ausbildung und Qualifizierung
- Rahmenbedingungen

Gemeinsam ergründen sie die wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Potenziale der Elektromobilität und sprechen Handlungsempfehlungen für Politik und Wirtschaft aus, die einen marktorientierten und technologieoffenen Ansatz verfolgen. Die Marktentwicklung für Elektrofahrzeuge in den Jahren 2010 bis 2020 wird im vierten Fortschrittsbericht [Nat15c]

erläutert und ist in Abbildung 1.1 dargestellt. Bis zum Jahr 2014 stand die Marktvorbereitung inklusive der Forschung und Entwicklung sowie der Normierung und Standardisierung im Vordergrund. Im Anschluss wurde die zweite Phase gestartet, die den Fokus auf den Marktaufbau von Elektrofahrzeugen, die Setzung von Marktanreizen und die Schaffung einer bedarfsgerechten Marktinfrastruktur legt. Bis zum Jahr 2020 soll ein selbsttragender Massenmarkt für Elektrofahrzeuge mit tragfähigen Geschäftsmodellen und der Integration erneuerbarer Energien etabliert werden.

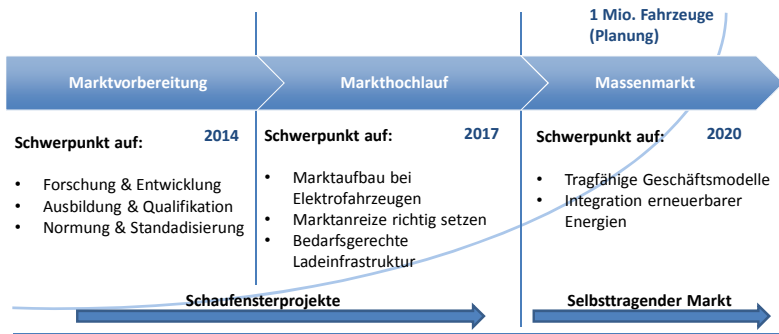


Abbildung 1.1: Zielkurve der Marktentwicklung für Elektrofahrzeuge bis zum Jahr 2020 in Anlehnung an [Nat15b]

Von 2009 bis Januar 2016 wurden in Deutschland rund 53.000 Elektroautos zugelassen [Nat16]. Dazu zählen neben batteriebetriebenen Elektrofahrzeugen auch Hybridfahrzeuge, wie Plug-in-Hybriden und sogenannte Range-Extender. Laut den Zahlen des Kraftfahrtbundesamtes sind zum Stichtag 1. Januar 2015 genau 18.948 rein batteriebetriebene Elektrofahrzeuge in Deutschland zugelassen [Kra15].

Die Ziele und Bemühungen der Bundesregierung zeigen den hohen Stellenwert der Förderung von Elektromobilität. Im Zuge dieser Förderung wurden mehrere Projekte initiiert. Dazu gehört beispielsweise der durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gesponserte Förderbereich

„IKT für Elektromobilität“, wobei IKT für Informations- und Kommunikationstechnologie steht. Zu der Förderinitiative „IKT für Elektromobilität II: Smart Car – Smart-Grid – Smart Traffic“ gehören unter anderem die Forschungsprojekte „iZEUS – intelligent Zero Emission Urban System“¹ und „openECOSPhERE - Enabling open Markets with Grid & Customer-oriented Services for Plug-in Electric Vehicles“². Die Forschungsergebnisse, die in dieser Arbeit präsentiert werden, sind teilweise im Rahmen dieser Forschungsprojekte entstanden.

1.1 Motivation

Das Ziel, Elektromobilität klimafreundlich zu gestalten, kann nur dann erreicht werden, wenn die Energie zum Antrieb von Elektrofahrzeugen aus regenerativen Energiequellen gewonnen wird. In Deutschland gibt es schon seit mehreren Jahren Bemühungen, den Ausbau erneuerbarer Energiequellen voranzutreiben. Ein wichtiger Schritt auf diesem Weg war das deutsche Erneuerbare Energien Gesetz aus dem Jahr 2000. In Kombination mit der gesetzlich festgelegten Förderung für eine Stromerzeugung aus Wind- und Solarkraftanlagen wird im deutschen Stromnetz die zentralistische Struktur mit Stromerzeugung aus vorwiegend großen fossilen und nuklearen Kraftwerken aufgeweicht. Diese Maßnahmen führen dazu, dass sich der Anteil der erneuerbaren Energien am deutschen Strommix stetig erhöht.

Darüber hinaus gibt es in diesem Rahmen auch ambitionierte Ziele auf europäischer Ebene. Mit der Erneuerbare Energien Richtlinie 2009/28/EG wurde erstmals ein gemeinschaftsrechtlicher Rahmen für die Verwendung von erneuerbaren Energien innerhalb der Europäischen Union geschaffen. Mit Hinblick auf Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Netzstabilität wurden am 23. April 2009 für die Mitgliedsstaaten bis zum Jahr 2020 die folgenden verbindlichen Ziele, die sogenannten „20-20-20“-Ziele, festgelegt [Eur15]:

¹ <http://www.izeus.de/> Abruf am: 25.10.2015

² <http://www.ikt-em.de/de/openECOSPhERE.php> Abruf am: 25.10.2015

- Reduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 20 % gegenüber dem Jahr 1990.
- Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 20 %.
- Ausbau erneuerbarer Energien auf mindestens 20 % des Gesamtenergieverbrauchs.

Vom 23.-24. Oktober 2014 wurde im Rahmen des Europäischen Rates in Brüssel der neue EU-Klima- und Energierahmen bis zum Jahr 2030 mit folgenden Beschlüssen festgelegt [Bun14]:

- Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % gegenüber dem Jahr 1990.
- Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 27 % mit der Option einer Anhebung auf 30 %.
- Ausbau erneuerbarer Energien auf mindestens 27 % des Gesamtenergieverbrauchs.

Neben Europa setzt die Bundesregierung auch selbständige Ziele zur Steigerung der Energieeffizienz sowie zum Ausbau erneuerbarer Energien. Zusätzlich wurde nach der Reaktorkatastrophe in Fukushima im Jahre 2011, im Rahmen des Atomausstiegsgesetzes, die Stilllegung sämtlicher Kernkraftwerke bis zum Jahr 2022 beschlossen. Im Zuge dieser Energiewende soll der Energieanteil an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2035 auf 55 bis 60 % steigen [Bun15c] und bis zum Jahr 2050 auf 80 % [Bun12].

Beim Stand der Stromerzeugung 2014 wie er in Abbildung 1.2 zu sehen ist, wurden bereits 26,2% des Stromes aus erneuerbaren Energien erzeugt. Damit lösten sie Braunkohle vom ersten Platz der Energieerzeuger ab. Knapp die Hälfte der erneuerbaren Energien wird von wetterabhängigen Energieträgern wie Wind- und Solarenergie erzeugt. Diese volatilen Energieformen eignen sich zur kosteneffizienten Stromerzeugung, da keine Kosten für Rohstoffe anfallen. Nach den einmaligen Investitionskosten für Produktion der Anlagen und Installation fallen lediglich geringe Wartungskosten an.

Strommix Deutschland 2014

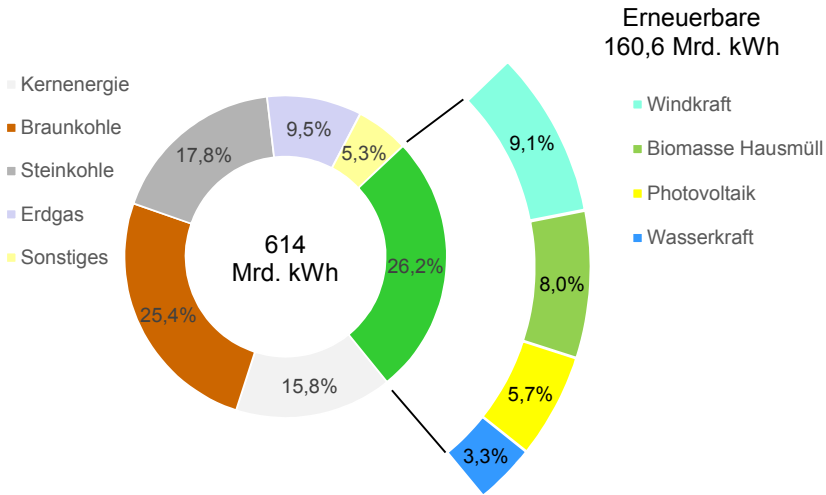


Abbildung 1.2: Anteil der einzelnen Energiequellen an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2014 in Deutschland in Anlehnung an [Str15a], Daten basierend auf [BDE14b]

Ein hoher Anteil an erneuerbaren Energien hat jedoch den Nachteil, dass die Produktion zunehmend von nicht steuerbaren Faktoren wie Wetter abhängig wird. Dies bedeutet insbesondere, dass die Zeiträume hoher Erzeugung nicht notwendigerweise deckungsgleich mit denen hohen Verbrauchs sind. Somit kann die Erzeugung nicht länger dem Verbrauch folgen. Stattdessen entwickeln sich die Energienetze von bisher zentralistischen verbrauchsorientierten Produktionssystemen hin zu dezentralen erzeugungsorientierten Verbrauchssystemen. Für den Nutzer bedeutet dies, seinen Verbrauch an die Verfügbarkeit anzupassen. Das kann nur mithilfe von Verbrauchern geschehen, die eine gewisse Flexibilität mitbringen und sich innerhalb dieser Flexibilität einplanen lassen. Elektrofahrzeuge sind wegen ihrer meist langen Standzeit und der Möglichkeit, die Ladung einzuplanen und die Ladeleistung zu variieren bzw. zu unterbrechen, als flexible Verbraucher prädestiniert.

Neben den Chancen, die Elektrofahrzeuge für das Stromnetz bieten, können sie aber auch die Netzstabilität gefährden. Ihr zusätzlicher Energiebedarf in Kombination mit einem hohen Gleichzeitigkeitsfaktor der Ladevorgänge kann, wie in Putrus et al. gezeigt wird, zu Spannungsschwankungen im Stromnetz und somit zu einer Verschlechterung der Stromqualität führen [PSJ⁺09].

Um dies zu vermeiden, müssen Elektrofahrzeuge geschickt in das Stromnetz integriert werden. Voraussetzung ist ein verbindendes Kommunikationssystem für Energieversorger, Netzbetreiber und Elektrofahrzeuge. Dies ermöglicht die Vermeidung solcher negativer Effekte durch Elektrofahrzeuge und macht gleichzeitig deren positive Eigenschaften nutzbar, wie die Anpassung der Aufladungen an das Stromangebot durch geschickte Einplanung. Im liberalisierten europäischen Strommarkt erfolgt der Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage im Wesentlichen über die Energiebörsen. Die dort erzielten Preise gelten als sogenanntes Preissignal und spiegeln die Erzeugungslage wider. Neben einer Lastgrenze, die ggf. vom Netzbetreiber angeordnet werden kann und eine Netzüberlastung verhindern soll, können solche Marktpreise das Ladeverhalten der Besitzer von Elektroautos beeinflussen und gezielt steuern. Damit können Elektrofahrzeuge als netzstützende und stabilisierende Komponente agieren. So können Elektrofahrzeuge insbesondere überschüssige Energie aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen speichern, bei Engpässen die Ladung unterbrechen und ihre Last geschickt verschieben. Dies ermöglicht eine effizientere Ausnutzung der Netze. Um nicht den Fahrkomfort oder die Planbarkeit des Nutzers negativ zu beeinflussen, ist es wichtig, seine Flexibilität abzufragen. Bei betrieblich eingesetzten Elektrofahrzeugen ist dies meist durch einen im Voraus bekannten verbindlichen Einsatzplan gegeben. So können diese Fahrzeuge neben der Erhöhung der Nachhaltigkeit des zukünftigen Individualverkehrs darüber hinaus als steuerbare flexible Lasten im Verteilnetz eingesetzt werden. Um Elektrofahrzeuge als flexible Lasten einzuplanen, bietet sich die Betrachtung der Flotten als Ganzes oder der geschickte Zusammenschluss mehrerer Fahrzeuge, beispielsweise nach Parkhäusern oder Netzabschnitten, an. Dies ist vor allem vor dem Hintergrund wichtig, dass Firmen zunehmend auf den Einsatz von Elektrofahrzeugen setzen. So hat sich z. B. die SAP SE zum

Ziel gesetzt, dass bis zum Jahr 2020 mindestens 20 % der Firmenflotte aus Elektrofahrzeugen bestehen soll [Ber15].

1.2 Zielsetzung

Die ambitionierten Ziele zur Eingliederung erneuerbarer Energien in die Stromerzeugung und der deutsche Entwicklungsplan für Elektromobilität stellen Herausforderungen an die Strominfrastruktur dar. Bei gleichzeitigem Laden einer großen Zahl von Elektrofahrzeugen können neue Lastspitzen entstehen, die auf lokaler Ebene zu einer Netzüberlastung führen können. Dem könnte mit einem Netzausbau Abhilfe geschaffen werden, was jedoch mit hohen Kosten verbunden ist. Gleichzeitig bedingt die zunehmende Verbreitung dezentraler regenerativer Energiequellen einen deutlich höheren Bedarf an flexiblen Verbrauchern. Ein System, welches das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen ermöglicht und umsetzt, könnte diese Probleme adressieren, indem es für eine bessere Verteilung der Last sorgt und zugleich dem Stromnetz Elektrofahrzeuge als flexible Verbraucher zur Verfügung stellt. Kernziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines solchen Systems im Anwendungsfall von Flotten- bzw. Ladeinfrastrukturbetreibern, welches im Folgenden als Lademanagement bezeichnet wird. Dieses soll anhand realer Daten evaluiert werden. Aus diesem Kernziel ergeben sich mehrere Forschungsfragen.

Forschungsfrage 1: Wie können wichtige Parameter für das Laden sowie langfristige und kurzfristige Signale von Seiten des Energiemarktes bei der Ladesteuerung berücksichtigt werden?

Beim Laden von Elektrofahrzeugen ist es einerseits wichtig, fahrzeugspezifische Parameter zu berücksichtigen. Andererseits müssen Kundenwünsche in das Lademanagement einbezogen werden. Bei kommerziell genutzten Fahrzeugflotten wie z. B. bei Paketdienstleistern existieren in der Regel

Einsatzpläne, die berücksichtigt werden müssen. Hinzu kommen Einschränkungen, die vom Energiemarkt vorgegeben sind. Darüber hinaus wird untersucht, wie kurzfristige und langfristige Signale vom Energiemarkt mit einbezogen werden können. Ein solches Signal ist der Strompreis. Dieser ist dynamisch und kann sich kurz- oder langfristig ändern. Bei der Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien, z. B. Windenergie, können kurzfristige Lieferengpässe auftreten. Ein Lademanagement soll in der Lage sein, auf solche kurz- oder langfristige Änderungen zu reagieren und die Ladevorgänge der Fahrzeuge anzupassen.

Forschungsfrage 2: Wie kann die Konzipierung und die Architektur eines Lademanagements für einen Flottenbetreiber und Ladeinfrastrukturbetreiber unter Einbeziehung der Akteure beim Ladevorgang und dem Energiemarkt ausgestaltet werden?

Um die oben beschriebenen Parameter und Rahmenbedingungen einzubinden und zu koordinieren, ist eine Kommunikation zwischen den Akteuren notwendig. Dazu gilt es, ein geeignetes Konzept zu erstellen und eine Architektur auszuarbeiten, die die Kommunikation der Akteure ermöglicht. Diese Kommunikation soll auf bestehende und zukünftige Standards anknüpfen und soll möglichst automatisiert mit wenig aktiver Interaktion zwischen den Akteuren stattfinden.

Forschungsfrage 3: Wie kann das Lademanagement mathematisch modelliert und algorithmisch umgesetzt werden?

Angeschlossen an das Lademanagement soll eine Ladeoptimierung zur intelligenten Steuerung der Ladevorgänge umgesetzt werden. Diese Ladeoptimierung hat das Ziel, die Fahrzeuge kostenoptimiert einzuplanen und dabei technische Restriktionen einzuhalten. Dazu soll ein mathematisches Modell erarbeitet werden, das zur Konzipierung und zur Architektur

des Lademanagements passt und die vorgegebenen Parameter und Rahmenbedingungen berücksichtigt. Der Algorithmus zur Ladeoptimierung muss in der Lage sein, kurzfristige und langfristige Signale von Energiemarktseite zeitnah umzusetzen. Anschließend soll dieser prototypisch implementiert werden.

Forschungsfrage 4: Welchen Mehrwert bietet dieses Konzept für Flottenbetreiber und Ladeinfrastrukturbetreiber?

Diese Ladeoptimierung, eingebettet in ein Lademanagement, soll bezüglich des Mehrwerts für den Flottenbetreiber bzw Ladeinfrastrukturbetreiber evaluiert werden. Diese Evaluierung erfolgt mittels mehrerer realitätsnaher Szenarien.

Forschungsfrage 5: Wie kann eine kundenzentrierte Kommunikation aussehen?

Im Szenario des Ladeinfrastrukturproviders ist es im Sinne der Integration von privaten Nutzern in das Lademanagement sinnvoll, ein Konzept zur kundenfreundlichen Kommunikation zu erstellen. Der Kunde soll die Möglichkeit haben, seine Ladewünsche über ein geeignetes Profil, das Kundenprofil, mitzuteilen. Im Hinblick auf Privatkunden muss viel Wert auf eine geeignete Kundenintegration gelegt werden. Im Zuge hoher Nutzerakzeptanz soll deshalb eine einfache Möglichkeit zur Kommunikation in Richtung des Kunden erarbeitet werden.

1.3 Beiträge der Arbeit

Im Zuge dieser Arbeit wird ein Lademanagement mit eingebetteter Ladeoptimierung für Elektrofahrzeuge präsentiert, das ein Flottenbetreiber den Fahrzeugen einer Flotte bzw. ein Ladeinfrastrukturbetreiber einer

Gruppe von Privatkunden zur Verfügung stellt. Dieses Lademanagement wurde im Projekt „openECOSPhERE“ prototypisch implementiert und wurde bereits während der Projektlaufzeit produktiv eingesetzt.

Beitrag 1: Berücksichtigung wichtiger Parameter und Signale bei der Ladesteuerung

Zur Berechnung des Ladeplans ist zunächst die Berücksichtigung des Einsatzplans (Flotten) bzw. der Ladewünsche (Privatkunden) wichtig. Insbesondere bestimmt dies die gewünschte Ankunftszeit, die Abfahrtszeit und die gewünschte Lademenge. Weitere Parameter, die bei der Ladesteuerung berücksichtigt sind, sind fahrzeugspezifische Parameter (minimale, maximale Ladeleistung, Batteriekapazität) sowie kurzfristige und langfristige Signale von Energiemarktseite. Insbesondere werden die Ladepläne gegen den Strompreis sowie feste Lastgrenzen optimiert. Die Reaktion auf kurzfristige Signale erfolgt mittels geeigneter Demand-Response-Signale, die im Zuge der Konzeptionierung erarbeitet werden.

Beitrag 2: Konzipierung und die Architektur des Lademanagements

Mit dem Ziel, die oben genannten Parameter für die Ladeoptimierung und Signale des Energiemarktes für die Ladesteuerung nutzbar zu machen, wird ein Lademanagement konzipiert. Die zugehörige Architektur ist modular aufgebaut und fügt sich in ein bestehendes System eines Flottenbetreibers bzw. Ladeinfrastrukturbetreibers ein. Darüber hinaus ermöglicht sie die Kommunikation aller beteiligten Akteure. Zur Kommunikation zwischen Ladesäule und Elektrofahrzeug wird der Standard ISO/IEC 15118 verwendet, zur Kommunikation zwischen Ladesäule und Lademanagement das Protokoll OCPP 2.0. Um auch die kurzfristigen Signale des Energiemarktes bestmöglich zu integrieren, sind konkret ein preisbasiertes und ein kapazitätsbasiertes Demand-Response-Szenario konzipiert und dargestellt.

Beitrag 3: Mathematische Modellierung und algorithmische Umsetzung

Für die Ladeoptimierung ist ein mathematisches Modell ausgearbeitet, das reale Grenzen der Elektrofahrzeuge und der Ladeinfrastruktur integriert. Grenzen der Optimierung sind einerseits durch die fahrzeugspezifischen Bedingungen gegeben. Darüber hinaus sind Signale des Energiemarktes, d. h. kurzfristige und langfristige Preissignale, sowie harte Lastgrenzen wie die Begrenzung des Netzübergangspunktes und dargebotene Erzeugung aus Wind- und Solarenergie berücksichtigt. Die Optimierung verfolgt das Ziel einer kostengünstigen Einplanung bei gleichzeitiger Einhaltung aller oben beschriebenen Grenzen.

Der Algorithmus der Ladeoptimierung ist ein Evolutionärer Algorithmus und berechnet sowohl einen optimierten Ladeplan als auch die verschiebbare Leistung. Dies erlaubt nicht nur eine kostenoptimierte Einplanung der Elektrofahrzeuge in Form von fahrzeugspezifischen Ladeplänen, sondern darüber hinaus, diese als flexible Lasten am Energiemarkt anzubieten. Als solche flexible Lasten können sie auf Demand-Response-Angebote reagieren und so zur Netzstabilisierung beitragen. Darüber hinaus ist der Algorithmus in der Lage, die verschiebbare Leistung schnell zu berechnen, um zeitkritisch auf Demand-Response-Signale reagieren zu können. Zudem reagiert er auf kurzfristige, unvorhergesehene Änderungen wie z. B. unangemeldete Fahrzeuge oder Änderungen der Ladewünsche.

Beitrag 4: Evaluation des Mehrwerts

Die anschließende Evaluation analysiert und bewertet den wirtschaftlichen Mehrwert des Algorithmus hinsichtlich des Flottenbetreibers bzw. Ladeinfrastrukturbetreibers, der Rechenzeit, und der Möglichkeit, auf Demand-Response-Signale zu reagieren, anhand realer Szenarien. Konkret werden die Szenarien eines Paketzustellers im urbanen Bereich, einer Firmenpoolflotte sowie das Laden im privaten Bereich auf der Arbeit und zuhause betrachtet. Mittels der vorgestellten Demand-Response-Szenarien wird gezeigt, wie die Flotte bzw. die Gruppe von Fahrzeugen

ihre Flexibilität für den Energiemarkt bestmöglich nutzbar machen kann, ohne die Kundenwünsche oder den Einsatzplan zu gefährden.

Beitrag 5: Benutzerfreundliche Kommunikation

Um die nötigen Informationen von privaten Nutzern zu erhalten, wird ein Kundenprofil mit benutzerfreundlicher Schnittstelle konzipiert, das mit einem Minimum an Daten auskommt. Darüber hinaus ist die Kommunikation zum Kunden als App mittels benutzerzentrierter mobiler Oberfläche umgesetzt.

1.4 Gliederung der Arbeit

Um den Gesamtzusammenhang für die oben beschriebenen Forschungsfragen zu beschreiben, sind im Anschluss an diese Einführung in Kapitel 2 zunächst die Grundlagen der heutigen und zukünftigen Energienetze erarbeitet. Hierbei ist zunächst der deutsche Energiemarkt in Hinblick auf Stromerzeugung und Verteilung, Stromhandel und Regenergie beschrieben. Basierend auf der heutigen Technologie sind Erweiterungen in Richtung eines Smart-Grid erläutert. Ein Energienetz der Zukunft berücksichtigt verstärkt erneuerbare Energien und dezentrale Erzeuger und ermöglicht Energiemanagement für flexible Lasten und Demand-Side-Management.

Im darauffolgenden Kapitel 3 sind die Grundlagen des Ladeprozesses von Elektrofahrzeugen erläutert. Dazu sind die Akteure des Ladevorgangs und im Anschluss die Protokolle und Kommunikation beschrieben. Wichtig für die Kommunikation sind Mode 3 der Norm IEC 61851-1, die Norm ISO/IEC 15118 und das Protokoll OCPP 2.0. Nach der abschließenden Untersuchung der Möglichkeiten bei der Kombination der Protokolle sind die möglichen Ladeorte für Elektrofahrzeuge erläutert.

Als Vorbereitung auf das erstellte mathematische Modell und den Algorithmus zur Ladeoptimierung beschäftigt sich Kapitel 4 mit naturinspiriertem Energiemanagement und den mathematischen Grundlagen.

Dazu sind zunächst mathematische und algorithmische Grundbegriffe erklärt, um im Anschluss das Prinzip Evolutionärer Algorithmen und des Scheduling zu beschreiben.

Zur besseren Einordnung der vorgestellten Lösung in einen Gesamtkontext und um den Zusammenhang dieser Arbeit mit bestehenden Forschungsbereichen aufzuzeigen, werden in Kapitel 5 verwandte Arbeiten betrachtet.

Basierend auf den erarbeiteten Grundlagen ist in Kapitel 6 das konkrete Problemszenario und die Beantwortung der ersten Forschungsfragen ausgearbeitet. Dazu sind zunächst die Aufgaben der Ladeoptimierung mit zugehöriger Architektur des Szenarios beschrieben. Anschließend sind die Kommunikationsschnittstellen zur Weiterleitung des Ladeplans an die Ladesäule und ein Adapter zur Integration unterschiedlicher Protokolle erläutert. Zur besseren Einbindung des Energiemarktes sind zwei Demand-Response-Szenarien vorgestellt, um den Beitrag der betrachteten Szenarien zur Stabilisierung des Energiemarktes darzustellen. Nach Klärung dieser Rahmenbedingungen ist anhand dieses Problemszenarios ein Modell für die Ladeoptimierung vorgestellt. Nach Beschreibung der Grenzen der Optimierung folgt die konkrete mathematische Modellierung, gefolgt von der Vorstellung eines Algorithmus zur Ladeoptimierung, der sowohl die optimierten Ladekurven als auch das Lastverschiebepotential berechnet. Abschließend folgt eine kurze Beschreibung einer Implementierung als Prototyp zum produktiven Einsatz.

Basierend auf diesen Ergebnissen und dem entwickelten Lademanagement ist in Kapitel 7 die Evaluation des vorgestellten Algorithmus zur Ladeoptimierung anhand zweier Szenarien, einem Flottenszenario und dem Szenario zum privaten Einsatz von Elektrofahrzeugen, ausgearbeitet. Bei letzterem sind insbesondere zusätzlich die Konzeptionierung der Kundenprofile sowie die zugehörige benutzerfreundliche Kommunikation beschrieben.

Abschließend folgt eine Zusammenfassung der Ergebnisse in Kapitel 8 mit einem Ausblick auf zukünftige Anpassungs- und Erweiterungsmöglichkeiten sowie weiterführende Ideen.

Kapitel 2

Grundlagen elektrischer Energienetze

In diesem Kapitel wird zunächst das traditionelle Energiesystem hinsichtlich Erzeugung, Verteilung sowie Strommarkt und Regelenergie beschrieben. Anschließend wird der Umbau in Richtung eines Smart-Grid in Kombination mit erneuerbaren Energien und dezentralen Erzeugern sowie der Möglichkeit eines Energiemanagements für flexible Lasten und Demand-Side-Management eingeführt. Diese Grundlagen sind für das bessere Verständnis sowie die bessere Einordnung dieser Arbeit notwendig.

2.1 Stromerzeugung und Verteilung

Im deutschen Energienetz wird der Strom zum größten Teil in Großkraftwerken produziert, gebündelt und an Endkunden weitergeleitet. Um den hohen Energiebedarf zu decken und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, arbeiten alle Kraftwerke im Parallelbetrieb [Sch15]. Dies hat den Vorteil, dass Störungen und Ausfälle von Kraftwerken durch andere abgefangen und so Engpässe vermieden werden können. So reduziert sich die benötigte Kraftwerksreserve und zusätzlich stabilisiert sich das System. Um Leitungsverluste bei der Übertragung zu vermeiden und gleichzeitig den verschiedenen Leistungen der einzelnen Kraftwerke sowie der Unterscheidung zwischen Klein- und Großverbraucher gerecht zu werden, gibt es im deutschen Energienetz eine in einzelne Netze unterteilte Hierarchie. Diese ist nach Spannungen differenziert. Ein solches

hierarchisch aufgebautes Energienetz bietet die Möglichkeit, dass die Erzeuger entsprechend ihrer abzugebenden Leistung auf den entsprechenden Spannungsebenen einspeisen. So speisen Großkraftwerke auf der höchsten Spannungsebene und Kleinkraftwerke wie z. B. Windgeneratoren auf der Mittel- oder direkt der Niederspannungsebene ein. (vgl.[Sch15])

Über die Staatsgrenzen hinaus ist das deutsche Energienetz zudem Teil des europäischen Stromversorgungsnetzes der European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Dieses europäische Netz ermöglicht die Übertragung und den Austausch elektrischer Energie auf Höchstspannungsebene im internationalen Verbund. Dies kommt ebenfalls der Versorgungssicherheit sowie der Stabilität der einzelnen Netze zugute. Die Hauptaufgaben des ENTSO-E sind die Schaffung einheitlicher Netzentgelte sowie Gewährleistung der technischen und vertraglichen Voraussetzungen für grenzüberschreitenden Netzbetrieb, diskriminierungsfreier Netzanschluss/-zugang, der Ausgleich von Energie und Engpassmanagement. (vgl.[Sch15])

Wegen seiner zentralen Lage in der ENTSO-E benötigt Deutschland ein leistungsfähiges Übertragungsnetz, um die intereuropäischen Stromflüsse zu und zwischen den Nachbarn zu gewährleisten. Dieses deutsche Übertragungsnetz ist zwischen vier Übertragungsnetzbetreibern, sogenannten Regelzonen, aufgeteilt. Aus technischer Sicht stellen die Regelzonen geschlossene Systeme dar, zwischen deren Grenzen elektrischer Strom und Geldströme fließen. Diese Regelzonen unterliegen staatlicher Wirtschaftsaufsicht und Regulierung durch die Bundesnetzagentur. Diese arbeitet eng mit den Regulierungsbehörden der Länder zusammen und stellt als Teil des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie die oberste Regulierungsbehörde dar. Ihre Hauptaufgaben sind die Gewährleistung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs, einheitlich fairer Netznutzungsentgelte sowie die Wahrung der Netzleistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit. (vgl.[Sch15])

Um die Netzleistungsfähigkeit zu gewährleisten, gilt es, ein Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage zu vermeiden. Dazu muss die erzeugte Leistung an den Verbrauch angepasst werden. Da erneuerbare Energien wie Windkraft- und Solaranlagen jedoch wetterabhängig sind und somit nicht zwangsläufig immer bedarfsgerecht Strom erzeugen, kann dies das

Gleichgewicht stören. Eine solche Störung hat negative Auswirkungen auf die Stromqualität hinsichtlich Spannungsqualität und Netzfrequenz. Die in Deutschland verwendete Netzfrequenz des Wechselstroms beträgt 50 Hz. In Zeiten, in denen der Verbrauch höher ist als die Produktion, sinkt diese Frequenz und in Zeiten von Überproduktion steigt sie. Für die an das Stromnetz angeschlossenen Kraftwerke als auch für die Verbraucher hat dies negative Auswirkungen. (vgl.[Sch15])

Um das Gleichgewicht wieder herzustellen, müssen gegebenenfalls zu verbrauchsschwachen Zeiten solche Stromerzeuger außer Betrieb genommen werden. Ähnlich verhält es sich für Solaranlagen. Diese erzeugen meist in Sommermonaten zur Mittagzeit mehr elektrische Energie als lokal abgenommen werden kann, was bei zu starker Frequenzzunahme eine Abriegelung oder Abschaltung zur Folge hat. Dies lässt sich z. B. durch dezentrale Energiespeicher beheben, die die temporäre Lücke zwischen Erzeuger- und Verbraucherleistung schließen können. Damit lässt sich das Potential erneuerbarer Energien besser ausschöpfen. So kann z. B. der tagsüber wegen der Überproduktion gespeicherte Solarstrom nachts verbraucht werden. Großtechnisch lässt sich elektrische Energie nur begrenzt speichern, meist wird dazu die elektrische Energie in andere Energieformen wie thermische, potentielle oder chemische Energie umgewandelt. (vgl.[Sch15])

Oftmals muss der in Großkraftwerken erzeugte Strom über weite Strecken transportiert werden. Bei einer solchen Übertragung wird darauf geachtet, die Sekundärverluste, die z. B. durch Aufheizen der Übertragungsleitungen entstehen, so gering wie möglich zu halten. Dazu wird die Stromstärke bei der Durchleitung möglichst gering gehalten. Nach dem Ohm'schen Gesetz muss dann die Spannung entsprechend hoch gewählt werden. Um dies zu gewährleisten, wird der in Kraftwerken erzeugte Wechselstrom mittels Transformatoren umgewandelt [SOM06].

Um den Strom für den Endverbraucher nutzbar zu machen, muss er nach der Übertragung wieder mithilfe von Transformatoren auf ein niedrigeres Spannungslevel gebracht werden. Um dies zu erreichen, ist das deutsche Stromnetz in die vier Spannungsstufen Höchstspannung, Hochspannung, Mittelspannung und Niederspannung unterteilt. Diese vier Netze werden im Folgenden dargestellt (vgl.[Sch15]):

- **Höchstspannungs- oder Transportnetze:** Diese Netze übertragen Strom mit einer sehr hohen Spannung im Bereich 220 kV bis 380 kV und werden vom sog. Transportnetzbetreiber betrieben. Große Kraftwerke sowie große Windparks sind überregionale Erzeuger der vier Regelzonen. Als solche speisen sie ihre elektrische Energie für den öffentlichen Bedarf ein. Je nach Kraftwerkseinsatz und Liefer- und Bezugsabsprache kann die Energie in wechselnde Richtung innerhalb der Regelzonen als auch darüber hinaus fließen. Dies dient hauptsächlich der landesweiten Versorgung der untergeordneten Stufe der 110 kV-Hochspannungsnetze. Zusätzlich sind Industriebetriebe wie z. B. Stahlwerke mit einem sehr hohen Strombedarf teilweise direkt an diese Spannungsebene angeschlossen. Des Weiteren dient sie als Verbindung der europäischen Netze. Durch Kuppelleitungen sind die Höchstspannungsnetze der einzelnen Länder miteinander verbunden und ermöglichen so den internationalen Stromhandel.
- **Hochspannungsnetze:** Die zweite Netzebene arbeitet mit 110 kV und bezieht ihre Energie überwiegend aus vorgelagerten Transportnetzen. Die gelieferte Energie wird vorwiegend in eine Richtung als sogenannte Grobverteilung an Verteilnetzbetreiber und Sondervertragskunden weitergegeben. Letztere sind große Industrieunternehmen mit geeigneter 110 kV-Übertragungsstation sowie Universitäten oder Kliniken. Für die Verteilnetze und die Grobverteilung ist der Verteilnetzbetreiber zuständig. Einige 110 kV-Netze werden auch bidirektional betrieben und erfüllen so durch die Möglichkeit der unterschiedlichen Energieflussrichtung ebenfalls eine Transportfunktion. Sie sind meist strahlenförmig aufgebaut und ihre Funktion gleicht der der Mittelspannungs- und Niederspannungsverteilnetze.
- **Mittelspannungsnetze:** Diese Netze bedienen sich niedrigerer Spannungen von 10 kV und 20 kV. Sie werden von den vorhergegangenen 110 kV-Hochspannungsnetzen beliefert, um die Energie auf die lokalen Endverbraucher zu verteilen. Sie beliefern Industriebetriebe sowie Ortsnetztransformatoren in Ballungsgebieten und stellen so das Bindeglied zu den Niederspannungsnetzen dar.
- **Niederspannungsnetze:** Diese Netze arbeiten mit 0,4 kV und 0,6 kV, bekommen ihre Energie aus dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz

und geben diese lokal an die Endverbraucher wie Haushalte und kleinere Industriebetriebe weiter. Die Haushalte sind dabei mit drei Phasen und einer vierten Leitung an den Neutralleiter angebunden. Dies bietet die Möglichkeit, sowohl dreiphasige Spannungen von 400 V als auch einphasige Spannungen mit 230 V abzugreifen. Durch den gegenwärtig gestiegenen Zubau dezentraler Erzeuger in Form von Windkraft, Photovoltaik und Biomasse-Anlagen werden diese Niederspannungsnetze vermehrt bidirektional genutzt.

Die Transformatoren, die in Mittelspannungs- und Niederspannungsnetzen Verwendung finden, haben eine Leistungsobergrenze. Diese wird basierend auf Verbrauchsdaten der einzelnen Stromabnehmer sowie der Wahrscheinlichkeit der gleichzeitigen Nutzung von Strom ermittelt [SNRB11]. Wird diese maximale Leistung überschritten, können die verwendeten Betriebsmittel beschädigt oder zerstört werden. Bevor dies eintritt, erhalten Netzbetreiber bei Überlastungen von Netzsegmenten eine Nachricht, damit sie eingreifen können, um Schäden zu vermeiden. Bei einer bestimmten Beanspruchungsdauer einer solchen Überlast wird in Ausnahmefällen dieses Netzsegment automatisch durch eine Sicherung vom Stromnetz getrennt. In städtischen Bereichen sind Ortsnetztransformatoren z. B. für eine Leistung von 630 kW abgesichert [Sch15].

2.2 Stromhandel

Im Zuge der Liberalisierung des deutschen Strommarkts durch das Energiewirtschaftsgesetz haben Verbraucher die Möglichkeit, unabhängig von ihrer lokalen Netzanbindung ihren Stromlieferanten frei zu wählen. Darüber hinaus sind die Bereiche Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Handel von Strom wirtschaftlich strikt voneinander getrennt. Dies führt zu einem freien Wettbewerb der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (vgl.[Sch15]).

Ein solcher liberalisierter Strommarkt bietet einer Vielzahl von Akteuren die Möglichkeit, zu interagieren. Diese Akteure werden laut [Kon13] in folgende Gruppen unterteilt:

- **Kunden:** In dieser Kategorie wird zwischen Grundversorgungskunden, Großkunden und Sondervertragskunden mit speziell ausgehandelten Verträgen unterschieden. Zu den Grundversorgungskunden zählen alle Haushaltskunden und Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 10.000 kWh.
- **Netzbetreiber:** Netzbetreiber steuern und betreiben das deutsche Stromnetz. Sie werden entsprechend ihrer zuständigen Spannungsebenen unterschieden. So betreiben die Übertragungsnetzbetreiber die Höchstspannungsnetze, die über Netzkuppelleitungen zum deutschen Verbundnetz zusammengeschlossen sind. Ihre Aufgabe ist die Spannungs- und Frequenzhaltung, sowie der Versorgungswiederaufbau und der Ausgleich von Fahrplanabweichungen in der Regelzone. Die darunterliegenden Spannungsstufen werden von den Verteilnetzbetreibern betrieben. Sie kümmern sich um die Weiterverteilung des Stroms und versorgen die an ihr Netz angeschlossenen Endkunden. Ihre Zuständigkeit beschränkt sich auf den Netzbetrieb, Stromlieferanten- oder Händlerfunktionen sind ihnen nicht gestattet.
- **Erzeuger:** Bei dieser Marktrolle handelt es sich meist um Verbundunternehmen mit eigenem Kraftwerkspark, unabhängige Stromerzeuger und Kleinproduzenten. Ihre Aufgabe besteht in der Produktion sowie der Lieferung von Strom an Händler und Großkunden.
- **Lieferanten:** Zu diesen Akteuren zählen Kraftwerksbetreiber oder Händler, die den regionalen An- und Verkauf von Strom abwickeln. Gegenüber den Netzbetreibern nehmen die Lieferanten die Rolle des Bilanzkreisverantwortlichen ein. Ein Bilanzkreis stellt die Gesamtheit aller Einspeisungs- und Entnahmestellen der Netznutzer oder jeweiligen Lieferanten innerhalb der bilanzkreisbildenden Struktur eines Übertragungsnetzes dar. Für jeden Bilanzkreis wird ein Bilanzkreisverantwortlicher bestimmt, der im Voraus Fahrpläne für die Entnahme- und Einspeisestellen in 15-Minuten-Intervallen an den Bilanzkoordinator der entsprechenden Regelzone liefern muss und für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Entnahmen und Einspeisungen zu sorgen hat. Bei zu großen Abweichungen werden Strafzahlungen fällig.

- **Energiebörse:** Im Rahmen eines liberalisierten Marktes wird Strom ähnlich wie Wertpapiere an Energiebörsen gehandelt. Energiebörsen und Handelsplätze sorgen für einen finanziell, rechtlich und technisch sicheren Marktplatz, an dem alle zugelassenen Handelsteilnehmer Energie handeln können. Diese Aufgabe wird in Deutschland von der „European Energy Exchange AG“ mit Sitz in Leipzig übernommen.
- **Sonstige Akteure:** Hierunter fallen z. B. Makler, Broker und Portfoliomanager, die sich im Auftrag der Kunden um Stromhandelsgeschäfte kümmern.

Während kleine Gewerbebetriebe sowie Grundversorgungskunden wie Haushalte wegen der geringen benötigten Strommenge und des großen Aufwandes meist Vollversorgungsverträge abschließen und so nicht direkt am Stromhandel teilnehmen, kann der Handel mit Strom für Großkunden gewinnbringend sein. Für die benötigten großen Mengen an Strom können sie Sonderverträge mit Stromanbietern aushandeln oder den Strom durch Handel an den Strombörsen beziehen. Im Jahr 2002 wurde die Energiebörse European Energy Exchange mit Sitz in Leipzig gegründet. Sie dient als Handelsplatz für Strom, Erdgas und CO_2 -Emissionsrechte. Dieser Handel erfolgt in zwei Märkten mit unterschiedlichem zeitlichen Horizont(vgl. [Kon13]):

- **Terminmarkt:** Dieser Markt deckt die langfristigen, bis zu sechs Jahre in der Zukunft liegenden Geschäfte ab. Über den Terminmarkt werden hauptsächlich Preisrisiken abgesichert.
- **Spotmarkt:** Der Spotmarkt stellt den Handelsplatz für kurzfristige Geschäfte dar. Im Day-Ahead-Markt kann Strom für jede Stunde des nächsten Tages eingekauft und verkauft werden. Kurzfristigere Geschäfte können im Intraday-Markt bis zu 75 Minuten vor Lieferung gehandelt werden.

Basierend auf dem Handel im Day-Ahead-Markt wird mittels Angebot und Nachfrage ein dynamischer Strompreis für den nächsten Tag gebildet. Neben dem so ermittelten Strompreis zuzüglich Steuern fallen beim Stromkäufer zusätzlich Netzentgelte- sowie Messungs- und Abrechnungsgebühren für die Übertragung des Stroms an den Verteilnetzbetreiber an.

Für diese Zusatzkosten gibt es einen Rahmenvertrag zwischen Verteilnetzbetreiber und Lieferanten (vgl. [Kon13]). Übertragungsnetzbetreiber können basierend auf Verhandlungen an der European Energy Exchange, bestehenden Langzeitverträgen, sowie statistischen Daten die benötigte Energiemenge eines Tages prognostizieren und die Stromproduktion von Stromerzeugern auf den Bedarf abstimmen. Da die Erzeugung von Strom immer der geforderten Last folgen muss, werden Abweichungen zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Strombedarf permanent ausgeglichen. So versucht der Intraday-Markt, mit dynamischen Preisen auf Engpässe und Überangebote zu reagieren. Dies führt teilweise bei einem Überangebot von Strom zu negativen Preisen, da dies für Stromerzeuger die günstigere Alternative zur Abtrennung vom Netz darstellt.

2.3 Regelleistung

Der Intraday-Markt kann jedoch nicht alle Abweichungen zwischen Entnahme und Einspeisung im Netz über dynamische Preise ausgleichen, dies gilt insbesondere für sehr kurzfristig auftretende Abweichungen. In einem solchen Fall muss das Gleichgewicht durch die Übertragungsnetzbetreiber in ihrer Regelzone wieder hergestellt werden. Um dieser Aufgabe nachzukommen, kooperieren alle Übertragungsnetzbetreiber innerhalb der ENTSO-E in einem einheitlichen Regelmechanismus, der sogenannten „Frequenz-Leistungs-Regelung“. Dieser Name beschreibt, wie plötzliche Laständerungen dazu führen können, dass die Netzfrequenz von ihrem Sollwert ($50 \pm 0,05$ Hz) abzuweichen beginnt. Insgesamt stehen dem Übertragungsnetzbetreiber dafür drei Stufen von Regelleistung zur Verfügung, die sich bezüglich Reaktionsgeschwindigkeit und Leistungs- und Verwendungsdauer unterscheiden: Primär- und Sekundär- sowie Tertiärregelung, die die Minutenreserve darstellt. Die nächste Maßnahme ist die Stundenreserve, die kein Teil des Regelungsvorgangs ist. Der Einsatz der ersten drei liegt in der Verantwortung des Übertragungsnetzbetreibers, während die Stundenreserve dem Bilanzkreisverantwortlichen untersteht.[Swi08]

Die Übertragungsnetzbetreiber sind dazu verpflichtet, zu jeder Zeit ausreichende Primärregel-, Sekundärregel- und Minutenreserven vorzuhalten.

Zu diesem Zweck schließen sie mit dafür geeigneten Kraftwerken einen Vertrag. Die Primärregelung wird dezentral europaweit über das gesamte ENTSO-E-Verbundnetz von allen Übertragungsnetzbetreibern übernommen. Sie muss bei Auftreten einer Störung in 15 bis 30 Sekunden aktivierbar sein und mindestens 15 Minuten vorgehalten werden. Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, erfolgt sie sofort und vollautomatisch. Mit der gesamten vorzuhaltenden Primärregelreserve kann ein Leistungsabfall von 3.000 MW, was einem zeitgleichen Ausfall von zwei Großkraftwerken entspricht, für 15 Minuten ausgeglichen werden. Die Primärregelreserve wird innerhalb 30 Sekunden automatisch von der Sekundärregelung abgelöst. So kann die Primärregelreserve nach einem Eingriff schnell wieder in voller Höhe zur Verfügung stehen. Frequenz und Übergabeleistung müssen spätestens nach 15 Minuten wieder stabilisiert werden. Die Sekundärregelreserve stellen unter anderem die zu den betreffenden Regelzonen gehörenden Kraftwerke, die in Teillast betrieben werden, bereit. Durch sie wird der gewollte Energieaustausch der Regelzone mit dem übrigen Verbund eingehalten, während gleichzeitig eine integrale Stützung der Frequenz erfolgt. Der zeitliche Horizont für das Vorhalten der Sekundärregelreserve nach dem Aufruf ist eine Stunde. Die dritte Stufe, die sog. Tertiärregelung oder Minutenreserve, hat die Aufgabe, spätestens 15 Minuten nach Eintreten einer Leistungsänderung die Sekundärreserve abzulösen. Im Gegensatz zu den ersten beiden Stufen wird sie manuell aktiviert. Die Bereitstellung erfolgt in erster Linie durch den Einsatz von Speicher-, Pumpspeicher- und Gasturbinenkraftwerken oder alternativ von schnellstartenden, in Warmreserve stehenden thermischen Kraftwerken. Die Stundenreserve als letzte Instanz kann nach einer Stunde seit Eintreten einer Störung vom Bilanzkreisverantwortlichen eingesetzt werden. Im Falle eines Ausfalls eines von ihm vertragsgebundenen Kraftwerkes oder dem Auftreten höherer Lasten als im Fahrplan angegeben wird diese Reserve verwendet. Zur Erbringung dieser Reserve stehen unter anderem thermische Kraftwerke als Kaltreserve oder stehende Reserve zur Verfügung. Diese Energie kompensiert die Abweichung zwischen dem Fahrplan und der tatsächlichen Kundenabnahme eines Bilanzkreises und wird mit den betreffenden Bilanzkreisen abgerechnet. Mehreinspeisungen oder Mehrentnahmen führen somit zu zusätzlichen Kosten und werden nach Möglichkeit vermieden. Die Regelernergie dient ausschließlich

der Frequenzhaltung; sie ist eine Systemdienstleistung und ein Kostenbestandteil der Netznutzungsentgelte für die Höchstspannung. Je nach Art der Gleichgewichtsstörung kann die Netzfrequenz, bezogen auf den Sollwert, sinken oder zunehmen. Sinkt sie, so wird positive Regelleistung benötigt, um das Leistungsdefizit zu kompensieren. Dies kann auch durch Zurückfahren großer Verbraucher erfolgen. Steigt sie, so wird negative Regelleistung zum Ausgleich benötigt. Dieser Fall kann bei einer unvorhergesehenen Überproduktion von erneuerbaren Energien entstehen. Im Falle einer solchen Störung müssen Kraftwerke, die Regelleistung liefern, weitestgehend zurückgefahren werden. Das sog. Regelband bezeichnet die Summe aus positiver und negativer Regelleistung. [Swi08]

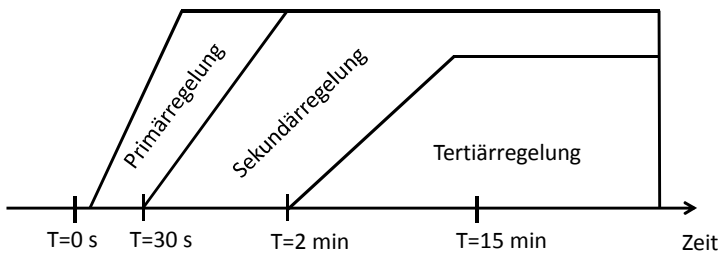


Abbildung 2.1: Schematische Darstellung der Regelleistung in Anlehnung an [UCT04]

Neben der Bereitstellung von Regelleistung gibt es als weiteren Regelmechanismus die Spannungshaltung zur Bereitstellung von Blindleistung [Swi08]. Dieser wird jedoch in dieser Arbeit nicht weiter untersucht und berücksichtigt.

Auf dem Energiemarkt findet derzeit ein Paradigmenwechsel statt. Neben der Möglichkeit, die Stromproduktion an die geforderte Last anzupassen, werden zunehmend zusätzliche Möglichkeiten zur Stabilisierung des Energienetzes etabliert. So wird es immer wichtiger, dass Endverbraucher, insbesondere auch kleinere Stromkunden, ihren Bedarf an das Stromangebot anpassen bei gleichzeitiger Beibehaltung des Verbraucherkomforts.

Dies kann z. B. durch intelligente Kommunikation und Steuerung gewährleistet werden. So wandelt sich das bestehende Energienetz langsam zu einem Smart-Grid. [Fre09]

2.4 Smart-Grid

Im Zuge der deutschen Energiewende wird die traditionelle Energieversorgung durch zentrale Erzeuger durch einen Ausbau dezentraler Erzeuger erweitert und teilweise ersetzt. Die Erzeugung des Stroms erfolgt meist in kleineren, verteilten Anlagen, die zum Teil direkt in Ortsnetze einspeisen. Diese niederen Netzebenen sind meist strahlenförmig aufgebaut und werden in Deutschland bisher nicht flächendeckend überwacht. (vgl. [BKZ10]) Dies führt dazu, dass Probleme wie schlechte Spannungsqualität nicht erkannt und nicht ausgeglichen werden. Eine Senkung der Spannungsqualität kann z. B. durch lokale Spannungserhöhung durch dezentrale Erzeuger oder starke Verbraucher wie Elektrofahrzeuge hervorgerufen werden. Um weiterhin ein robustes Netz zu gewährleisten, soll das klassische Energienetz mit Informations- und Kommunikationstechnologie ausgestattet und durch intelligente Systeme und Komponenten erweitert werden. In diesem erweiterten Netz, einem sogenannten Smart-Grid, haben die einzelnen Teilnehmer und Komponenten die Möglichkeit, untereinander zu interagieren.

Der Begriff Smart-Grid umfasst verschiedene Konzepte zur intelligenten Vernetzung und Steuerung innerhalb eines Stromnetzes. Bereits im Jahr 2006 entwickelte die „European Technology Platform SmartGrids“ in [Sma06] ein Konzept für ein Smart-Grid, welches ein elektrisches Netzwerk betrifft, das auf intelligente Weise die Aktivitäten aller mit ihm verbundenen Nutzer integriert, um effizient eine nachhaltige ökonomische und sichere Elektrizitätsversorgung zu gewährleisten. Um dies zu erreichen, umfasst ein Smart-Grid nach dieser Definition innovative Produkte und Services in Kombination mit intelligenten Überwachungs-, Steuerungs- und Kommunikationstechnologien mit den folgenden in [Sma06] aufgeführten Zielen:

- Erleichterung der Verbindung und des Betriebes von Generatoren aller Größen und Technologien.
- Einbindung von Kunden in den Optimierungsprozess des Gesamtsystems.
- Versorgung von Kunden mit besseren Informationen und Optionen zum Treffen von Angebotsentscheidungen.
- Signifikante Reduzierung des Einflusses auf die Umwelt des gesamten Elektrizitätsversorgungssystems.
- Erhaltung oder sogar Verbesserung des existierenden hohen Niveaus der Systemzuverlässigkeit, -qualität und Versorgungssicherheit.
- Effiziente Erhaltung und Verbesserung der existierenden Services.
- Förderung der Marktintegration hinsichtlich eines europäischen integrierten Marktes.

Im Kontrast dazu differenziert die Bundesagentur zunächst strikt zwischen Smart-Grid, d. h. einem netzbasierten, und Smart Markets, d. h. einem marktbasieren Ansatz, je nachdem ob es sich um Kapazitäten oder Energieflüsse handelt. Ein Smart-Grid ist nach dieser Definition ein konventionelles Energienetz, das durch entsprechende Komponenten zur Kommunikation, Messung, Steuerung, Regelung und Automatisierung die Regulierung der Kapazitäten in den einzelnen Netzbereichen ermöglicht. Zur bestmöglichen Steuerung und Regelung und der optimalen Ausnutzung der bestehenden Netzkapazität wird eine möglichst in Echtzeit erfolgende Erfassung der Netzzustände benötigt. (vgl. [Bun11]) Der Begriff Smart Market stellt einen vom Netz getrennten liberalisierten Energiemarkt zum Handel von Energiemengen und neuen Dienstleistungen dar. Die zur Verfügung stehende Netzkapazität dient hier indirekt als systemseitige Begrenzung des Angebots. Die verschiedenen Marktpartner sind neben klassischen Teilnehmern, wie Produzenten und Verbrauchern ebenso Prosumer, d. h. Marktteilnehmer, die sowohl Energie erzeugen als auch verbrauchen, sowie Dienstleister, die z. B. mit einer Verlagerung der Energieflüsse handeln, um so Kapazitätsansprüche abzutreten. (vgl. [Bun11])

In dieser Arbeit wird der Ansatz der „European Technology Platform SmartGrids“ gegenüber der Definition der Bundesagentur bevorzugt, da er einen allumfassenderen Ansatz darstellt, nicht die strikte Trennung zwischen Netz- und Marktseite voraussetzt und somit leichter übertragbar ist. Zudem zeigt der Fokus auf innovative Produkte und Services in Kombination mit intelligenter Kommunikationstechnologien die Offenheit und den integrativen Ansatz dieser Definition. Die strikte Trennung zwischen Markt und Netz kann im Zuge der Wettbewerbsfreiheit jedoch auch sehr zielführend sein, was die Validität der Definition der Bundesagentur bestätigt. Zudem wird in dieser Arbeit der Aspekt der neuartigen Dienstleister zur Verlagerung von Energieflüssen aufgegriffen. Dies bedeutet, dass eine genaue Abgrenzung schwierig ist und Aspekte beider Definitionen aufgegriffen werden, während das Hauptaugenmerk jedoch auf dem hybriden Ansatz der „European Technology Platform“ liegt.

Im Folgenden werden in der Literatur häufig verwendete Bestandteile des Smart-Grid aufgelistet (vgl. z. B. [SSKB10] und [All14]). Diese Auflistung erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit, sie dient lediglich der besseren Einordnung der in dieser Arbeit ausgearbeiteten Szenarien:

- Smart-Building, insbesondere Smart-Homes und Smart-Offices
- Smart-Production
- Dezentrale Erzeuger
- Dezentrale Speicher
- Elektrofahrzeuge
- Mess- und Steuerungskomponenten
- Informations- und Kommunikationstechnologie zur Vernetzung der einzelnen Smart-Grid Teilnehmer

Um diese einzelnen Komponenten miteinander zu vernetzen und so Erzeugung, Übertragung, Verbrauch bzw. Speicherung des Stroms zu messen und zu regulieren oder gar zu planen, ist eine flächendeckende IKT-Infrastruktur notwendig, wobei IKT für Informations- und Kommunikationstechnologie steht. Dies ermöglicht den Austausch von Information sowie den Handel von Energiemengen aller am Smart-Grid beteiligten

Akteure. In Analogie zu den vernetzten Strukturen des Internets wird diese Infrastruktur in der Literatur auch als „Internet der Energie“ bezeichnet ([Bun10] [RW09]). Des Weiteren benötigt ein effektiv agierendes Smart-Grid eine Möglichkeit zum Sammeln von Daten über das Stromnetz. Hierzu dienen sogenannte Smart Meter. Diese ermöglichen eine Lastgangmessung in einem bestimmten Intervall in Echtzeit und können so das Verhalten der einzelnen Akteure besser erfassen. Dies führt zu einer Verbesserung der bisherigen Vorhersage auf Basis statistischer Daten. Des Weiteren ermöglicht es die exakte Ermittlung des aktuellen Stromverbrauchs eines Kunden, was ebenso positiven Einfluss auf die Genauigkeit von Prognosen über das Lastverhalten im Netz in der Zukunft hat. Ebenso dienen sie der Überwachung von dezentralen Erzeugern. In [YCDSo11] werden vier Technologien genannt, die für wichtige Aufgaben des Smart-Grid benötigt werden. Diese werden in dieser Arbeit aufgegriffen und auf die betrachteten Szenarien angepasst:

- **Dezentrale Steuerung:** Die dezentrale Steuerung reduziert die Kommunikation und ermöglicht es lokalen Akteuren, eigene Entscheidungen zu treffen.
- **Prognose der Nachfrage:** Diese Technologie ermittelt den voraussichtlichen Verbrauch einzelner Akteure oder Netzabschnitte einige Stunden oder Tage im Voraus.
- **Prognose der Erzeugung:** Die Erzeugung kann ebenso vorhergesagt werden. Meist ist dies für erneuerbare Energiequellen wichtig, da diese sehr wetterabhängig sind.
- **Demand-Response-Programme:** Diese Funktionalität ermöglicht das Verschieben von Last sowie die Möglichkeit dynamischer Preise. In [YCDSo11] liegt der Fokus auf Last und Lastspitzenreduktion, in dieser Arbeit soll jedoch explizit die Lastreduktion sowie eine zusätzliche Lastaufnahme ermöglicht werden.

Diese vier Technologien werden für das Smart-Grid in dieser Arbeit vorausgesetzt, ebenso wie die nötigen Kommunikationsschnittstellen der einzelnen Verbraucher untereinander vorausgesetzt werden. Dies dient der Koordination verschiedener Entitäten mit dem Ziel, die Stabilität

des Gesamtsystems zu erhöhen bzw. zu erhalten. Solche Stabilisierungen werden sowohl von Netz als auch von Marktseite aus betrachtet.

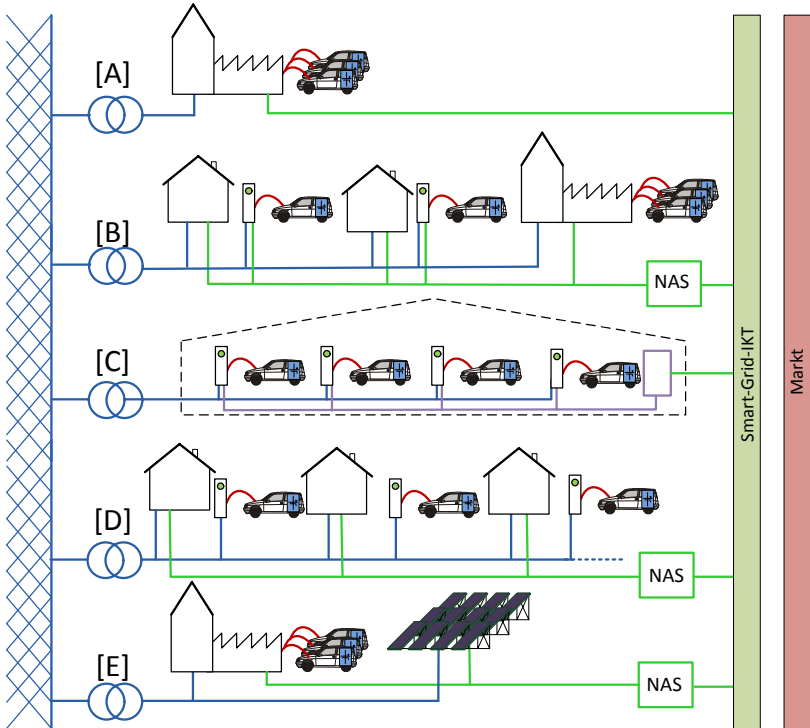


Abbildung 2.2: Schematische Darstellung eines Ausschnitts eines Smart-Grids, angelehnt an [All14]

Zum besseren Verständnis ist in Abbildung 2.2 die vereinfachte Topologie eines Smart-Grids schematisch dargestellt, wie es auch in dieser Arbeit verwendet wird. Die rote Fläche stellt den Energiemarkt und die blau schraffierte Fläche die höheren Netzebenen dar. Diese werden in dieser Arbeit bereits als intelligent geführt angenommen (vgl. [Bun11]). In Teilnetz [A] ist ein größerer Industriebetrieb dargestellt, der mit einem eigenen Nieder- bzw. Mittelspannungstrafo direkt an die entsprechend höhere Netztopologie angebunden ist. Am Industriebetrieb könnten wiederum

Ladepunkte angeschlossen sein. Diese dienen z. B. dazu, Mitarbeiterfahrzeuge oder eine firmeninterne Flotte zu laden. In Teilnetz [E] ist dieses Szenario noch durch eine Solaranlage erweitert, wodurch die Elektrofahrzeuge mit erneuerbaren Energien geladen werden können. Ein weiteres mögliches Szenario ist, dass über eine Ortsnetzstation oder ein vermaschtes Verteilnetz die Übertragung auf die Niederspannungsebene übergeht. Diese Niederspannungsnetze können dann ganze Ortsteile oder einzelne Straßenzüge versorgen. In Teilnetz [B] ist ein gemischtes Szenario dargestellt, in dem Wohnhäuser sowie kleinere Industriebetriebe oder Bürogebäude angeschlossen sind. Auch hier ist wiederum ein Szenario vorgesehen, in dem Elektrofahrzeuge sowohl an den Wohnhäusern als auch im Bürogebäude geladen werden können. Szenario [D] zeigt ein Niederspannungsnetz, das ein reines Wohngebiet und die dort vorhandenen Ladesäulen mit Spannung versorgt. Des Weiteren können auch Parkplätze mit einem eigenen Netzübergabepunkt ein eigenes Niederspannungsteilnetz bilden. In einem solchen Parkhaus kann eine große Anzahl von Elektrofahrzeugen parallel geladen werden, wie in Teilnetz [C] dargestellt. Dies fasst die wichtigen Szenarien für diese Arbeit zusammen und beschreibt vereinfacht die Sicht auf ein Smart-Grid.

Der entscheidende Unterschied zwischen dem konventionellen Netz und einem intelligenten Netz wird auf der rechten Seite verdeutlicht. In Grün wird die Kommunikationsfähigkeit der einzelnen Komponenten des Smart-Grid untereinander bzw. gegenüber einer zentralen Instanz dargestellt. Diese Kommunikationsfähigkeit würde sich von der untersten Ebene in Häusern oder Industriebetrieben bis in die höheren Netzebenen erstrecken. Größere Industriebetriebe oder Verbraucher können direkt mit den höheren Ebenen kommunizieren, wie in Teilnetz [A] und [E] dargestellt. Im Fall kleinerer Verbraucher wie in Teilnetz [B] würden die einzelnen Häuser und Industriebetriebe z. B. mit einer informationstechnischen Instanz auf Niederspannungsebene kommunizieren. Die Netzabschnittsteuerung (NAS) kommuniziert diese Information an die nächsthöhere Hierarchieebene. Dies ist in Abbildung 2.2 verallgemeinert in Grün als Smart-Grid-IKT dargestellt. Ein Szenario zur Integration von Elektromobilität im Smart-Home und Smart-Grid-Kontext wurde unter anderem in [RLAS09] veröffentlicht. Zudem wird in dieser Veröffentlichung die

Möglichkeit eines hierarchischen Energiemanagements mit der Haushaltsebene sowie der Netzabschnittssteuerung diskutiert.

Eine bessere Vernetzung der einzelnen Hierarchieebenen und Verbraucher als zentraler Bestandteil des intelligenten Netzes der Zukunft ermöglicht einen effizienten Einsatz dezentraler Erzeuger und von erneuerbaren Energien, ohne dabei die Stromqualität zu reduzieren oder die Netzstabilität in den unteren Netzhierarchieebenen zu gefährden.

2.5 Erneuerbare Energien und dezentrale Erzeuger

Erneuerbar oder regenerativ genannte Energien sind Energieträger, die praktisch unerschöpflich sind oder sich gegenüber fossilen Energiequellen schnell erneuern [Qua15]. Sie spielen für die nachhaltige Energiepolitik und die Energiewende eine zentrale Rolle. Neben Solar- und Windenergie zählen auch Bioenergie, Wasserkraft, Erdwärme und Meeresenergie zu den erneuerbaren Energiequellen.

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien kommt es zunehmend zu dezentraler Stromerzeugung. Hierbei wird der Strom in der Regel von Mittel- oder Kleinkraftwerken in unmittelbarer oder in der näheren Umgebung der Verbraucher produziert. Ein klassisches Beispiel hierfür sind kleine bis mittelgroße Solar- und Windparks, wobei der Übergang zur zentralen Erzeugung bei größeren Anlagen fließend ist. Zum Teil sind die Anlagen zur Stromerzeugung in Form von Photovoltaikanlagen oder Blockheizkraftwerken direkt auf oder in Wohnhäusern installiert. Ein Verwendungszweck dieser Anlagen ist die Steigerung des Eigenverbrauchs und die daraus resultierende Verbesserung der Netz- und Marktintegration. Durch Zusammenschluss kleinerer Erzeuger und Verbraucher, die nicht ans öffentliche Stromnetz angeschlossen sind, können so auch sogenannte Inselnetze entstehen und so den Eigenbedarf aus dezentraler Erzeugung decken (vgl. [Sch15]). Alternativ kann im öffentlichen Netz die erzeugte Energie in das Stromnetz eingespeist werden, um eine Einspeisevergütung zu erwirtschaften. Dies ist z. B. in Deutschland im Rahmen

des Erneuerbare Energien Gesetz möglich. Der dezentral erzeugte Strom wird hierbei ins Mittel- und Niederspannungsnetz eingespeist und nicht wie bei zentraler Stromerzeugung ins Hochspannungsnetz.

Dezentrale Erzeuger können grundsätzlich in zwei Kategorien eingeteilt werden, die steuerbaren Erzeuger und die nicht steuerbaren Erzeuger. Während Blockheizkraftwerke die steuerbaren repräsentieren, zählen Windparks und Photovoltaikanlage zu den nicht steuerbaren dezentralen Erzeugern. Für diese Arbeit stehen die nicht steuerbaren dezentralen Erzeuger im Fokus. Durch Vorhersagemodelle kann ihre Stromerzeugung eine gewisse Zeit im Voraus ermittelt werden. Dies ermöglicht es, die Elektrofahrzeuge so einzuplanen, dass sie zu den Zeiten hoher Produktion geladen werden und das Laden unterbrochen wird, wenn wenig Strom produziert wird. Insbesondere wird dies an den Beispielen mit Photovoltaik und Windenergie untersucht. Ist die Photovoltaik-Anlage oder der Windpark z. B. Teil eines Firmenkomplexes, kann so auch der Eigenstromverbrauch erhöht werden.

Die Vorhersage der geplanten Erzeugung ist stark abhängig von den Wettervorhersagemodellen. So bedingt die Windgeschwindigkeit die Stromproduktion von Windkraftanlagen. Ebenso variiert die Stromproduktion von Solaranlagen in Abhängigkeit der Einstrahlungsdauer, der Intensität als auch der Einstrahlungswinkel der Sonnenstrahlen. Dies führt dazu, dass sich die Produktion aus erneuerbaren Energiequellen innerhalb kurzer Zeit stark ändern kann, bei Photovoltaikanlagen z. B. durch das Verdecken der Sonne durch Wolken. Mittels Wettervorhersagen können solche Fluktuationen prognostiziert und somit frühzeitig eingeplant werden, jedoch ist die Genauigkeit solcher Prognosen begrenzt. Dies kann zu Instabilitäten im Netz führen, die durch den geschickten Einsatz von flexiblen Lasten abgefangen werden können.

2.6 Energiemanagement für flexible Lasten

Flexible Lasten, wie sie z. B. Elektrofahrzeuge darstellen, können ihren Lastgang an das sich ändernde Angebot elektrischer Energie im zugehörigen Netzabschnitt anpassen. Durch Signale seitens des Netzbetreibers

oder der Energieversorger können so Engpässe abgefangen oder sogar vermieden werden. In Fällen einer Überproduktion kann diese zusätzliche Last abgenommen werden. Insbesondere wenn die Signale den aktuellen Zustand des Netzes widerspiegeln, können so die flexiblen Lasten eingesetzt werden, um das Netz zu stabilisieren und stabil zu halten.

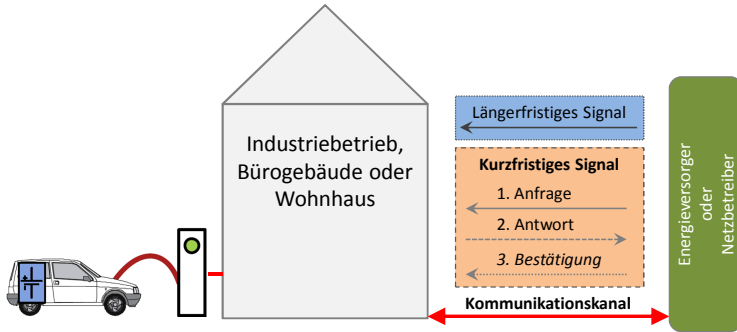


Abbildung 2.3: Längerfristige und kurzfristige Signale, angelehnt an [Mau12]

Externe Signale, die dazu verwendet werden können, wurden bereits in [AS11] und [All14] am Anwendungsfall eines Smart-Homes eingeführt. Diese sind im Folgenden auch für den Anwendungsfall mit Elektrofahrzeugen als flexible Lasten beschrieben und im weiteren Verlauf der Arbeit verwendet. In Abbildung 2.3 sind diese Signale für den Anwendungsfall mit mehreren Elektrofahrzeugen dargestellt. Grundsätzlich bietet es sich an, die Signale in längerfristige und kurzfristige Signale zu unterteilen. Bei längerfristigen Signalen wird ein zeitvariables Signal stets eine längerfristige Zeit im Voraus kommuniziert. Dies garantiert einen festgelegten Planungshorizont für das Energiemanagement. Ein solches Signal könnte z. B. die Kapazitätsgrenze für 24 Stunden im Voraus übermitteln, um so den Lastgang entsprechend anzupassen. Kurzfristige Signale werden nicht kontinuierlich zu einer festgelegten Zeit im Voraus kommuniziert. Ihre Aufgabe besteht darin, Besonderheiten wie z. B. kritische Zustände des Stromnetzes kurzfristig zu überbringen, mit dem Ziel, eine Verbesserung zu erwirken. Diese beiden Signaltypen werden in den folgenden Abschnitten genauer erläutert.

Längerfristige Signale

Bei diesen Signalen wird zwischen drei Gruppen unterschieden:

- Zeitvariabler Stromtarif.
- Zeitvariable Lastbegrenzungsfunktion.
- Kombination beider Tarife.

Durch fluktuierende Erzeugung sowie zeitlich variablen Verbrauch anderer Teilnehmer im Netzgebiet kann eine Situation entstehen, in der der Lastgang entsprechend der externen Signale angepasst werden muss. Dieser ist abhängig von der vorgegebenen Lastgrenze und dem zeitlichen Einplanungshorizont der flexiblen Verbraucher. In Abbildung 2.4 wird ein zeitlich variabler Stromtarif und eine zeitlich variable Lastgrenze dargestellt. Der einfachste Fall einer Kombination beider Signale ist das separate Senden beider Kurven, ohne dass eine Korrelation beiderseits vorausgesetzt wird. Der Anreiz der Signale besteht darin, den Lastgang so anzupassen, dass für den Verbraucher daraus ein Vorteil entsteht. Dies bedeutet, die flexiblen Lasten basierend auf einem variablen Strompreis im Zuge ihres Zeitfensters so einzuplanen, dass möglichst geringe Kosten entstehen. Das Zeitfenster ist in Abbildung 2.4 durch die frühestmögliche Startzeit t_a und die spätestmögliche Endzeit t_e , die als zeitliche Restriktionen gelten, markiert. Diese harten Restriktionen dürfen nicht überschritten werden. Allerdings darf die flexible Last innerhalb dieses Zeitraums in Abhängigkeit der technischen Vorgaben vom Energiemanagement flexibel eingeplant werden, um möglichst kosteneffizient zu agieren. Unabhängig von der aktuellen Strompreissituation kann es wegen fluktuierenden Erzeugern sowie zunehmender dezentraler Erzeuger auch auf Niederspannungsebene mittels eines Energiemanagements zu einer aktiven Anpassung von Verbrauch und Erzeugung kommen. Deshalb ist es sinnvoll, neben dem Strompreis ein weiteres externes Signal mit in das Energiemanagement einzubeziehen. Von der Netzseite ist eine Lastgrenze sinnvoll, um so gezielt Netzüberlastung zu verhindern. Diese getrennte Betrachtung der Signale bietet zwei Vorteile. Einerseits können so die Signale von verschiedenen Entitäten kommen. So kann z. B. der Preis vom

Energielieferanten und die Lastgrenze vom Netzbetreiber gesendet werden. Des Weiteren können so auch unterschiedliche Informationen in den einzelnen Signalen verarbeitet werden. Insbesondere können Netzinformationen unabhängig vom Strompreis übermittelt werden. Die Lastgrenze kann die tatsächliche physikalische Grenze des Netzübergabepunktes widerspiegeln oder z. B. die durch erneuerbare Energien produzierte Energie, die auf einen einzelnen Verbraucher heruntergebrochen wird.

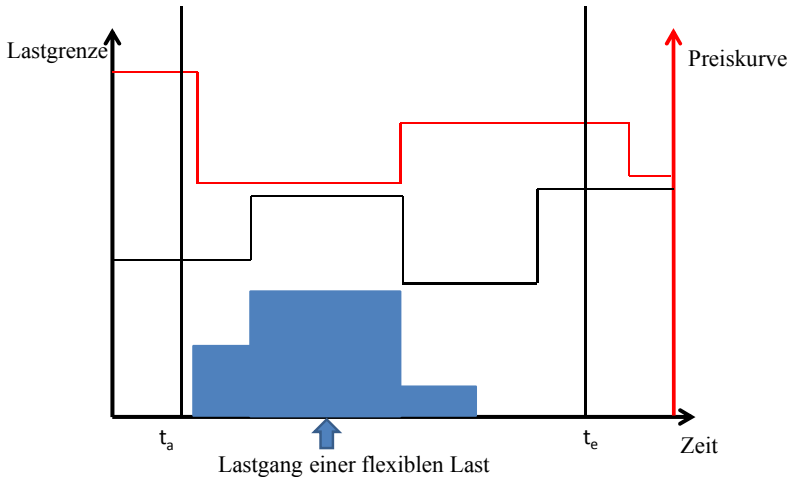


Abbildung 2.4: Beispiel eines kombinierten Signals aus Preis und Lastgrenze

Kurzfristige Signale

Diese Signale dienen dazu, die flexiblen Verbraucher dazu zu motivieren, ihren Verbrauch für einen bestimmten Zeitraum an die Gegebenheiten anzupassen. Zunächst muss von Markt- bzw. Netzseite kommuniziert werden, in wieweit Last verschoben bzw. aufgenommen werden soll. In beiden Fällen muss geantwortet werden, in welchem Maß die Anforderungen erfüllt werden können. Dies wird an den Sender des Signals, d. h. Stromanbieter oder Netzbetreiber, kommuniziert. Dieser erteilt eine

Bestätigung, dass er die kommunizierte Änderung im Lastgang annimmt. Die auf diese Art entstandene Dreibegekommunikation ist in Abbildung 2.3 dargestellt.

Eine solche Kommunikationsschnittstelle sowie die Möglichkeit der Übertragung dieser Signale erleichtern das im Folgenden dargestellte Demand-Side-Management.

2.7 Demand-Side-Management

Der Begriff Demand-Side-Management wurde in den 70er-Jahren geprägt und bezeichnet Ansätze zur Beeinflussung des Energiemarktes auf der Nachfrageseite (vgl. [Eto96]). Der Verbrauch der Kunden soll in Zeit oder Menge geändert werden. Hierbei werden die Veränderungen vom Netzbetreiber oder der Regierung veranlasst (vgl. [Riv05]). Meist beanspruchen Energieanbieter diese Maßnahmen, um eine bessere Planbarkeit bzw. Kontrollierbarkeit des Verbrauchs zu erhalten. Mit diesem Wissen werden nicht nur die Verbrauchsprognosen und die daran gekoppelte Kraftwerkseinsatzplanung verbessert. Darüber hinaus können auch Investitionen in neue Kraftwerke vermieden werden. Netzseitig kann so zudem der Netzausbau zeitlich verschoben oder ganz vermieden werden (vgl. [Gel85]). Für die Kunden bietet dies meist die Möglichkeit, die Stromkosten durch direkte oder indirekte Verbrauchsreduktion zu senken. Des Weiteren können neben finanziellen Gesichtspunkten auch ideelle Gründe wie die Reduktion des CO_2 -Ausstoßes einen Anreiz zur Teilnahme darstellen. Zunehmend benutzen auch Regierungen diese Programme, um politische Zielsetzungen zu erreichen. Beispielsweise wurde in Bezug auf die Energiewende die Einspeisevergütung zur Förderung erneuerbarer Energien von der Bundesregierung eingeführt. Grundsätzlich können die Demand-Side-Management-Werkzeuge der Energieanbieter durch die in [Eto96] vorgestellten Kategorien unterteilt werden, welche im Folgenden aufgelistet sind.

- Allgemeine Informationen zu Energieeinsparpotenzialen
- Technische Überprüfung und Empfehlungen beim Kunden

- Finanzielle Unterstützung bei der Anschaffung energieeffizienter Komponenten
- Kostenlose Installation energieeffizienter Komponenten
- Leistungsverträge
- Lastkontrolle bzw. -verschiebung
- Variable Stromtarife

Diese Differenzierung stammt aus den Programmen der US-amerikanischen Energieversorger. Sie ist jedoch ohne Einschränkung auch auf Deutschland übertragbar. Diese Programme werden nicht nur im Energiemarkt, sondern auch in der Versorgung mit anderen Energieformen wie z. B. im Gasmarkt verwendet [Riv05]. In dieser Arbeit sind jedoch nur die energiemarktbezogenen Programme von Interesse.

Die ersten fünf Maßnahmen streben eine dauerhafte Senkung des Verbrauchs oder ein effektiveres Ergebnis mit der konstant gehaltenen Menge an eingesetzter Energie an. Die letzten beiden Programme werden auch in dieser Arbeit in den Szenarien betrachtet und werden als gesonderter Teil von Demand-Side-Management, den sogenannten Demand-Response-Programmen, betrachtet.

2.7.1 Demand-Response

2.7.1.1 Definitionen

Die Definition von Demand-Response (DR), die in dieser Arbeit verwendet wird, orientiert sich an der Definition des US-amerikanischen Energieministeriums:

„Änderungen im Stromverbrauch der Endkunden im Vergleich zu ihrem normalen Verhaltensmuster als Reaktion auf Änderungen im Strompreis über die Zeit oder auf finanzielle Anreize, entwickelt

um den Stromverbrauch in Zeiten hoher Großhandelsmarktpreise oder bei Gefährdung der Betriebssicherheit zu senken [U.S06]¹.“

Die wichtigen Charakteristika, die auch in dieser Arbeit verwendet werden, sind zum einen die Änderung des Stromverbrauchs im Vergleich zum geplanten Verhalten, zum anderen die Reaktion auf zeitlich veränderliche Preisprofile sowie Anreize zur Laständerung. Der einzige Nachteil dieser Definition ist, dass sie nur Laständerungen in eine Richtung abdeckt. Diese Einschränkung soll in dieser Arbeit nicht gelten, es werden sowohl Lastsenkungen als auch Lasterhöhungen betrachtet. Dies kann vor allem dann nützlich sein, wenn auf Seiten der Erzeuger eine Überproduktion herrscht. Die Definition erwähnt zwei Arten von Anreizen für Demand-Response-Szenarien, Änderungen im Strompreis sowie finanzielle Anreize, um den Verbrauch anzupassen. Diese Anreize sollen im weiteren Verlauf jedoch nicht auf finanzielle Anreize beschränkt bleiben, da auch z. B. umweltschutztechnische Gründe eine Rolle spielen können. Für diese Arbeit sind zwei Arten von Demand-Response-Szenarien von Interesse, welche im Folgenden beschrieben werden.

2.7.1.2 Preisbasierte Demand-Response-Szenarien

Die Grundidee beim preisbasierten Demand-Response-Szenario ist, den Preis pro kWh variabel zu gestalten mit dem Ziel, den Kunden zu einer Änderung im Stromverbrauch zu motivieren. So wird im Idealfall durch eine Erhöhung des Preises eine hohe Nachfrage in Fällen geringer Produktion reduziert. Umgekehrt kann in Niedriglastzeiten und hoher Produktion durch einen niedrigeren Preis die Nachfrage gesteigert werden. Es gibt verschiedene Ansätze, solche zeitlich variablen Preise zu gestalten. Drei dieser Ansätze werden in [U.S06] aufgeführt. Diese drei werden auch in [Riv05] ausführlicher beschrieben:

¹ „Changes in electric usage by end-use customers from their normal consumption patterns in response to changes in the price of electricity over time, or to incentive payments designed to induce lower electricity use at times of high wholesale market prices or when system reliability is jeopardized.“

- **Real-Time-Pricing:** Dies bezeichnet einen Tarif, bei dem sich stündlich oder in kürzeren Zeiträumen der Preis ändert, abhängig vom realen Preis an der Strombörse. Der Kunde erfährt den Preis erst einen Tag im Voraus oder teilweise erst eine Stunde im Voraus. Dies bietet vor allem in Zeiten der Überproduktion die Chance, günstig Energie zu beziehen und gestattet eine kurzfristige Anpassung der Last an die Situation der Strombörse.
- **Time-of-Use:** Die Time-of-Use-Tarife stufen Preise für die Nutzung zu verschiedenen Zeitintervallen unterschiedlich ein. Sie reflektieren die mittleren Kosten der Erzeugung in diesem Zeitraum und variieren mit dem geplanten Verbrauch, z. B. von Haushalten. Sie variieren darüber hinaus auch saisonal oder je Wochentag oder Tagesart. Dies bietet die Möglichkeit, wiederkehrende und vorhersehbare Spitzenlasten zu reduzieren. Beispielsweise wird bei Haushalten der Preis zur Mittagzeit und zu den Abendstunden erhöht, wenn standardmäßig der höchste Verbrauch ist, während er zu Nachtzeiten gesenkt wird, um zu reflektieren, dass zu diesen Zeiten der Verbrauch üblicherweise absinkt. Saisonal bedingt könnte auch an heißen Sommertagen der Preis erhöht werden, wenn damit zu rechnen ist, dass viele Klimaanlage betrieben werden.
- **Critical-Peak-Pricing:** Dieser Tarif berücksichtigt sogenannte kritische Lastspitzen, d. h. einen vorgegebenen hohen Energieverbrauch. Sie stellen eine gesonderte Art von Time-of-Use-Tarifen dar und treten oft in Kombination mit den üblichen tagesbasierten Time-of-Use-Tarifen auf. So werden mit recht kurzer Vorlaufzeit zu einer vorher festgelegten Anzahl an Tagen oder Stunden pro Jahr diese Tarife auf den Time-of-Use-Preis aufgeschlagen, um diese Lastspitzen zu vermeiden oder zumindest zu reduzieren.

Die Stromkosten für die meisten Haushaltskunden in Deutschland setzen sich aus zwei Tarifbestandteilen zusammen: Dem Bereitstellungs- und Verrechnungspreis, der als Grundgebühr für die Bereitstellung der Versorgung sowie der Kosten aus Messung, Abrechnung usw. anfällt, und dem Arbeitspreis, der pro konsumierter Kilowattstunde berechnet wird. Der Arbeitspreis kann zeitabhängig ausfallen.

2.7.1.3 Kapazitätsbasierte Demand-Response-Szenarien

Mittels dieser Art von Demand-Response-Szenario haben nun auch Energiemarktteilnehmer, die keine Strompreise festlegen, die Möglichkeit, Anreize für eine Lastverschiebung anzubieten. Gerade Netzbetreiber oder die zukünftige Marktrolle eines Demand-Response-Aggregators bieten sich für diese Methode an. Beispielsweise können so Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber gewünschte Laständerungen entlohnen. Diese Art von Anreizen werden nur dann vergeben, wenn im Netz eine kritische Situation wie z. B. das Erreichen der Netzgrenze entsteht. In diesem Zusammenhang spricht die Bundesnetzagentur in [Bun11] von einer Kapazitätsampel und ihren drei Phasen:

- **Grün:** Die Kapazitätsgrenze des Netzes ist nicht erreicht. Es ist keine Lastbeeinflussung nötig, alle Marktteilnehmer und Verbraucher können so agieren wie gewünscht.
- **Gelb:** In diesem Übergangsbereich benötigt die Netzkapazität erhöhte Aufmerksamkeit, um nicht in die rote Phase zu kommen. Die Auslastung kommt der Netzgrenze gefährlich nahe und der Netzbetreiber handelt, um das Netz stabil zu halten, indem er die Marktteilnehmer und Verbraucher auf eventuell zu steuernde Eingriffe seinerseits hinweist. Der Netzbetreiber hat hier die Möglichkeit, kapazitätsbasierte Demand-Response-Programme zur Erwirkung von Lastverschiebungen zu nutzen.
- **Rot:** In dieser kritischen Phase ist die Kapazitätsgrenze des Netzes erreicht oder überschritten. Der Netzbetreiber bedient sich der zwangsweisen Abschaltung und reduziert den Verbrauch einzelner Verbraucher oder trennt sie komplett vom Netz, um die Stabilität wieder herzustellen.

Die gelbe Phase bietet sich für das kapazitätsbasierte Demand-Response-Programm an, da hier die Hauptmotivation ist, das Netz zu stabilisieren und die rote Ampelphase zu vermeiden. In dieser Phase kann der Netzbetreiber Anreize bieten, damit die Verbraucher ohne zwangsweise Abschaltung ihren Verbrauch anpassen und so das Netz stabil gehalten wird. Dem Verbraucher bietet dies auch die Möglichkeit, auf diese Weise nur so

viel Energie zu reduzieren oder aufzunehmen, wie er zu diesem Zeitpunkt kann, ohne sein Verhalten signifikant einschränken zu müssen.

2.7.2 Lastmanagement

Das Lastmanagement ist eine Möglichkeit der nachfragebasierten Steuerung. Anders als bei Demand-Side-Management und Demand-Response-Programmen geht es aber nicht um die Anreize, sondern um den konkreten Vorgang der Laständerung bzw. Lastverschiebung.

In der Literatur gibt es bereits verschiedene Techniken, die zu einer Laständerung führen. Diese werden auch als Lastmanagement-Techniken bezeichnet (vgl. [Bel00]) und sollen im Folgenden dargestellt und erläutert werden.

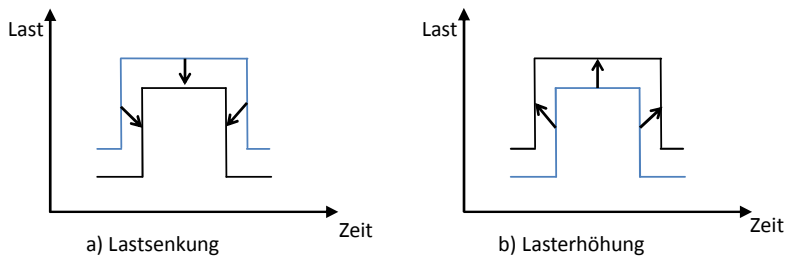


Abbildung 2.5: Langfristige Lastmanagementtechniken, angelehnt an [Bel00]

Die wohl am häufigsten verwendete nachfrageseitige Steuerung ist die Lastsenkung (vgl. Abbildung 2.5 a)). Ihr Zweck ist, die Last global und über einen längeren Zeitraum geringer zu halten. Dies führt auf Stromerzeugungsseite zu einem geringeren Einsatz an Energieträgern.

Im Gegensatz dazu stellt die zweite Steuerung, die Lasterhöhung (vgl. Abbildung 2.5 b)), eine zusätzliche Lastaufnahme global und über einen längeren Zeitraum dar. Eine solche Steigerung kann insbesondere dann sinnvoll sein, wenn mit starken Einbrüchen der Last, eines sogenannten

Tals, gerechnet wird. Im Falle des Auftretens einer sehr hohen kumulierten Last, einer Spitzenlast, wird situationsbezogen die Last gesenkt, um dies auszugleichen. Bei fehlendem Ausgleich kann die Qualität des Stroms hinsichtlich Frequenz und Spannung stark beeinträchtigt und somit können die Stromnetze stark belastet werden (vgl. [HDS13]).

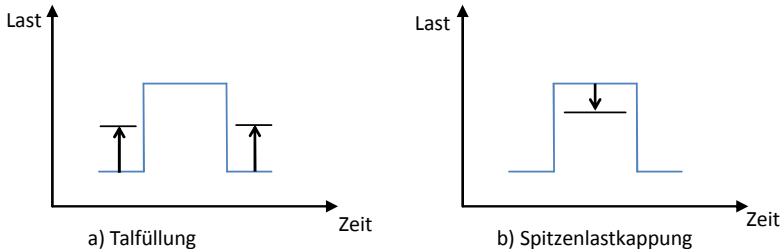


Abbildung 2.6: Situationsabhängige Lastmanagementtechniken, angelehnt an [Bel00]

Einer solchen Talbildung kann mit der Talfüllung entgegengewirkt werden. Sie stellt eine situationsabhängige Lasterhöhung dar und wird eingesetzt, um die Last in den entsprechend tiefen Zeiten zu erhöhen und so ein ausgeglicheneres Lastprofil zu erzeugen (vgl. Abbildung 2.6 a)). Eine Möglichkeit ist das Zuschalten von weiteren Lasten oder die Aufnahme von eventuellen Überkapazitäten der Stromerzeugung in Speichern.

Das Ziel der komplementären Laststeuerungstechnik, der Spitzenlastkappung (vgl. Abbildung 2.6 b)), ist es, das Ausbilden von Spitzenlasten und den daraus resultierenden Einsatz von Spitzenlastkraftwerken zu vermeiden. Solche Spitzenlasten entstehen z. B. tages- oder jahreszeitabhängig und stellen ebenfalls hohe Anforderungen an das Stromnetz sowie die Erzeuger dar. Um die anfallende Last zu bedienen, werden die Spitzenlastkraftwerke, meist Gasturbinen- oder Pumpspeicherkraftwerke, in Betrieb genommen. Für die Versorgungssicherheit sind sie essentiell notwendig, auch wenn sie teilweise nur wenige Stunden am Tag oder sogar im Jahr benötigt werden. Dadurch werden aber hohe Kosten verursacht, da ihre Investitions- sowie die laufenden Betriebskosten auch in außerbetrieblichen Zeiten anfallen und sie diese nur in den kurzen Betriebszeiträumen

erwirtschaften können. Durch Anreize zur Senkung dieser Spitzenlast kann der weitere Ausbau dieser Kapazitäten vermieden und somit Kosten eingespart werden. Einen solchen Anreiz stellen z. B. variable Stromtarife nach dem Modell des Critical-Peak-Pricings dar (vgl. [Riv05]).

Talfüllung und Spitzenlastkappung werden wegen ihres situationsbezogenen Einsatzes zusammengefasst als situationsabhängige Lastmanagement-Techniken bezeichnet.

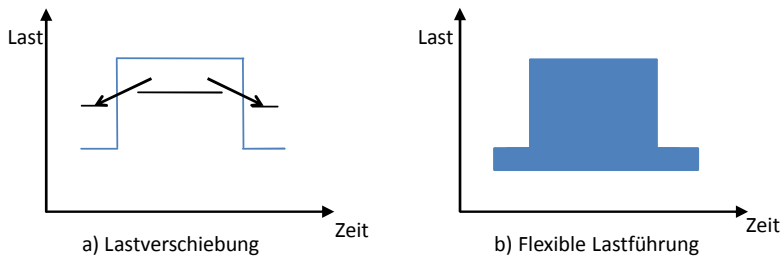


Abbildung 2.7: Kombinierte Lastmanagementtechniken, angelehnt an [Bel00]

Resultierend aus der Kombination der bisher vorgestellten Techniken entsteht die sogenannte Lastverschiebung (vgl. Abbildung 2.7 a)). Sie kann ganz gezielt als Verknüpfung von Spitzenlastkappung und Talfüllung verwendet werden, um ein insgesamt geglättetes Lastprofil zu erzeugen. Ein solches Szenario bietet sich insbesondere dann an, wenn flexible Lasten zur Verfügung stehen, die zu Spitzenlastzeiten ausgeschaltet werden können und ihre Last dann zur Talfüllung zu den entsprechenden Zeiten aufnehmen. Dies kann vor allem für Kunden interessant sein, die in Abhängigkeit der Höhe ihrer höchsten Jahreslast zusätzliche Gebühren entrichten müssen. Die letzte dargestellte Technik der flexiblen Lastführung (vgl. Abbildung 2.7 b)) wird mit der zunehmenden Verbreitung volatiler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien immer wichtiger. Hierbei wird eine variable Lastkurve angegeben, an die sich die flexiblen Lasten anpassen müssen. So ist es z. B. möglich, den Bedarf vollständig aus der produzierten erneuerbaren Energie zu decken.

Abschließend lässt sich zusammenfassen, dass Lastmanagement eine Möglichkeit darstellt, bestimmte Veränderungen in der Last zu erreichen. Gegenstand dieser Arbeit ist der Einsatz von Demand-Response-Ereignissen und des damit einhergehenden Lastmanagements in einem Lademanagement für Gruppen bzw. Flotten von Elektrofahrzeugen.

Kapitel 3

Ladeprozess von Elektrofahrzeugen

Ein zentraler Punkt bei der Nutzung von Elektrofahrzeugen ist der Ladevorgang. Um das Laden möglichst automatisiert zu gestalten, werden Kommunikationsprotokolle zwischen den einzelnen Akteuren definiert. Diese Kommunikationsprotokolle ermöglichen die Erhebung, Übermittlung und Verarbeitung energierelevanter Mehrwertinformationen. Hinzu kommt die Übermittlung laderelevanter Fahrzeugdaten mit dem Ziel, das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen zu unterstützen. Diese gezielte Steuerung durch externe Systeme ermöglicht erst den Einsatz von Elektrofahrzeugen als flexible Lasten, die so zur Stabilisierung des Energienetzes beitragen. Darüber hinaus können die Fahrzeuge so gesteuert werden, dass sie auf vorgegebene Lastgrenzen und Preissignale reagieren und so kostenoptimal laden. Dies sind die Grundanforderungen für ein gezieltes Lademanagement. Im Folgenden werden zunächst die für diese Arbeit wichtigsten Akteure definiert, die am Ladevorgang beteiligt sind. Anschließend werden die Kommunikationsprotokolle beschrieben, die in dieser Arbeit für das gesteuerte Laden ausgewählt wurden. Zum Abschluss werden die möglichen Ladeorte und Einsatzgebiete von Elektrofahrzeugen beschrieben.

3.1 Akteure des Ladevorgangs

Beim Ladevorgang von Elektrofahrzeugen sind grundsätzlich drei Akteure involviert, die im Folgenden beschrieben werden.

Elektrofahrzeug

Die Definition eines Elektrofahrzeugs (engl. Electric Vehicle (EV)), die in dieser Arbeit verwendet wird, orientiert sich an der Definition von Elektromobilität der Bundesregierung [Bun15a]. Nach dieser gilt ein Fahrzeug genau dann als Elektrofahrzeug, wenn es mittels eines Elektromotors angetrieben wird, es extern geladen werden kann und somit seinen Energiebedarf überwiegend aus dem Stromnetz deckt. Dies schließt sowohl Fahrzeuge ein, die rein elektrisch angetrieben werden als auch Hybridfahrzeuge. Darüber hinaus zählen auch extern aufladbare Fahrzeuge mit Range Extender, d. h. Fahrzeuge, die von einer Kombination von Verbrennungs- und Elektromotor angetrieben werden, zu dieser Kategorie. Da sich diese Arbeit mit dem Lademanagement an dedizierten Ladesäulen befasst, ist der Aspekt, dass die Elektrofahrzeuge extern aufladbar sein müssen, besonders wichtig. Während des Ladevorgangs gilt es, gewisse Eigenschaften des Fahrzeugs zu berücksichtigen. Diese können je nach Hersteller und Modell variieren. Von besonderem Interesse für diese Arbeit sind hierbei die minimale Ladeleistung, die maximale Ladeleistung und die Batteriekapazität des Fahrzeugs. Die minimale und maximale Ladeleistung werden in der Einheit Watt [W] notiert und geben die Grenzen des Ladebereichs an. Die minimale Ladeleistung spezifiziert, welche Leistung mindestens zu Verfügung gestellt werden muss, damit das Fahrzeug laden kann und die maximale Ladeleistung, welche Leistung es höchstens zur Ladung ziehen kann. Bei einer Unterschreitung der unteren Grenze beginnt das Fahrzeug nicht zu laden, während bei einer Überschreitung der oberen Grenze das Fahrzeug mit der ihm möglichen maximalen Leistung lädt. Die Batteriekapazität beschreibt die maximale Energiemenge, die in der Fahrzeugbatterie gespeichert werden kann und wird in der Einheit Kilowattstunden [kWh] angegeben.

Ladesäule

Eine Ladesäule (engl. Electric Vehicle Supply Equipment (EVSE)) ist eine Hardware-Einheit, an der ein Elektrofahrzeug seine Batterie aufladen kann. Hierbei wird nicht unterschieden, ob die Ladesäule öffentlich

zugänglich ist oder nicht, d. h. ob das Laden im öffentlichen oder privaten Bereich stattfindet. Basierend auf der Art, wie Ladesäulen Fahrzeuge laden, wird zwischen Wechsel- oder Gleichstromladesäulen unterschieden. An Wechselstromladesäulen wird entsprechend des Namens die Batterie mit Wechselstrom (AC) und an Gleichstromladesäulen (DC) mit Gleichstrom geladen. [ITW15] Für das Laden eines Elektrofahrzeuges ist stets eine Umwandlung von Wechsel- in Gleichstrom notwendig, da die Batterie zum Laden Gleichstrom benötigt. Prinzipiell gibt es zwei Möglichkeiten, den dreiphasigen Wechselstrom aus dem Netz dem Fahrzeug zur Verfügung zu stellen. Zum einen kann dieser bei Wechselstromladesäulen ohne vorherige Umwandlung von der Ladesäule an das Fahrzeug weitergegeben werden und der im Fahrzeug eingebaute AC-DC-Umwandler konvertiert den weitergeleiteten Wechselstrom in Gleichstrom. Die Ladung wird als Laden mit Wechselstrom bezeichnet. Die zweite Möglichkeit ist, die AC-DC-Konvertierung innerhalb der Ladesäule vorzunehmen. Diese Gleichstromladesäulen stellen direkt Gleichstrom für das Fahrzeug zur Verfügung und machen insbesondere eine AC-DC-Umwandlung im Fahrzeug überflüssig. Gleichstromladesäulen ermöglichen zwar durch die Verwendung von Gleichstrom im Allgemeinen kürzere Ladezeiten, sind aber in der Anschaffung durch die AC-DC-Konvertierung teurer als Wechselstromladesäulen. Die Ladezeiten variieren zwar abhängig von Steckertyp des Ladekabels und dem Netzanschluss, liegen jedoch durchschnittlich bei Gleichstromladesäulen niedriger. Der hohe Preis wird nur gerechtfertigt, wenn eine schnellere Ladung realisiert werden soll, wie es z. B. auf Autobahnraststätten der Fall sein kann. Dies widerspricht der Übermittlung eines Ladeplans zur Reduktion der bezogenen Leistung oder der Verschiebung der gewünschten Last. Um solche Ladesäulen möglichst zweckmäßig einzusetzen, sollte ihnen ausreichend Kapazität zur Verfügung gestellt werden, um eine möglichst schnelle Ladung mit maximaler Leistung zu erlauben. Für den Einsatz in einem Parkhaus, einem Fuhrpark oder ähnlichen Szenarien, bei denen ein Netzanschlusspunkt mit beschränkter Kapazität zu berücksichtigen ist, sind daher Wechselstromladesäulen preiswerter und besser geeignet.[Joh13] Deshalb fokussiert diese Arbeit sich auf das Laden mit Wechselstrom.

Analog zu den Begrenzungen der Ladeleistung beim Fahrzeug haben Ladesäulen eine minimale und maximale Ladeleistung, die ebenfalls nicht

unter- bzw. überschritten werden dürfen. Zudem ist die Ladesäule mit einer Schaltschütze versehen, die es erlaubt, elektrische Leistung ein- und auszuschalten. [ITW15]

Über das reine Laden hinaus ermöglicht die Ladesäule eine Kommunikation mit dem Fahrzeug und stellt somit die Verbindung zwischen Fahrzeugen und einem Backendsystem dar. Dies macht sie insbesondere im Zusammenhang mit Ladeprotokollen zu einem wichtigen Akteur bei einem Ladevorgang.

Lademanagement

Während es bei Fahrzeugen und Ladesäulen möglich ist, die Aufgaben eindeutig zu spezifizieren, ist dies bei einem Backendsystem, welches mit diesen beiden Akteuren kommuniziert, wegen der vielfältigen Möglichkeiten nicht klar abzugrenzen. Je nach Aufgabe kann die Bezeichnung eines solchen Systems unterschiedlich sein. Da sowohl Name als auch Kommunikation stets von den Verwendungszwecken abhängen, wird in diesem Zusammenhang das Backendsystem als Lademanagement bezeichnet. Das Lademanagement regelt die Kommunikation zur Ladesäule, um der Erfüllung der im Folgenden aufgeführten Aufgaben nachzukommen.

Die erste Aufgabe besteht in der Autorisierung, d. h. der Überprüfung, ob ein Fahrzeug berechtigt ist, an der gewünschten Ladesäule zu laden. Bei einer negativen Entscheidung wird das Fahrzeug abgelehnt. Ist das Fahrzeug berechtigt, sollen während des Ladevorgangs Daten zur Lademenge für die spätere Abrechnung übermittelt und gespeichert werden, so dass sie einem konkreten Ladevorgang eines Benutzers zugeordnet werden können. Hierzu muss regelmäßig die Kommunikation zur Ladesäule überwacht werden, um deren stetige Erreichbarkeit zu gewährleisten. Im Falle der Nichterreichbarkeit einer Ladesäule oder beim Auftreten eines anderen Fehlverhaltens, welches zu eingeschränkter Funktionalität führt, ist es Aufgabe des Lademanagements, dies an die verantwortliche Stelle zu kommunizieren und eine Reparatur zu veranlassen.

Diese Aufgaben werden als Grundvoraussetzung angesehen und werden in dieser Arbeit nicht näher betrachtet. Die eigentliche Funktion, auf der der

Fokus dieser Arbeit liegt, ist das Erzeugen von Ladeplänen für die entsprechenden Ladevorgänge. Die Ladepläne berücksichtigen unter anderem die technischen Eigenschaften der Ladesäulen und Fahrzeuge. Darüber hinaus werden diese Pläne auch in Bezug auf Kosten und andere Parameter optimiert, wie z. B. die Grenze der zur Verfügung stehenden Netzkapazität. In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass die Ladesäulen nicht selbst auf die Einhaltung dieser Grenze achten können und so auf Anweisungen des Lademanagements angewiesen sind. In manchen Szenarien teilen sich mehrere Ladesäulen einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt. Diese Kapazität gilt es, zwischen den Ladesäulen aufzuteilen. Da die Ladesäulen im Allgemeinen nicht untereinander kommunizieren, übernimmt das Lademanagement diese Verteilung. Rudimentäre Lösungsansätze hierfür, wie z. B. „first come, first serve“ oder das gleichmäßige Aufteilen der Ladung auf alle Ladesäulen, existieren bereits. Der erste Ansatz bedeutet, dass die Fahrzeuge nach Ankunftszeit mit der maximalen Leistung geladen werden, die sie beziehen können, bis die Lastgrenze erreicht ist. Anschließend ankommende Fahrzeuge können dann nicht mehr geladen werden. Die Nachteile des gleichmäßigen Aufteilens sind unter anderem, dass die Länge der Standzeiten, Preiskurven und Kundenpräferenzen nicht berücksichtigt werden. In dieser Arbeit wird deshalb ein Ansatz vorgestellt, der diese Parameter mit berücksichtigt. Des Weiteren ermöglicht die Kommunikation mit der Ladesäule die Übermittlung von Ladeplänen an die Ladesäule nicht nur zu Beginn, sondern auch während des Ladevorgangs. Auf diese Weise können Ladevorgänge auch während eines Ladevorgangs flexibel angepasst werden. Das Lademanagement kann so auf unvorhergesehene Änderungen reagieren. Durch geschicktes Verschieben oder Umplanung von Ladevorgängen können so z. B. unerwartete Erzeugungsspitzen in der produzierten Windenergie genutzt werden.

3.2 Protokolle und Kommunikation

Im Rahmen der Elektromobilität gibt es verschiedene Protokolle, die sich sowohl mit der Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladesäule als auch mit der Kommunikation zwischen Ladesäule und Backendsystem

befassen. Die Protokolle, die hinsichtlich ihrer Funktionalität und Möglichkeiten Einfluss auf diese Arbeit haben, sollen im Folgenden betrachtet werden. Neben der Funktionalität spielt beim Auswahlprozess außerdem noch die Möglichkeit zum Laden mit Wechselstrom sowie die ausreichende Verbreitung und Standardisierung eine entscheidende Rolle. Ziel ist es, eine möglichst realitätsnahe Kommunikation der einzelnen Akteure darzustellen, die in Zukunft in vielen Szenarien Relevanz hat und so das Lademanagement in die Szenarien angebunden werden kann.

Die ausgewählten Protokolle wurden unter anderem bereits in der Masterarbeit [Sol14] detailliert analysiert und untersucht. Die nachfolgende Zusammenfassung orientiert sich an dieser Beschreibung und fasst die für diese Arbeit wichtigsten Aspekte zusammen. Eine ausführliche Beschreibung kann dort entsprechend nachgeschlagen werden.

3.2.1 Mode 3 der Norm IEC 61851-1

Die Norm IEC 61851-1 [IEC10] stellt die Minimalanforderungen für das sichere Laden von Elektrofahrzeugen zur Verfügung und spezifiziert dazu insgesamt vier Lademodi. Mode 1 und Mode 2 ermöglichen das Laden eines Elektrofahrzeugs an einer Standard-Haushaltssteckdose, Mode 3 das Laden an dedizierten Ladesäulen und Mode 4 das Laden an Gleichstrom-Ladesäulen. In Mode 1 wird mit bis zu 16 A ein- bzw. dreiphasig und in Mode 2 mit bis zu 32 A ein- bzw. dreiphasig geladen. Für das Laden an dedizierten Ladesäulen in Mode 3 wird eine spezielle Steckvorrichtung benötigt, die das Laden an Ladesäulen erlaubt. Diese Steckvorrichtungen sind im Zuge der Norm IEC 62196 in verschiedene Stecker-Typen unterteilt. Der Typ-2-Stecker dieser Norm wurde im Januar 2013 als europäische Norm vorgeschlagen [IEC16] [Men13]. Konkret ermöglicht dieser das ein- bzw. dreiphasige Laden mit Wechselstrom bis zu 63 A [KH12], während in Mode 3 die Ladung auf maximal 250 A mit bis zu drei Phasen begrenzt ist. Bei den ersten drei Modi ist das Ladegerät im Fahrzeug integriert, hingegen ist bei Mode 4 das Ladegerät in der Ladesäule eingebaut und das Kabel ist fest mit der Ladeinfrastruktur verbunden [RSRW11] [Men11]. Diese IEC 61851 Standards stellen in Europa die am weitesten verbreiteten Spezifikationen zur Kommunikation zwischen

Fahrzeug und Ladesäule dar. Dabei ist zu erwähnen, dass von diesen vier beschriebenen Lademodi die meisten Fahrzeuge mit Mode 3 in Kombination mit Typ-2-Steckvorrichtung geladen werden. Diese Kombination legt so die maximale Stromstärke und somit die maximale Grenze für das Laden mit dieser Kombination auf 63 A fest [KH12]. Für einen solchen Ladevorgang in Mode 3 definiert IEC 61851 ein Low-Level-Protokoll zur Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladesäule. Dabei definiert es selbst keine digitale Kommunikation, stellt aber die Möglichkeit dar, als Grundlage für eine solche zu dienen. Dies ist insbesondere wichtig, da es dadurch anderen Protokollen wie z. B. ISO/IEC 15118 ermöglicht, auf Mode 3 aufzusetzen. Die Kommunikation und somit die Signalisierung zwischen Ladesäule und Fahrzeug in Mode 3 erfolgt durch Amplituden- und Pulsweitenmodulation. Dies ermöglicht die Übermittlung des Verbindungsstatus sowie die Ermittlung der erlaubten Stromstärke. Weitere Möglichkeiten wie z. B. das Übermitteln eines vorgegebenen Ladeplans an das Fahrzeug benötigen zusätzliche digitale Kommunikation.

3.2.2 ISO/IEC 15118

Die Norm ISO/IEC 15118 „Road Vehicles - Vehicle-to-Grid Communication Interface“ hat das Ziel, die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladesäule zu standardisieren. Mittels digitaler Kommunikation bietet dieser achteilige Standard Funktionalitäten an, welche weit mehr Möglichkeiten bieten wie sie z. B. in Mode 3 ausführbar sind. Seit April 2013 ist Teil 1, welcher sich mit den Anwendungsszenarien befasst, ein internationaler Standard. Ein Jahr später, im April 2014, wurde Teil 2 zum internationalen Standard. Dieser beschreibt die Spezifikationen für die Protokolle zur Kommunikation zwischen dem sog. Communication Controller of Electric Vehicle (ECSE) des Elektrofahrzeugs und dem sog. Communication Controller of Supply Equipment (CCSE) der Ladesäule. Der dritte Teil ist seit Mai 2015 ein Standard und befasst sich mit der physikalischen Kommunikation, welche mithilfe von Powerline Communication realisiert werden soll. Bei dieser Kommunikation werden die Daten parallel zum Strom über das Stromkabel übermittelt [ele15]. Die nächsten beiden Teile, Teile 4 und 5, befinden sich noch in Bearbeitung

und befassen sich mit Konformitätstests zur Überprüfung des Protokolls hinsichtlich der korrekten Implementierung. Die Teile 1-3 beschreiben das konduktive Laden, also das leitungsgebundene Laden. Das Laden ohne Kabel, das sogenannte induktive Laden, wird in den Teilen 6-8 spezifiziert. Die Arbeit der letzten drei Teile soll die Teile 1-3 so anpassen, dass ein induktiver Ladevorgang realisiert werden kann [Mül13a].

Wichtig für diese Arbeit ist vor allem Teil 2 der Norm, der sich mit dem konduktiven Laden befasst, da in diesem Dokument die relevanten Nachrichten, Datenformate und Parameter definiert werden, welche zwischen Elektroauto und Ladestation ausgetauscht werden. Die darin enthaltenen energierelevanten Mehrwertinformationen sowie die Möglichkeit zur Übermittlung eines Ladeplans an das Fahrzeug ermöglichen erst ein umfassendes intelligentes Lademanagement.

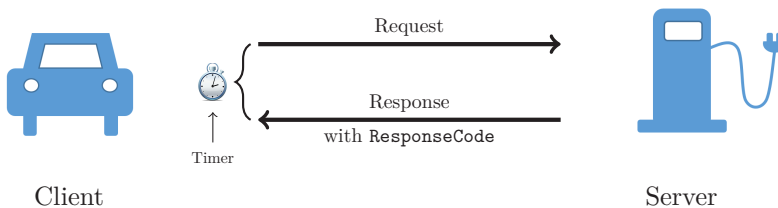


Abbildung 3.1: Kommunikationsschema von ISO/IEC 15118, in Anlehnung an [Sol14]

Die in Teil 2 spezifizierte Kommunikation wird stets vom Fahrzeug (Client) durch eine Anfrage (Request) an die Ladesäule (Server) initiiert. Auf diese Anfrage muss innerhalb eines bestimmten Zeitintervalls eine Antwort (Response) an den Client zurückgesendet werden. Je nach Typ des Requests kann die vorgegebene Zeit für die Antwort variieren. Bei Nichteinhalten des Zeitintervalls entsteht auf Seite des Fahrzeugs ein Timeout, was zu einem Abbruch des Ladevorgangs führt. Um das Laden wieder aufzunehmen, muss der Ladevorgang anschließend vom Fahrzeug neu initialisiert werden. Bei jeder Antwort der Ladesäule ist ein Response Code ein Pflichtfeld, welches im Fall einer positiven Rückmeldung den Eintrag „OK“ enthält, während bei einer negativen Rückmeldung ein Code

übermittelt wird, der dem Fahrzeug den Grund der negativen Antwort mitteilt. Dieses Kommunikationsschema ist in Abbildung 3.1 skizziert.

Alle Nachrichten haben die gleiche Struktur, sie bestehen aus einem Header- und einem Body-Element. Der Header ermöglicht unter anderem über die mitgeführte Session-ID die Zuordnung der Nachricht zu einem Ladevorgang. Der Body ist abhängig vom Nachrichtentyp und enthält die wesentlichen Informationen der Nachricht. Die wichtigsten Nachrichten bei einem Ladevorgang und deren sequenzielle Abfolge sind in Abbildung 3.2 dargestellt. Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden nur die für diese Arbeit relevanten Nachrichten in der schematischen Darstellung aufgenommen. Die detaillierte Beschreibung mit ausführlicher Erklärung des Protokolls kann in der Dissertation [Mül14], auf der diese Zusammenfassung basiert, nachgeschlagen werden.

Um eine Verbindung herzustellen, geht das Fahrzeug von Zustand A (Ladekabel nicht verbunden) nach Zustand B (Ladekabel verbunden) über. Nach Herstellen der Verbindung des Communication Controller of Electric Vehicle EVCC (Client) und des Communication Controller of Supply Equipment SECC (Server) durch das Anstecken des Ladekabels kommt es zu einem Protokoll Handshake zwischen EVCC und SECC, bei der sich beide auf eine Protokoll-Version von ISO/IEC 15118 einigen. Der Ladevorgang wird dann mit einem SessionSetupRequest und der zugehörigen Response angefragt. Dies erfordert zunächst den Austausch der IDs der Kommunikationsteilnehmer. Das Fahrzeug übermittelt die MAC-Adresse des EVCCs, die sog. EVCCID, und das SECC sendet seine EVSEID zurück. Startet dieses Nachrichtenpaar einen neuen Ladevorgang, so wird darüber hinaus eine Session-ID vergeben, die eindeutig zugeordnet werden kann. Der Client füllt das dafür vorgesehene Feld Session-ID im Header mit 0 und fordert so eine ID für den neuen Ladevorgang vom Server. Im Falle eines pausierenden Ladevorgangs, der wieder aufgenommen wird, wird von Clientseite die bereits existierende Session-ID in den Header des SessionSetupRequest gesetzt.

Anschließend folgen Nachrichten, die für die Authentifizierung und Autorisierung des Clients gegenüber dem Server benötigt werden. Zunächst fordert hierzu das EVCC die Informationen zu allen Diensten und Bezahlmethoden an, über die das SECC verfügt. Beispielsweise können

so Informationen wie ein- oder dreiphasiges Laden mit Wechsel- oder Gleichstrom an das Fahrzeug übermittelt werden, um den Ladeprozess entsprechend anzupassen.

Der `PaymentServiceSelectionRequest` teilt dem SECC mit, welche Dienste in Anspruch genommen werden, welcher mit der `PaymentServiceSelectionResponse` bestätigt wird. Je nach Art der gewählten Bezahlungsmethode, z. B. bei der Wahl von „Contract“, können in weiteren optionalen Nachrichten wie dem `PaymentDetailsRequest` Informationen wie die Contract-ID und weitere zur Authentifizierung notwendige Parameter übermittelt werden. Die zugehörige Antwort des SECC beinhaltet in diesem Fall einen zusätzlichen Parameter, den das EVCC signiert im `AuthorizationRequest` zurücksenden muss. Im Falle einer Bezahlung mittels „External Payment“ ist dies nicht erforderlich und der `AuthorizationRequest` enthält keine Signatur des Fahrzeugs.

Mit dem `AuthorizationRequest` hat das Fahrzeug sich final authentifiziert und Autorisierung beantragt. Im Anschluss an eine erfolgreiche Autorisierung können mittels des Nachrichtenpaares `ChargeParameterDiscoveryRequest` und `ChargeParameterDiscoveryResponse` die Ladeparameter ausgehandelt werden. Zunächst sendet das Fahrzeug seine Ladeparameter wie maximale und minimale Stromstärke pro Phase, sowie die Energiemenge, die es laden möchte und die vom Fahrer angegebene geplante Abfahrtszeit. Daraufhin sendet die Ladesäule im vorgegebenen Request ihre Leistungskurve. Diese Leistungskurve ist die aus Netzsicht maximal zur Verfügung stehende Leistung als Funktion der Zeit, insbesondere kann dies auch durch dritte Akteure wie ein Lademanagement an die Ladesäule vorgegeben werden. Optional kann noch zusätzlich eine Kostenkurve übergeben werden. Diese Kurve kann das Fahrzeug dahingehend beeinflussen, zu möglichst günstigen Zeiten zu laden, sofern dies keine Verletzung der Leistungskurve bedeuten würde. Die Kostenkurve ist dabei nicht auf monetäre Anreize beschränkt.

Nach diesen technischen Verhandlungen wird im `PowerDeliveryRequest` der Beginn der Ladung angefordert. Über diesen Request ist es möglich, durch Angabe in einem vorgesehenen Parameter sowohl den Beginn als auch das Ende eines Ladevorgangs einzuleiten. Ist das SECC mit der Ladeauforderung einverstanden, wird die Ladeschütze geschlossen, das

Fahrzeug geht in Zustand C über und kann Strom beziehen. Über den Ladebeginn hinaus erfolgt weiterhin steter Austausch von Nachrichten. Je nach Art des Ladens, ob Gleichstrom oder Wechselstrom, können sich die Nachrichten unterscheiden. Im Fall von Wechselstromladung, wie er in dieser Arbeit thematisiert wird, dienen die Nachrichten dazu, Zählerdaten zu übergeben. Für das EVCC besteht die Möglichkeit, mithilfe des ChargingStatusRequest Zählerwerte zur Überprüfung anzufordern, während das SECC eine Signierung dieser Werte fordern kann, sofern dies für die Abrechnung erforderlich ist. Dabei werden die signierten Werte im MeteringReceiptRequest kommuniziert. Darüber hinaus bieten sowohl die EVCC- als auch die SECC-Seite die Möglichkeit zu Neuverhandlungen. Diese Neuverhandlungen machen eine Teilnahme an Demand-Response-Ereignissen erst möglich. Von EVCC-Seite werden zur Überprüfung im ChargingStatusRequest die Zählerwerte der Ladesäule angefordert.

Um den Ladevorgang abzuschließen, wird eine weitere PowerDeliveryRequest Nachricht an den SECC gesendet und mittels des entsprechenden Parameters signalisiert, dass die Ladung zu beenden ist. Dies stoppt den Stromfluss, indem die Ladeschütze geöffnet wird und das Fahrzeug wieder in Zustand B übergeht. Der abschließende SessionStopRequest mit zugehörigem Response beendet schließlich den Ladevorgang.

Während eines Ladevorgangs sind zwei Funktionalitäten des Protokolls von besonderer Bedeutung für das Lademanagement, zum einen die Übermittlung der technischen Parameter von Fahrzeugseite, zum anderen die Übermittlung des Ladeplans von der Ladesäule. Die Nachrichten, die dies ermöglichen, sollen nun in Anlehnung an [Mül14] detailliert dargestellt werden. Im Anschluss an die Autorisierung tauschen EVCC und SECC gegenseitig ihre jeweiligen Ladeparameter über das Nachrichtenpaar ChargeParameterDiscoveryRequest/- Response aus. Dabei werden im Request insbesondere folgende energierelevante Informationen übermittelt (vgl. [Mül14]):

- Benutzerdefinierter Abfahrtszeitpunkt (DepartureTime)
- Benötigte Energiemenge (EAmount)
- Maximale Nennspannung, gemessen zwischen einer Phase und Neutralleiter (EVMaxVoltage)

- Maximaler Ladestrom pro Phase (EVMaxCurrent)
- Minimaler Ladestrom pro Phase (EVMinCurrent)

Die benötigte Energiemenge berücksichtigt neben der notwendigen Energiemenge für die Vollladung der Batterie auch die Energie der Sekundärverbraucher wie z. B. das Aufheizen der Batterie bei Unterschreitung der Mindesttemperatur. Die Response des SECC enthält sowohl technische Restriktionen wie den maximal erlaubten Ladestrom der Ladesäule pro Phase und die anliegende Netzspannung als auch die netzseitigen restriktiven Ladeparameter. Diese Netzrestriktionen können über den komplexen Parameter SASchedules kommuniziert werden. Die Hauptbestandteile dieses Parameters sind der obligatorische PMaxSchedule und ein optionaler SalesTarif. Der PMaxSchedule verifiziert eine Lastkurve als Funktion der Zeit, die vom Fahrzeug zu keinem Zeitpunkt überschritten werden darf. Ein Eintrag in dieser Funktion besteht aus einem Leistungswert und einem zugehörigen Zeitintervall. Im Falle einer Überschreitung wird der Ladevorgang von SECC-Seite abgebrochen. Dies ermöglicht insbesondere die Übermittlung des Ladeplans vom Lademanagement und die Überprüfung der Einhaltung durch die Ladesäule.

Ziel des optionalen SalesTarif ist es, dem EVCC über relative Kosteninformationen monetäre Anreize zu geben, um das Lastprofil des Fahrzeugs zu beeinflussen. Dazu werden keine absoluten Preiskurven, sondern relative Preislevel verwendet. Diese müssen nicht direkt mit dem realen Energiepreis korrelieren, sondern können z. B. auch an den prozentualen Anteil der CO_2 -Emission gekoppelt sein, oder ein Mittel zur Steigerung des Eigenverbrauchs darstellen. Diese Informationen können als Kosten pro Zeit oder Kosten pro bezogene Energie oder gar Leistungsstufe angegeben werden. Der SalesTarif und der PMaxSchedule zielen beide auf eine Beeinflussung des Ladeverhaltens des Fahrzeugs ab, jedoch auf unterschiedliche Weise. Der PMaxSchedule reflektiert die harte Lastgrenze, die es einzuhalten gilt. Somit kann er z. B. die technischen Gegebenheiten des Netzanschlusspunktes der Ladestation oder des Ladekabels wiedergeben oder dynamisch Netzsituationen kodieren. Da lediglich eine Überschreitung der Kurve untersagt, eine Unterschreitung jedoch zulässig ist, wird die Ausnutzung der im Rahmen des PMaxSchedule vorgegeben Grenzen durch die zeitlichen variablen Preissignale gesteuert. Beispielsweise kann

so das EVCC dazu motiviert werden, zu Spitzenlastzeiten möglichst wenig und zu Zeiten hoher Erzeugung an erneuerbarer Energie möglichst viel Strom zu beziehen. Die Ladehoheit liegt hierbei letztendlich beim Batterie-Management-System, welches als Hauptziel den sicheren Betrieb der Batterie hat. Das Batterie-Management-System führt stets basierend auf der vom SECC vorgegebenen Lastkurve eine Plausibilitätsprüfung durch, um gegebenenfalls bei Verletzungen der fahrzeugtechnischen Parameter das Lastprofil zu beeinflussen. Wird das Lastprofil vom EVCC akzeptiert, folgt die PowerDeliveryRequest-Nachricht an das SECC. Ein Parameter dieser Nachricht ist der ChargeProgress, welcher folgende drei Enumerationswerte zur Beeinflussung des Ladeverlaufs annehmen kann (vgl. [Mül14]):

- Start: Dies leitet den sofortigen Start des Ladeprozesses ein.
- ReNegotiate: In diesem Fall möchte der EVCC eine Neuaushandlung des Lastprofils mit dem Senden einer neuen ChargeParameterDiscoveryRequest-Nachricht anstoßen. Üblicherweise wird diese Nachricht jedoch durch den SECC in einer vorigen Antwort veranlasst.
- Stop: Der Ladevorgang soll verzögert oder gestoppt werden. Die nachfolgende Nachricht SessionStopRequest teilt mit, ob der Ladevorgang gestoppt werden soll oder nur ein Pausieren vorliegt.

Möchte das SECC eine Neuverhandlung anstoßen, so kann es dies mittels des verschachtelten Parameters EVSEStatus tun, welcher in folgenden Nachrichten übertragen werden kann (vgl. [Mül14]):

- ChargingStatusResponse
- MeteringReceiptResponse
- PowerDeliveryResponse

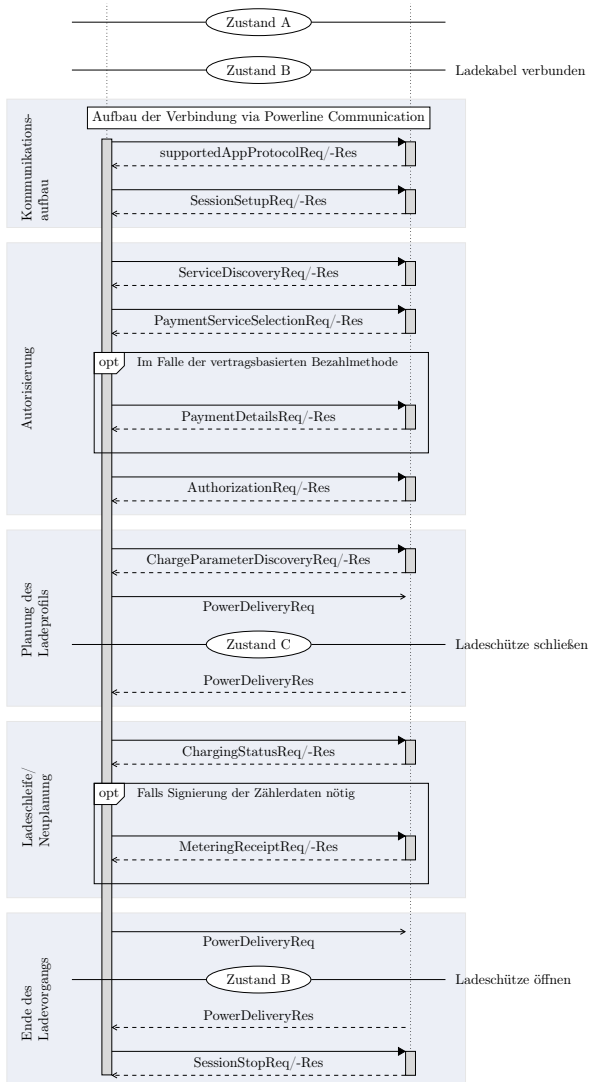


Abbildung 3.2: Nachrichtentypen und sequentieller Ablauf in ISO/IEC 15118-2 [Sol14] basierend auf [Mül14]

In diesem Parameter ist das Feld EVSENotification vorgesehen, welcher die Werte None, StopCharging oder ReNegotiation annehmen kann. Der ebenfalls in EVSEStatus enthaltene Parameter NotificationMaxDelay gibt die Zeit für die Reaktion auf die geforderte Handlung des Fahrzeugs an. Insbesondere ist es so der Ladesäule möglich, mit dem Eintrag ReNegotiation eine Neuverhandlung des Ladeplans anzustoßen, um so dynamisch auf unvorhergesehene Situationen einzugehen und über Neuverhandlungen einen neuen Ladeplan an das Fahrzeug zu übergeben. Der neue Ladeplan kann somit z. B. kurzfristig entstandene Netzengpässe mit einbeziehen. Dies ermöglicht die Berücksichtigung von Demand-Response-Signalen auch nach Start des Ladevorgangs im Ladeplan.

Die sequenzielle Darstellung der wesentlichen Nachrichten bei einem Ladevorgang und der Ausschnitt aus den Funktionalitäten zeigt, dass die Norm ISO/IEC 15118-2 ein High-Level-Protokoll mit einer Vielzahl an Funktionalitäten beschreibt.

Diese Funktionalitäten lassen sich nur voll ausschöpfen, wenn eine entsprechende Kommunikation zwischen Ladesäule und Lademanagement diese Funktionalitäten auch unterstützt. Auf eine solche Kommunikation wird in ISO/IEC 15118 jedoch nicht eingegangen. Es gibt Protokolle, die eine solche Kommunikation zwischen Ladesäule und Lademanagement kompatibel zu ISO/IEC 15118 ermöglichen.

3.2.3 OCPP 2.0

Neben der Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladesäule ist auch ein Datenaustausch zwischen Ladesäule und einem zentralen Backendsystem notwendig, um Services wie z. B. Authentifizierung, Abrechnung, aber vor allem die Übermittlung von Ladeplänen vom Lademanagement an die Ladesäule durchführen zu können. Dieser Datenaustausch dieser Arbeit erfolgt mittels des de facto Standards Open Charge Point Protocol (OCPP). Dieses Protokoll wurde im Jahr 2009 vom E-laad Konsortium initiiert. Das E-laad Konsortium entstand als Zusammenschluss niederländischer Netzbetreiber mit dem Ziel, eine einheitliche Schnittstelle für die Kommunikation zwischen Ladesäule und verwaltendem System zu

definieren [Mic12]. Aus der niederländischen Initiative entwickelte sich eine europäische und mit der Open Charge Alliance wurde diese zu einem globalen Konsortium, welches sich die Weiterentwicklung von OCPP und dessen Verbreitung zum Ziel gesetzt hat. Die Spezifikation ist ohne Lizenzierung zur freien Adaption erhältlich und findet bereits in etwa 50 Ländern Anwendung. [Ope14]

Im November 2013 wurde als Erweiterung zur Vorgängerversion 1.5 die Version OCPP 2.0 als Release Candidate 1 veröffentlicht. Während die Grundfunktionalitäten wie Authentifizierung, Autorisierung, Übermittlung von Zählerdaten, Sitzungsverwaltung, Ladesäulen-Reservierung und Konfigurations- und Diagnosemöglichkeiten bereits in Version 1.5 vorgesehen sind, bietet Version 2.0 darüber hinaus unter anderem die Funktionalitäten zur Übermittlung von Ladeplänen und Preiskurven. Die Funktionen von OCPP 1.5 fokussieren sich vor allem auf die Anforderungen von Netzbetreiber und Ladeinfrastrukturbetreiber und sind somit vorrangig für diese interessant [SAW13]. Die Erweiterung OCPP 2.0 bietet durch die zusätzliche Möglichkeit der Ladeplan- und Preiskurvenübermittlung Anreize für ein Lademanagement-System. Dies und die Kompatibilität zu ISO/IEC 15118 machen es zu einem funktional geeigneten Protokoll für die Kommunikation zwischen Ladesäule und Lademanagement. Die nachfolgende Zusammenfassung orientiert sich an [Sol14] und fasst die für diese Arbeit wichtigsten Aspekte zusammen.

Das Senden von Nachrichten kann auf zwei Arten erfolgen, als SOAP 1.2-Nachricht in XML-Format über HTTPS oder in Form von JSON-Daten mithilfe eines RPC-Frameworks. In der weiteren Ausführung wird jedoch das Senden von Nachrichten mittels der ersten Variante ohne Beeinträchtigung der Allgemeinheit vorausgesetzt, da dies auch in der späteren Implementierung so umgesetzt wurde.

In OCPP 2.0 findet die spezifizierte Kommunikation zwischen den Entitäten Charge Point und Central System, in unserem Fall dem Lademanagement, statt. Das Central System ist der Verwalter für eine beliebige Anzahl von sogenannten Charge Points. Hierbei ist die Entität Charge Point eine logische Einheit, die aus einem oder mehreren EVSEs, welche elektrische Energie über einen Connector zum Laden des Fahrzeugs bereitstellen, zusammengesetzt ist. Der physikalische Steckeranschluss an

einer EVSE stellt diesen Connector dar. Dies heißt insbesondere, dass eine EVSE mehrere Connectoren haben kann. Der Steckeranschluss kann sowohl ein SCHUKO-Anschlusspunkt¹, als auch eine normale Haushaltssteckdose oder ein Anschlusspunkt für einen Stecker Typ-2 der Norm IEC 62196 [IEC16] sein. Pro EVSE kann jedoch nur ein Anschlusspunkt zur gleichen Zeit benutzt werden.

Die beiden Entitäten Central System und Charge Point stellen jeweils einen Service zur Umsetzung verschiedener Operationen für die Kommunikation mittels OCPP zur Verfügung. Durch diese Kommunikation mittels Service-Aufrufen entsteht die Möglichkeit einer bidirektionalen Kommunikation, die von beiden Entitäten mithilfe der Schnittstelle von CentralSystemService, wenn sie vom Central System zur Verfügung gestellt wird bzw. ChargePointService, wenn der Charge Point sie zur Verfügung stellt, initiiert werden kann. Die bilaterale Kommunikation besteht bei OCPP 2.0 stets aus einer Anfrage (Request) und der zugehörigen Bestätigung (Confirmation). Die Spezifikation ist recht umfangreich und bietet den einzelnen Instanzen die Möglichkeit, eine Vielzahl an verschiedenen Anforderungen umzusetzen, insbesondere besteht für das Lademanagement die Möglichkeit, Preiskurven und Ladepläne an die Ladeinfrastruktur zu übermitteln. In dieser Arbeit werden kurz die Nachrichten, die für das Laden von Elektrofahrzeugen wichtig sind, skizziert und anschließend der Fokus auf die Nachrichten gelegt, die die Übermittlung des Ladeplans ermöglichen. Eine sequentielle Abfolge der Nachrichten bei einem Ladevorgang ist in Abbildung 3.3 skizziert und im Folgenden erklärt. In der offenen Spezifikation [Ope13] können die weiteren Informationen nachgelesen werden.

3.2.3.1 Durch den Charge Point initiierte Serviceaufrufe

Direkt nach initialem Start oder einem Reboot eines Charge Points wird von diesem die Operation BootNotification beim Central System aufgerufen. Mit dieser Nachricht sendet er seine Konfigurationsinformationen, wie zum Beispiel Modell und Hersteller, an das Central System. Nach

¹ SCHUKO Akronym für Schutzkontakt.

einer Überprüfung der Ladesäule sendet das Central System abhängig davon, ob ihm die Ladesäule bekannt ist, eine Confirmation. Im Falle einer Ablehnung sendet der Charge Point in regelmäßigen Intervallen eine erneute BootNotification-Operation. Erhält der Charge Point eine positive Rückmeldung, so wird ihm mit der Antwort noch die Systemzeit zur Zeitsynchronisation zwischen den Instanzen sowie ein Heartbeat-Intervall, welches das Zeitintervall für die Heartbeat-Operation festlegt, übermittelt. Ziel der in den festgelegten Intervallen aufgerufenen Heartbeat-Operation ist es, dem Central System die Erreichbarkeit des Charge Points mitzuteilen. Fällt ein Heartbeat aus und wurde auch keine andere Operation aufgerufen, kann das Central System den Ausfall der Ladesäule an den für die Ladeinfrastruktur verantwortlichen Operator weiterleiten. Dieser Nachrichtenaustausch erfolgt bereits bevor ein Ladvorgang gestartet wurde und dient lediglich dem Monitoring der Ladesäulen. Zum Starten eines Ladevorgangs muss sich ein Nutzer authentifizieren, um so von dem Charge Point mithilfe des Central Systems zum Laden autorisiert zu werden. Um dies zu gewährleisten, bietet OCPP 2.0 mehrere Authentifizierungsmöglichkeiten. Dies kann z. B. durch Vorhalten einer RFID-Karte an der Ladesäule oder (im Falle von ISO/IEC 15118 fähigen Fahrzeugen) über eine im Fahrzeug gespeicherte ID erfolgen. Sobald das Fahrzeug mit der Ladesäule verbunden ist und die RFID-Karte vorgehalten wurde oder das Fahrzeug die ID übermittelt hat, wird die Authorize-Operation aufgerufen. Das Central System erteilt dann entsprechend die Ladeerlaubnis oder im Falle nichtautorisierter Nutzer eine Absage. Bei erfolgreicher Autorisierung startet der Charge Point den Ladevorgang und teilt dies über die TransactionStarted-Operation dem Central System mit. Als Pflichtparameter werden unter anderem die ID der EVSE, sowie der Starzeitpunkt und der Zählerwert des Connectors in der Einheit Wh zu Beginn des Ladevorgangs übermittelt. Von besonderem Interesse sind zwei der optionalen Parameter:

- `evChargingNeeds`: Dieses Feld erlaubt die Übermittlung der benötigten Energiemenge und des Abfahrtszeitpunktes, unter der Voraussetzung, dass das Fahrzeug diese per ISO/IEC 15118 an die Ladesäule übergeben hat. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, dass diese Informationen mithilfe der `NotifyEVChargingNeeds`-Operation an das Central System gesendet werden.

- `transactionId`: In diesem Feld kann eine vom Charge Point generierte Transaction-ID mitgesendet werden, die dann vom Central System genutzt werden sollte. Im Normalfall wird diese ID aber von dem Central System erzeugt.

In der Antwort des Central Systems auf die `TransactionStarted`-Operation muss das Feld `transactionId` gesetzt sein, da diese von diesem Zeitpunkt an den Ladevorgang identifiziert. Darüber hinaus können in den optionalen Feldern der Antwort die Ladeparameter wie Abfahrtszeit und Lademenge angepasst werden und zusätzlich ein Ladeplan übermittelt werden. Die Übermittlung eines Ladeplans zu einem späteren Zeitpunkt ist ebenfalls möglich. Dies erfolgt durch vom Central System initiierte Serviceaufrufe und wird in Abschnitt 3.2.3.2 erläutert.

Wie bereits erwähnt, kann im Falle eines ISO/IEC 15118 fähigen Fahrzeugs als Alternative zu dem `evChargingNeeds`-Parameter der `TransactionStarted`-Operation auch nach dem Start noch die `NotifyEVChargingNeeds`-Operation aufgerufen werden. Diese erlaubt eine Weiterleitung der über das Protokoll ISO/IEC 15118 übermittelten Fahrzeugparameter an das Central System. Neben der Anzahl der Phasen, mit denen das Fahrzeug laden kann und der Information, ob mit Wechsel- oder Gleichstrom geladen werden soll, werden auch Daten wie der aktuelle Batteriefüllstand und die vom Benutzer gewünschte zu ladende Energiemenge übermittelt. Ebenso können die technischen Parameter wie die minimale und maximale Stromstärke kommuniziert werden.

Mit der `MeterValues`-Operation besteht die Möglichkeit, während des Ladevorgangs Zählerwerte an das Central System zu senden und mit der in dieser Operation übertragenen Transaction-ID einem Ladevorgang eindeutig zuzuordnen. Mit einer `TransactionStopped`-Nachricht wird das Central System über das Ende eines Ladevorgangs informiert und somit der Ladevorgang beendet. Hierbei werden Zählerstände zum Ladeende und der Zeitpunkt des genauen Ladeendes übermittelt. Zudem können noch optionale Informationen wie Ladedauer, Verbrauchsinformationen für Rechnungszwecke und generelle Informationen zum Ladevorgang wie der Grund des Ladeendes an das Central System kommuniziert werden. Das Central System schickt eine Antwort, die optionale Felder wie die Kosten des Ladevorgangs enthalten kann.

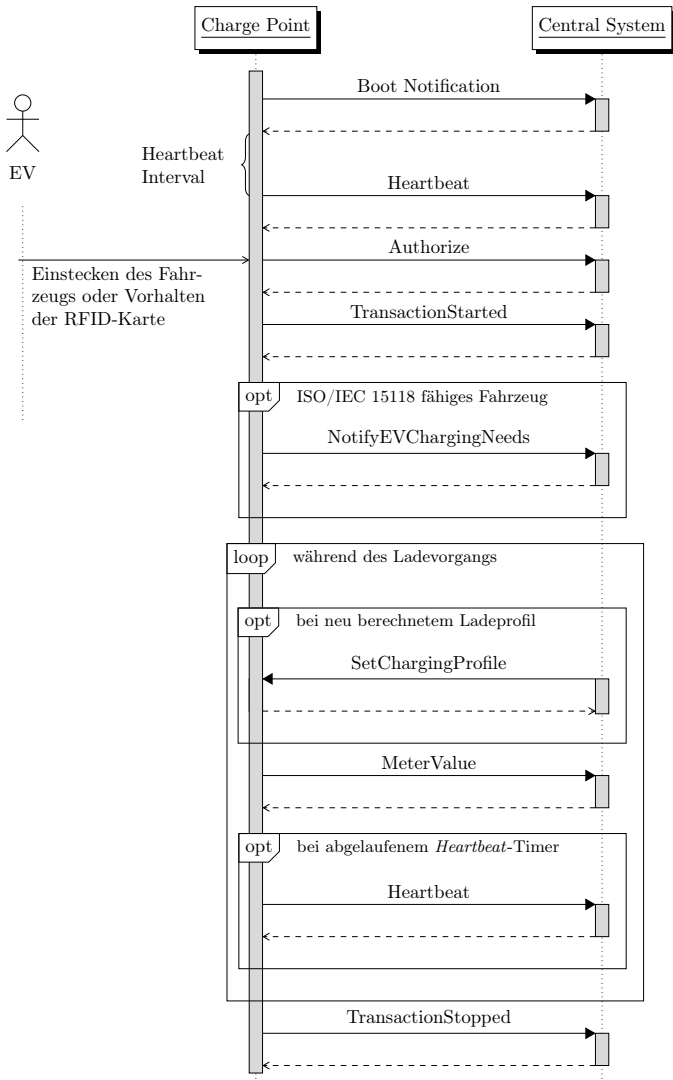


Abbildung 3.3: Beispiel-Kommunikation bei OCPP 2.0 [Sol14] in Anlehnung an [Ope13]

3.2.3.2 Durch das Central System initiierte Serviceaufrufe

Die Nachricht SetChargingProfile ist von großer Bedeutung für das Lademanagement, das in dieser Arbeit vorgestellt wird und soll deshalb näher betrachtet werden. Sie ist eine von mehreren Operationen, die vom Central System initiiert werden und erlaubt die Übermittlung eines Ladeprofils an den Charge Point sowohl zu Beginn als auch während eines Ladevorgangs. Im dafür vorgesehenen Feld evse kann über die entsprechende ID die EVSE direkt angesprochen werden. Ist dieses Feld mit 0 gefüllt, gilt das Profil für den gesamten Charge Point. Zudem kann eine Liste mit Ladeprofilen mit mindestens einem Element übermittelt werden. Ein solches Profil besteht neben dem Ladeplan aus folgenden verbindlichen Einträgen:

- `chargingProfileId`: Das Profil lässt sich über diese ID eindeutig zuordnen.
- `primary`: Dieses Feld kann die Werte `true` oder `false` enthalten. Ist der Wert `true`, so ist das Profil primär umzusetzen. Alternative Profile, die für die Verhandlung mittels ISO/IEC 15118 verwendet werden können, werden mit `false` gekennzeichnet. Bei der Operation SetChargingProfile muss genau ein primär umzusetzendes Profil in der Liste aller Profile spezifiziert sein.
- `stackLevel`: Dieses Feld kennzeichnet die Priorität des Profils.
- `chargingProfilePurpose`: Dieses Feld legt fest, welche Art der Beschränkung der Ladeplan angibt. Konkret bedeutet dies, ob er allgemein die maximal verfügbare Leistung an einem Charge Point festlegt oder zusätzliche externe Beschränkungen anzeigt, die in einem lokalen Ladeplan berücksichtigt werden sollen. Zudem besteht die Möglichkeit, einen Ladeplan für eine bestimmte EVSE nur für die Dauer eines einzigen Ladevorgangs zu übergeben.
- `chargingProfileKind`: Dieses Feld kann die Werte „Absolute“, „Relative“ und „Recurring“ enthalten. Ein als „Absolute“ gekennzeichnete Ladeplan wird ab einer bestimmten Startzeit umgesetzt, während ein als „Relative“ gekennzeichnete Ladeplan zu einer situationsspezifischen Zeit beginnt, z. B. der Beginn des Ladevorgangs. Die letzte

Option „Recurring“ ist für Ladevorgänge vorgesehen, für die sich die ersten Ladeperioden periodisch wiederholen sollen.

Darüber hinaus kann mithilfe der optionalen Felder `validFrom` und `validTo` die Gültigkeitsdauer des Profils festgelegt werden. Zudem bietet das Feld `SalesTarif` die Möglichkeit zur Angabe einer Kosten- bzw. Wertkurve der Energie über die Zeit, welche sich bei Eingabe des entsprechenden Parameters auch täglich oder wöchentlich wiederholen kann (`recurrencyKind`). Der Aufbau des Ladeplans (`ChargingSchedule`), der in Abbildung 3.4 dargestellt ist, besteht aus einer ID, einer festgelegten Dauer, einer Startzeit (`startSchedule`) und einer beliebigen Anzahl von Ladeperioden (`ChargingSchedulePeriods`).

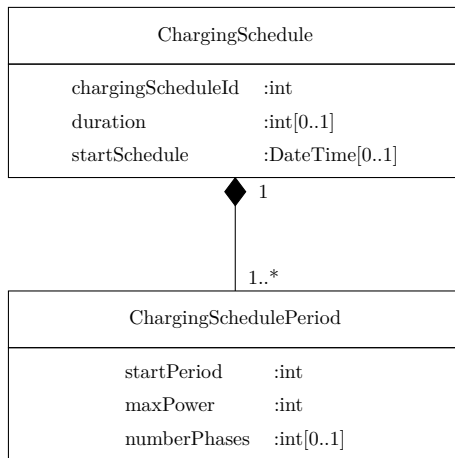


Abbildung 3.4: Struktur des Ladeprofils bei OCPP 2.0 [Sol14] in Anlehnung an [Ope13]

Ist der Wert `chargingProfileKind` auf „Absolute“ gesetzt, so muss das Feld für die Startzeit gesetzt sein. Die Länge des Ladeprofils wird durch die Dauer bestimmt und diese bestimmt auch das Ende der letzten Ladeperiode. Bei Verzicht auf diese Parameter ist die letzte Periode unbegrenzt. Die Liste der Ladeperioden muss mindestens einen Eintrag enthalten, ist aber nach oben hin von der Anzahl nicht begrenzt. Ein Eintrag als

Periode besteht immer aus einem Feld für die Startzeit (`startPeriod`) und einer maximalen Leistung sowie der Phasenanzahl. In `startPeriod` wird die Zeit in Sekunden angegeben, ab der, ausgehend von der in `startSchedule` definierten Startzeit des Ladeplans, der Wert für die maximale Leistung gilt. Somit definiert `startPeriod` auch gleichzeitig das Ende der vorangegangenen Periode. Fehlt der `startSchedule`-Eintrag, so definiert `startPeriod` die Zeit in Sekunden nach Beginn des Ladevorgangs.

Die Ladesäule antwortet mit einem Statuswert auf die `setChargingProfile`-Nachricht, um darüber zu informieren, ob die Anfrage bearbeitet werden konnte, was noch keine Einhaltung des exakten Ladeplans durch das Fahrzeug garantiert. Aufgabe der Ladesäule ist es nun zu verhindern, dass das Fahrzeug die im Ladeplan vorgegebene harte Lastgrenze überschreitet. Diese Struktur der `SetChargingProfile`-Operation erlaubt eine flexible Übermittlung von Ladeplänen. In diesem Rahmen können sowohl eine strikte Leistungsbegrenzung eines Charge Points realisiert werden, als auch das Festlegen einer Kostenfunktion, die zum Beispiel per ISO/IEC 15118 an das Fahrzeug übermittelt werden kann, mit dem Ziel, den Ladevorgang innerhalb der harten Grenzen möglichst kostenoptimal zu realisieren. Diese Betrachtung zeigt insbesondere, dass OCPP auch in Anlehnung an und in Hinsicht auf Kompatibilität mit ISO/IEC 15118 entwickelt wurde [Mül13b].

3.2.4 Kombination der Protokolle

3.2.4.1 Mode 3 und OCPP 2.0

Unter der Annahme, dass die Kommunikation zwischen Lademanagement und Ladesäule über OCPP 2.0 erfolgt, können unabhängig vom Protokoll, das zwischen Ladesäule und Fahrzeug besteht, Ladepläne an die Ladesäule übermittelt werden. Verfügt das Fahrzeug nicht über ISO/IEC 15118, kann es nur in Mode 3 geladen werden, was keine Weiterübermittlung dieses Ladeplans an das Fahrzeug zulässt. Dies ist ebenfalls nicht möglich, falls die Ladesäule nicht für ISO/IEC 15118 ausgelegt ist, unabhängig davon, ob das Fahrzeug per ISO/IEC 15118 Daten austauschen kann. Solche Fälle, in denen keine Lastgrenze an das Fahrzeug übermittelt werden

kann, werden in der OCPP 2.0 Spezifikation berücksichtigt. Der Ladeplan wird dazu an die Ladesäule übermittelt und diese ist für die Einhaltung dieses Plans über Mode 3 verantwortlich. Um dies zu gewährleisten, wird von der Ladesäule regelmäßig die maximal erlaubte Stromstärke, die sich aus dem im Ladeplan vorgegebenen Energiewert und dem Zeitintervall berechnen lässt, an das Fahrzeug gesendet. Dies gewährleistet, dass das Fahrzeug zu keinem Zeitpunkt mit mehr Leistung lädt als im Ladeplan vorgesehen. Diese Funktionalität ermöglicht trotz fehlendem ISO/IEC 15118 die Umsetzung eines vorgegebenen Ladeplans. Zusätzlich können weitere Funktionalitäten wie z. B. Monitoring von Ladesäulen von OCPP 2.0 realisiert werden, sofern sie keine digitale Kommunikation mit dem Fahrzeug voraussetzen. Ebenso ist keine Übermittlung der Ladeparameter des Fahrzeugs möglich. (vgl. [Sol14])

3.2.4.2 ISO/IEC 15118 und OCPP 2.0

Da die Spezifikation von OCPP 2.0 an ISO/IEC 15118 angelehnt ist und bei der Spezifikation die Kompatibilität im Fokus stand, bietet die Kombination dieser beiden Protokolle weit mehr Möglichkeiten. Zusätzlich zu Authentifizierung, Autorisierung, Abrechnung, Abfragen von Zählerständen und Monitoring von Ladesäulen, die bereits in der Kombination Mode 3 und OCPP 2.0 möglich sind, sind darüber hinaus die Übermittlung von Ladeparametern von Fahrzeugseite und die Weiterleitung von Ladeplänen an das Fahrzeug vorgesehen. Dank der letztgenannten Funktionalität muss dem Fahrzeug nicht ständig die maximale erlaubte Stromstärke mitgeteilt werden, sondern die Lastgrenze kann direkt an das Fahrzeug übergeben werden. Neben der Lastgrenze kann noch optional eine Preis-kurve über die Ladesäule an das Fahrzeug gesendet werden. Dies dient der Information an das Fahrzeug, wann das Laden am günstigsten ist und bietet zudem die Möglichkeit, solche Informationen, falls gewünscht, für den Kunden auf dem Display der Ladesäule sichtbar zu machen. Die Möglichkeit zur Übermittlung der Ladeparameter des Fahrzeugs an das Lademanagement, insbesondere der kommunizierten gewünschten Energiemenge, erlauben eine bessere Berechnung des Ladeplans und so erst die volle Funktionalität des Lademanagements.(vgl. [Sol14])

3.3 Ladeorte und Einsatzgebiete von Elektrofahrzeugen

Je nach Installationsort einer Ladesäule kann die Ladestelle für Nutzer entweder eingeschränkt oder uneingeschränkt zugänglich sein. Von einem eingeschränkten Zugang spricht man, wenn das Laden nur vorher registrierten Nutzern gestattet wird und diese Entscheidung dem Besitzer der Ladestelle obliegt. Dies ist z. B. bei Ladeinfrastruktur, die für den Eigengebrauch in der privaten Hausgarage angebracht ist, der Fall. Darüber hinaus können Ladestellen auf privatem oder gepachtetem Gelände angebracht werden, die aber potentiell für alle Elektrofahrzeuge zugänglich sind. Typische Beispiele hierfür sind Ladestellen auf Supermarktparkplätzen oder in Parkhäusern, bei denen die Grundstücksbesitzer oder Mieter die Nutzungsbestimmungen vorgeben. Auch das Laden am Arbeitsplatz im firmeneigenen Parkhaus, das für Mitarbeiter bereit steht, fällt in diesen Bereich. So könnten z. B. Parkplätze ausschließlich für Elektrofahrzeuge angeboten werden und bestimmte Stromlieferanten oder Betreiber der Ladeinfrastruktur für die Ladung ausgewählt werden. Im öffentlichen Raum, der im Zuständigkeitsbereich der öffentlichen Verwaltung liegt, können dagegen nach Einholen der entsprechenden Genehmigung frei zugängliche Ladesäulen aufgebaut werden. [Lin12] Es existieren verschiedene Webseiten, auf denen solche öffentliche Ladesäulen registriert und leicht gefunden werden können. Beispiele für solche Ladensäulenfinder sind [RWE15a] und [KEL15]. Um eine hohe Akzeptanz der Elektromobilität und eine große Anzahl an Elektrofahrzeugen zu ermöglichen, ist es im allgemeinen Interesse, solche uneingeschränkt zugänglichen Ladesäulen in hohem Maße zu installieren. Gerade im öffentlichen Bereich muss ein diskriminierungsfreier, uneingeschränkter Zugang gewährleistet sein, der alle Fahrzeugtypen oder Verträge mit Stromanbietern berücksichtigt [Lin12]. Je nach Nutzung der Fahrzeuge unterscheidet sich auch der Ladeort der Fahrzeuge. Während Elektrofahrzeuge im privaten Besitz vorrangig zu Hause, am Arbeitsplatz oder eingeschränkt an öffentlichen Ladesäulen laden, werden Fahrzeuge im gewerblichen Einsatz meist auf dem Firmengelände geladen. Das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung untersuchte in der Studie zu “Markthochlaufsenarien

für Elektrofahrzeuge” [WPKG13] das ökonomisches Potential für gewerbliche Flotten. Diese könnte in Zukunft 30% der Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen ausmachen. Die reinen Anschaffungskosten bleiben bei Elektrofahrzeugen in Relation zu vergleichbaren Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor wegen der Kosten für Batterie oder dem hybriden Antriebsstrang höher. Die günstigeren laufenden Kosten, begründet durch die deutlich günstigeren Stromkosten im Vergleich zu den Kraftstoffpreisen und geringere Wartungskosten ermöglichen über die Zeit eine Amortisierung der Kosten oder sogar einen Preisvorteil für Elektrofahrzeuge für den Betreiber der gewerblichen Flotte. Je mehr Fahrten und Strecke die Fahrzeuge täglich zurücklegen, desto schneller erfolgt die Angleichung der Kosten.

Darüber hinaus bieten Firmenflotten den Vorteil einer hohen Planbarkeit, da die Fahrzeuge zweckgebunden für beispielsweise Geschäftstermine beim Flottenbetreiber reserviert werden müssen. Dies ermöglicht die Berechnung eines optimierten Ladeplans für die Flotte unter Berücksichtigung der Ladeinfrastruktur auf dem Firmengelände. Die Optimierung ermöglicht nicht nur die termingerechte Ladung der Fahrzeuge, sondern kann darüber hinaus die Stromkosten senken. Diese Vorteile sprechen für den Einsatz von Elektrofahrzeugen in gewerblichen Flotten, weshalb ein solches Szenario auch für die Evaluation in Abschnitt 7.1 herangezogen wird.

Zusätzlich ist im gewerblichen Einsatz von Elektrofahrzeugen die Frage der Abrechnung meist einfach. Der Besitzer der Ladesäulen und der Fahrzeuge, der in diesem Fall als Flottenbetreiber fungiert, hat für alle Ladesäulen einen Vertrag mit einem Stromanbieter und erhält dafür eine Rechnung.

Dabei gibt es generell verschiedene Arten von Fahrzeugflotten. Für die Elektromobilität liegt der Fokus auf Flotten, bei denen die Fahrzeuge eher kurze Distanzen im urbanen Bereich zurücklegen. Wegen der eingeschränkten Reichweite und des schadstoffarmen Antriebs bieten sich solche Einsatzfelder an. Ein Auszug solcher Fahrzeugflotten ist in Abbildung 3.5 aufgeführt.[SAP14a]

3.3 Ladeorte und Einsatzgebiete von Elektrofahrzeugen

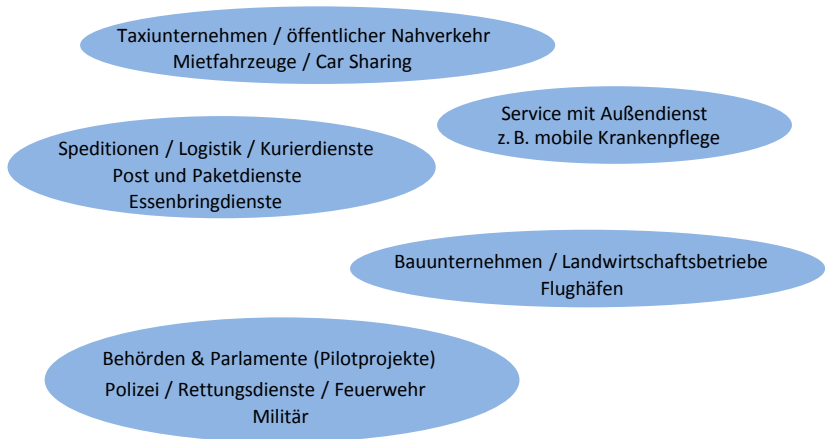


Abbildung 3.5: Verschiedene Typen von Fahrzeugflotten in Anlehnung an [SAP14a]

Für eine gezielte Ladeoptimierung bieten sich vor allem Flotten mit hoher Planbarkeit an. Besonders innerstädtische Warentransporte wie z. B. Post und Paketdienste sowie Flotten zur Serviceerbringung eignen sich wegen des oft langfristig vorher bekannten Einsatzplans besonders gut für eine Ladeoptimierung. [SAP14a] Diese dienen deshalb in Abschnitt 7.1 zur Evaluation des Algorithmus und zur Teilnahme an Demand-Response-Ereignissen. Bereits im Forschungsprojekt „Urbane Logistischer Wirtschaftsverkehr“² des LivingLabs BWe mobil wurden unter wissenschaftlicher Leitung des Fraunhofer-Instituts für Arbeitswirtschaft und Organisation Flotten der Deutschen Post DHL, UPS und DPD auf den gezielten Einsatz von Elektrotransportern in einem praxisnahen Feldversuch analysiert. Die Ergebnisse weisen nach, dass diese Branche der Paketdienstleistung wegen der geringen geforderten Reichweite und der hohen Planbarkeit ein interessantes Feld für den Einsatz

² Vgl. e-mobil BW GmbH, Urbane Logistischer Wirtschaftsverkehr, 2012. <http://www.livinglab-bwe.de/projekt/urbane-logistischer-wirtschaftsverkehr/> Abgerufen am 12.10.2015

von Elektromobilität bietet. Beispielsweise verfügt die DHL über eine stetig wachsende alternativ angetriebene Flotte. So waren im Jahr 2014 weltweit bereits mehr als 300 Elektrofahrzeuge sowie über 300 Hybridfahrzeuge im Einsatz. Ziel des Unternehmens ist eine Verbesserung der unternehmensweiten CO_2 -Effizienz um 30 % bis zum Jahr 2020 gegenüber dem Vergleichsjahr 2007 [Deu14]. Zur Erreichung dieser Ziele wurden bereits im Herbst 2010 insgesamt 15 Mercedes-Benz Vito E-CELL im produktiven Einsatz getestet [Deu10].

Neben dem Einsatz in Flotten werden Elektrofahrzeuge auch im Individualverkehr eingesetzt. Bei der privaten Nutzung kann die Abrechnung deutlich komplexer ausfallen, da Kunden unterschiedliche Verträge mit einem Stromanbieter haben können. Die Abrechnung muss deshalb in jedem Fall andere Vertragspartner berücksichtigen, da es noch kein einheitliches Bezahlungssystem in Deutschland gibt [Sch13]. Da die genauen Vorgänge und vertraglichen Regelungen nicht Kern dieser Arbeit sind, liegt der Fokus bei privater Nutzung bei einem Szenario mit einem Ladeinfrastrukturbetreiber. Die Rolle des Ladeinfrastrukturbetreibers besitzt entweder die Ladeinfrastruktur oder betreibt sie zumindest und bietet Dienstleistungen wie z. B. Laden für Privatnutzer an. Ihm steht dann auch die Rolle zu, das Laden abzurechnen. Dies kann über Direktzahlung, Abbuchung oder ähnliches geschehen. So kann z. B. eine Abrechnung über Handy erfolgen, wie in [RWE15b] beschrieben. Der Ladeinfrastrukturbetreiber kann so das Laden in eingeschränkten Bereichen wie Parkhäusern oder sogar privaten Bereichen wie Wohnhäusern anbieten. Wichtig für diese Arbeit ist, dass er mehrere Ladesäulen betreibt und so ein geeigneter Zusammenschluss von Fahrzeugen möglich ist, um eine geeignete Ladeoptimierung zur Netzstabilisierung anzubieten.

Kapitel 4

Algorithmische Grundlagen

Das folgende Kapitel befasst sich mit der Erklärung von Grundlagen, die zum Verständnis und zur Einordnung der später beschriebenen Ladeoptimierung wichtig sind. Dazu werden zunächst mathematische und algorithmische Grundbegriffe eingeführt. Anschließend werden die Konzepte der Evolutionären Algorithmen und des Scheduling vorgestellt.

4.1 Algorithmische Grundbegriffe

Permutationen

Eine Permutation ist in der Kombinatorik eine Anordnung von Objekten einer Menge mit einer endlichen Anzahl an Elementen in einer bestimmten Reihenfolge ohne Wiederholungen. Die Anzahl der möglichen Permutationen berechnet sich als die Fakultät der Anzahl der Elemente. [Kre05]

Greedy Algorithmen

Eine spezielle Klasse der in der Informatik und häufig zur Optimierung verwendeten Algorithmen stellen sogenannte Greedy-Algorithmen, auf Deutsch „gierige Algorithmen“, dar. Sie suchen bei einer Entscheidung stets den Folgezustand, der zu diesem Zeitpunkt das beste Ergebnis liefert. Konkret bedeutet dies, stets die zu diesem Zeitpunkt lokal optimale Lösung zu suchen, um eventuell eine global optimale Lösung zu generieren.

Ein entscheidender Vorteil ist die schnelle Laufzeit, jedoch lösen solche Algorithmen die Probleme nicht immer optimal. [CLRS09]

Lineare Optimierung

Lineare Optimierung, auch lineare Programmierung genannt, stellt eine Teildisziplin der mathematischen Optimierung dar. Sie befasst sich mit den Lösungen kontinuierlicher linearer Optimierungsprobleme, deren Nebenbedingungen und Zielfunktion ebenfalls durch lineare Funktionen gegeben sind.[Kal13]

Nicht lineare Optimierung

Diese Teildisziplin der mathematischen Optimierung befasst sich mit kontinuierlichen nicht linearen Optimierungsproblemen und zugehörigen Lösungen. Nebenbedingungen und Zielfunktionen sind als nichtlineare Funktionen gegeben. [Kal13]

Gemischt ganzzahlige lineare Optimierung

Dies stellt eine Erweiterung der linearen Optimierung dar. Zu den linearen Nebenbedingungen können nun einige Variablen hinzukommen, die z. B. binär oder ganzzahlig sind und so keine rein linearen Nebenbedingungen darstellen.[Kal13]

Gemischt ganzzahlige nicht lineare Optimierung

Analog zur gemischt ganzzahligen linearen Optimierung stellt dies eine Erweiterung der nicht linearen Optimierung dar, bei der zu den nicht linearen Nebenbedingungen nun z. B. binäre oder ganzzahlige Variablen hinzukommen.[Kal13]

Branch-and-Bound

Dies bezeichnet eine Klasse von Verfahren, die zur Lösung ganzzahliger und gemischt-ganzzahliger Optimierungsprobleme eingesetzt werden. Sie zählen zur Gruppe der Verzweigungsverfahren, da das Hauptproblem mithilfe geeignet konstruierter Unterprobleme, die auch Zweige (branches) genannt werden, zunächst aufgeteilt wird. Diese Zweige werden dann in Form eines Suchbaumes abgearbeitet. Dazu werden die einzelnen Zweige hinsichtlich der Zielfunktion bewertet und generieren so Schranken für den Wert der Zielfunktion. Mittels dieser geeigneten Schranken (Bounds) sollen viele suboptimale Lösungen frühzeitig erkannt und ausgesondert werden, mit dem Ziel, den zu durchsuchenden Lösungsraum klein zu halten. Im schlechtesten Fall muss jedoch der komplette Suchraum untersucht werden.[Kal13]

Lebesgue-Integrale

Das Lebesgue-Integral wird über messbaren Mengen definiert. Eine Menge ist messbar, wenn ihr entsprechend ihrer Struktur ein Maß zugeordnet werden kann. Ein Maß kann nur die Werte nichtnegativer reeller Zahlen oder $+\infty$ annehmen. Insbesondere wird eine Menge, deren Maß 0 ist, als Nullmenge bezeichnet. Im vorliegenden Fall dieser Arbeit soll das Integral über Zeitintervalle gebildet werden, in diesem Fall bietet sich als Maß die Länge dieses Intervall an.

Für eine messbare Menge A mit Maß λ und ihre Teilmenge B mit $\lambda(B) = 0$ gilt dann insbesondere für das Lebesgue-Integral:

$$\int_A f \, d\lambda = \int_{A \setminus B} f \, d\lambda + \int_B f \, d\lambda = \int_{A \setminus B} f \, d\lambda.$$

Diese Eigenschaft ermöglicht die sinnvolle Schreibweise der von der Optimierung berechneten Ladepläne als Integral. Da die Ladepläne wegen der Protokollanforderungen diskret sind, ergibt sich durch Variation der Ladeleistung und Unterbrechungen eine stufenweise Kurve. Die Punkte, an

denen diese Stufen entstehen, bilden jedoch eine Nullmenge, weshalb die Notation dank der Eigenschaften des Lebesgue-Integrals geeignet ist.

4.2 Evolutionäre Algorithmen

Evolutionäre Algorithmen wurden erstmalig 1962 in einer Veröffentlichung von John Holland [Hol62] aufgeführt und bilden den Prozess der natürlichen Evolution auf eine bestimmte Art nach. Als Teilmenge der Gruppe der naturinspirierten Verfahren verknüpfen sie Computer mit dem allgemeinen Problemlösungspotential der natürlichen Evolution. Konkret bedeutet dies, dass ein simulierter Evolutionsprozess verwendet wird, um eine möglichst akkurate Lösung für ein gegebenes Optimierungsproblem zu finden. Zu diesem Zweck wird eine mögliche Lösung des Problems in Analogie zu einem Organismus gesetzt und im Laufe der Simulation werden sogenannte evolutionäre Operatoren wie Variation, Reproduktion, Mutation und Bewertung darauf angewandt. Diese Termini entsprechen ihren Pendanten in der natürlichen Evolution. In den meisten Fällen werden für die Operatoren teilweise zufällig ausgewählte Veränderungen an den möglichen Lösungen vorgenommen. Deshalb zählen Evolutionäre Algorithmen zu den stochastischen Optimierungsverfahren. Diese Algorithmen werden insbesondere dann verwendet, wenn in dem vorgesehenen Zeitraum keine exakte Lösung gefunden werden kann oder das schnelle Finden einer guten Lösung vorrangig vor dem exakten Lösen des Optimierungsproblems steht. Die folgende Darstellung und Beschreibung der Evolutionären Algorithmen ist weitestgehend aus [Wei07] übernommen.

4.2.1 Grundprinzip Evolutionärer Algorithmen

Grundsätzlich orientieren sich Evolutionäre Algorithmen an der biologische Terminologie. So bezeichnet man die Lösungskandidaten für ein Optimierungsproblem meist als Individuen und eine Menge von Individuen als Population. Zu Beginn des evolutionären Zyklus wird zunächst eine gewisse Anzahl an Individuen als Ausgangspopulation erzeugt.

Das anschließende Fortpflanzen der Lösungskandidaten unterliegt einem bestimmten Selektionsdruck in Anlehnung an die biologische Evolution. Das Schema eines evolutionären Algorithmus ist in Abbildung 4.1 dargestellt. [Wei07]

Die Initialisierung dient dazu, die Ausgangspopulation mit den ersten Lösungskandidaten zu erzeugen und gibt somit den Startpunkt für den Evolutionsprozess vor. Bei manchen Optimierungsproblemen bietet es sich an, vorgegebene Standardkandidaten in diese Population mit aufzunehmen oder sich Ergebnisse anderer Verfahren zu Nutze zu machen. In den meisten Fällen werden diese Lösungen jedoch zufällig erzeugt. Nach der Erzeugung der Startpopulation werden die Individuen bewertet. Der nächste Schritt ist die Elternselektion. Bei dieser werden die Bewertungen der einzelnen Individuen berücksichtigt, um für jedes Individuum die Anzahl der Kindindividuen festzulegen. Die Kindindividuen entstehen durch Rekombination, die Merkmale beider Eltern in dem neuen Individuum vereint und einer anschließenden Mutation. Die Rekombination dient genau wie in der Natur der Durchmischung der Population, während die Mutation in der Regel nur eine kleine Änderung im Individuum bewirkt. Diese kleine Änderung durch die Mutation dient dazu, genügend Störung zu erzeugen, um neue Varianz in die Population zu bringen, jedoch gleichzeitig nicht zu sehr in Konkurrenz zur Vererbung zu stehen. Es folgt eine Bewertung der neu erzeugten Individuen, um diese in der anschließenden Umweltselektion in die Elternpopulation zu integrieren. Basierend auf einer Begrenzung der Populationsgröße werden dazu schlechter bewertete Individuen aus der Elterngeneration zu Gunsten der besser bewerteten Kindindividuen entfernt. In extremen Fällen kann die gesamte Elternpopulation durch die neuen Individuen ersetzt werden. Am Ende jedes evolutionären Zyklus wird überprüft, ob die Terminierungsbedingung erfüllt ist. Dies kann z. B. ein Wert für die Bewertung des besten Individuums oder eine maximale Anzahl an Zyklen sein. Letzteres bietet sich vor allem an, um die Laufzeit zu begrenzen. Wird die Terminierungsbedingung erfüllt, wird das beste Individuum ausgegeben, andernfalls beginnt der evolutionäre Zyklus erneut. Für die Anwendbarkeit dieses Verfahrens sind zwei Bedingungen erforderlich, zum einen eine auf dem Computer speicherbare Darstellung des Suchraums und zum anderen die zur Bewertung benötigte Bewertungsfunktion der Individuen.[Wei07]

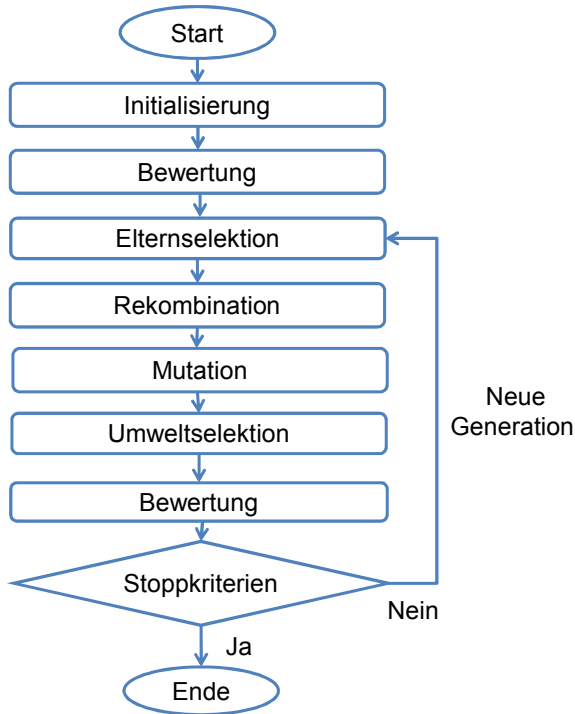


Abbildung 4.1: Schematische Darstellung des simulierten evolutionären Zyklus bei Evolutionären Algorithmen in Anlehnung an [Wei07]

Repräsentation

Um einen Evolutionären Algorithmus zur Lösung eines Optimierungsproblems anzuwenden, gibt es verschiedene Möglichkeiten, die Lösungskandidaten darzustellen. Neben dem klassischen Fall der binären Repräsentation, also der Darstellung der Individuen als Bitvektoren, wird häufig auf die Repräsentation als Permutationen zurückgegriffen. Diese recht einfachen Repräsentationen bieten den Vorteil, dass auch die genetischen Operatoren der Rekombination und Mutation einfach gestaltet

werden können. Die Darstellung der Lösungskandidaten wird als Genotyp bezeichnet und die Lösung des gegebenen Problems als Phänotyp. Zur Überführung der problemspezifischen Parameter in die Repräsentation gibt es problemspezifische Codierungsvorschriften. Umgekehrt wird die Genotyp-Phänotyp-Transformation verwendet, um aus der Repräsentation die entsprechende Lösung zu erzeugen. In der Literatur werden neben dieser einfachen Darstellung noch zahlreiche weitere Möglichkeiten der Repräsentation mit zugehöriger Transformation und dem Zusammenhang zwischen Genotyp und Phänotyp diskutiert (vgl. z. B. [Wei07] und [Nis94]).

Selektionsverfahren

Ziel der Selektionsverfahren eines Evolutionären Algorithmus ist es, aus der aktuellen Population die Eltern-Individuen zu bestimmen. In [Wei07] und [Nis94] wird grundsätzlich zwischen folgenden Verfahren unterschieden.

1. **Zufällige Elternselektion:** Bei diesem Verfahren werden alle Individuen gleichbehandelt und zufällig die Eltern ausgewählt.
2. **Rangbasierte Selektion:** Zur Selektion werden die Individuen fitnessproportional sortiert. Dabei ist die tatsächliche Fitness eines Individuums nicht von Bedeutung, es zählt nur das Verhältnis zu den anderen Individuen.
3. **Fitnessproportionale Selektion:** In diesem Fall werden die Individuen ebenfalls nach ihrer Fitness sortiert und im darauffolgenden Schritt mit einer Wahrscheinlichkeit, die direkt proportional zu ihrer Fitness ist, ausgewählt. Konkret werden so Individuen mit einer besseren Fitness mit einer höheren Wahrscheinlichkeit ausgewählt und so bevorzugt.
4. **q -fache Turnirselektion:** Zunächst werden zufällig q Individuen ausgewählt. Diese treten dann in einem Turnier gegeneinander an, wobei das Individuum mit der besten Fitness gewinnt und ausgewählt wird. Neben der Fitness sind auch andere Auswahlverfahren denkbar, z. B. auch in Kombination mit stochastischen Verfahren.

Alle Verfahren werden so lange ausgeführt, bis die gewünschte Anzahl an Individuen für die Kindpopulation selektiert wurde.

Rekombinationsverfahren

Die Rekombination erzeugt mindestens ein Kindindividuum aus zwei oder mehreren Elternindividuen, entsprechend eines Verfahrens, welches festlegt, wie Eigenschaften der Eltern an Kindindividuen weitergegeben werden. Dabei wird der Genotyp bestehender Individuen neu zusammengesetzt, um so im besten Fall die vorteilhaften Bestandteile der Eltern in den Kindindividuen zu vereinen. Zur Rekombination gibt es verschiedene Möglichkeiten, von denen die nach [Wei07] gängigsten im Folgenden kurz vorgestellt werden.

1. **N -Punkt Crossover:** Bei dieser Rekombination werden N verschiedene Stellen zufällig gewählt, die als Trennpunkte dienen. Die so erzeugten Kindindividuen erhalten jeweils abwechselnd über Kreuz den ersten Teil des einen und den darauffolgenden Teil des anderen Elternteils. Dies wird bei allen N Punkten analog weitergeführt.
2. **1-Punkt Crossover:** Ein Spezialfall des N -Punkt Crossover, bei dem nur eine Trennstelle zufällig gewählt wird. Entsprechend enthalten die Kindindividuen den ersten Teil bis zum Trennpunkt vom einen und den hinteren Teil vom anderen Elternteil.
3. **Uniform Crossover:** Diese Art der Rekombination kann bei allen Repräsentationen eingesetzt werden, bei denen die einzelnen Teile der Repräsentation im Individuum unabhängig voneinander gesetzt sind. Für jeden Teil des Lösungskandidaten wird dann einzeln ausgewählt, von welchem Elternteil diese Erbinformation an das Kindindividuum weitergegeben wird. Diese Entscheidung kann von der Fitnessfunktion abhängen oder aber zufällig stattfinden bzw. abhängig von einer geeigneten Verteilungsfunktion sein.

Mutationsverfahren

In der Biologie beschreibt die Mutation eine kleine Veränderung des Individuums. Analog dazu wird ein Operator entworfen, der kleine Veränderungen am Individuum vornimmt, was zu einer Veränderung der Fitness führen kann. Diese Veränderung erfolgt meist zufällig und erhöht so die Diversität der gesamten Population, was zu einer besseren Durchsichtung des Lösungsraumes führt. Bei einer Repräsentation der Lösung als Permutation werden z. B. wenige Einträge zufällig ausgewählt und vertauscht. Beim Swap-Mutationsoperator werden z. B. zwei Einträge zufällig ausgewählt und vertauscht. [Wei07]

4.2.2 Klassifizierung Evolutionärer Algorithmen

Der Überbegriff der Evolutionären Algorithmen steht für verschiedene Techniken, die den Evolutionsprozess der Natur übertragen, um komplexe Probleme zu lösen. Bereits sehr früh entwickelten sich unabhängig voneinander Teilgebiete. Sie können durch gewisse Methoden und Eigenschaften klassifiziert werden. Nur mit diesem Wissen ist es möglich, neue Anwendungen richtig einzuordnen. [CLVV07]

Genetische Algorithmen

Erstmals entstand die Idee zum Genetischen Algorithmus 1969 in einer Veröffentlichung von John Holland und wurde Thema weiterer Veröffentlichungen [Hol92]. Die heutige Popularität Genetischer Algorithmen begründete jedoch erst die wegweisende Arbeit [Gol89] von David E. Goldberg. Diese Klasse von Algorithmen zeichnet sich durch vorrangige Verwendung der Rekombination aus, während die Mutation nur mit geringer Wahrscheinlichkeit verwendet wird. Als weiteres Merkmal ist die probabilistische Selektion der Elternindividuen zu nennen. Zu Beginn war es üblich, ausschließlich binäre Zeichenketten als Repräsentation der Individuen zu verwenden.

Evolutionsstrategien

Die Repräsentation der möglichen Lösungen ist bei dieser Art der Algorithmen ein reellwertiger Vektor. In den Anfängen wurde ausschließlich die Mutation als Operator verwendet. Später fand auch die Rekombination Verwendung, die jedoch von untergeordneter Bedeutung blieb. Der Mutationsoperator bleibt der vorherrschende. Ingo Rechenberg [Rec94] und Hans-Paul Schwefel [Sch95] gelten als die Entwickler dieser Strategie.

Evolutionäre Programmierung

Die Entwicklung der Evolutionären Programmierung geht auf Lawrence J. Fogel im Jahr 1965 zurück [FOW66]. Die Grundidee ist, die Genetik zu vernachlässigen und ausschließlich die Ähnlichkeit der Nachkommen zu den Eltern zu betrachten. Dies zeigt sich auch im Verzicht auf Rekombination und der Wahl einer problemnahen Repräsentation. Zunächst wurde eine Population endlicher Automaten verwendet. Später wurde dieser Ansatz von David B. Fogel [Fog01] aufgegriffen, mit dem Ansatz künstlicher neuronaler Netzwerke verknüpft und hierdurch verfeinert.

Genetische Programmierung

Genetische Programmierung basiert auf den Genetischen Algorithmen und geht auf John Koza [Koz92] zurück. Die Verfahren ähneln sich insofern, als in beiden sowohl Rekombination als auch Mutation verwendet werden, wobei die Rekombination vorrangig verwendet wird. Die ursprüngliche Repräsentation waren Syntaxbäume, d. h. Baumstrukturen, die jedem Blatt einen Wert, eine Variable oder Konstante zuordnen. Jeder Knoten entspricht einer Funktion oder Programmkonstruktion. Auf diese Art können Programme und mathematische Ausdrücke dargestellt werden. Somit findet die Evaluation auf diesen Programmen und nicht wie bisher auf Lösungen statt. Eine Besonderheit dieser Repräsentation ist, dass sie größenvariabel ist und in Struktur und Umfang durch den Prozess der simulierten Evolution bestimmt wird.

4.3 Scheduling

Scheduling ist nach [Pin12] ein Prozess zur Entscheidungsfindung, der vielfältig im produzierenden und Dienstleistungsgewerbe zum Einsatz kommt, um Ablaufpläne zu erstellen. Die folgende Beschreibung des Scheduling ist aus [Pin12] übernommen. Hier können weitere Details nachgelesen werden. Scheduling befasst sich mit der Zuteilung von Ressourcen zu bestimmten Aufgaben über eine vorgegebene Zeitspanne mit dem Ziel, eine oder mehrere Zielvorgaben zu optimieren. Diese Aufgaben und Ressourcen in einer Organisation können viele unterschiedliche Formen annehmen. Beispielsweise können die Ressourcen durch Maschinen in einer Werkstatt, Start- und Landebahnen eines Flughafens oder Arbeitsspeicher eines Computers repräsentiert werden. Die Aufgaben können dann Tätigkeiten in einem Produktionsprozess, Start und Landung eines Flugzeugs oder Ausführung von Programmen sein. Jedem Task kann ein bestimmtes Gewicht, also eine Priorität, eine frühestmögliche Startzeit, die sogenannte Einlastzeit, eine Bearbeitungszeit und ein Fertigstellungstermin zugeordnet werden. Die Zielvorgaben können ebenfalls vielfältige Formen annehmen. Eine Zielvorgabe könnte z. B. die Minimierung des Fertigstellungszeitpunkt der letzten Aufgabe sein oder die Fertigstellung möglichst weniger Aufgaben nach dem jeweiligen Fertigstellungstermin.

Scheduling als Prozess zur Entscheidungsfindung spielt eine fundamentale Rolle in den meisten Produktions- und Fertigungssystemen sowie in der Informationsverarbeitung. Zudem findet es Anwendung im Dienstleistungsgewerbe wie z. B. dem Transportwesen. Klassischerweise haben alle Aufgaben eines Scheduling-Problems folgende Parameter [Pin12]:

- **Bearbeitungszeit:** Die Bearbeitungszeit beschreibt die zeitliche Dauer, die eine bestimmte Aufgabe auf einer Ressource oder Maschine benötigt.
- **Einlastzeit:** Dieser Parameter gibt an, wann die Aufgabe im System erscheint und beschreibt somit die frühestmögliche Startzeit der Aufgabe.
- **Fertigstellungstermin:** Dies stellt den Zeitpunkt dar, zu dem der Auftrag spätestens abgearbeitet werden muss. Eine Fertigstellung des

Auftrags nach Ablauf des Termins ist erlaubt, resultiert allerdings in Strafkosten. Fertigstellungstermine, die unbedingt eingehalten werden müssen, werden als Deadlines bezeichnet.

- **Gewicht:** Das Gewicht eines Auftrags beschreibt seine Wichtigkeit und seine Dringlichkeit in Relation zu den anderen Aufträgen. Beispielsweise könnte dies die Kosten repräsentieren, die anfallen, um den Auftrag im System zu halten.

Abfertigungsregeln werden bereits seit längerem untersucht und viele unterschiedliche solcher Regeln werden in der Literatur diskutiert. Einige von diesen, wie sie auch in [Pin12] Erwähnung finden, werden im Folgenden aufgeführt. Dies ist keine vollständige Liste, sondern lediglich eine kurze Auswahl zur besseren Einordnung der verwendeten Regeln.

- **Service in Random Order:** Eine einfache und sehr häufig verwendete Regel, bei der die Reihenfolge der Aufträge zufällig bestimmt wird. In diesem Fall findet keine Optimierung nach einer bestimmten Zielfunktion statt.
- **First Come First Served:** Bei dieser Regel werden Aufträge mit der frühesten Einlastzeit zuerst bearbeitet. Sie versucht, die Wartezeiten für alle Aufträge anzugleichen.
- **Longest Processing Time First:** Sobald eine Ressource frei ist, wird der Auftrag mit der längsten Bearbeitungszeit, der noch nicht bearbeitet wurde, zugeteilt. Diese Heuristik versucht, die kürzeren Jobs an das Ende der Einplanungsreihenfolge zu setzen, wo sie dann zum Lastausgleich verwendet werden können.
- **Earliest Due Date:** Der Abarbeitungsplan sortiert die Aufträge aufsteigend nach ihrem Fertigstellungstermin, um anschließend diese sortierte Liste abzarbeiten.

Betrachtet man die Komplexität der Scheduling-Probleme, so zählen diese oftmals zur Klasse der nichtdeterministisch in Polynomialzeit lösbaren Probleme. Bei der Lösung dieser Scheduling-Probleme finden daher oft Heuristiken wie die Theorie der Evolutionären Algorithmen Anwendung, um eine optimierte Lösung in angemessener Zeit zu berechnen.

Die dargestellte Theorie der Evolutionären Algorithmen in Kombination mit Aspekten des Scheduling findet bei der Konzipierung einer sinnvollen Ladeoptimierung für das Lademanagement Verwendung. Zur besseren Einordnung dieser Arbeit werden zunächst ausgewählte verwandte Arbeiten vorgestellt.

Kapitel 5

Verwandte Arbeiten

Ziel dieses Kapitels ist es, einen Überblick über wichtige Forschungsbereiche in der Elektromobilität und die zu dieser Arbeit verwandten Arbeiten zu geben. Die aufgeführten Arbeiten werden wie folgt in Themengebiete gegliedert. Dazu werden zunächst ein Einblick in die Entwicklungen der Elektromobilität gegeben und im Anschluss Gleich- und Wechselstromladung beschrieben. Danach folgt eine Betrachtung spezieller Protokoll-Funktionalitäten. Im Zuge der Netzintegration wird die Integration von Elektrofahrzeugen in eine Smart-Grid- bzw. Smart-Home-Umgebung und das Laden an öffentlichen Beleuchtungssystemen behandelt. Zum Abschluss wird ein Überblick über Forschungsarbeiten zu Demand-Response-Programmen gegeben.

5.1 Einblick in die Entwicklungen der Elektromobilität

Um einen Gesamtüberblick über die Entwicklungen in der Elektromobilität zu erhalten, bietet sich die Masterarbeit von C. Michel [Mic12] an. Sie befasst sich mit der Entwicklung der Elektromobilität in den Niederlanden und beschreibt in diesem Zusammenhang die Abläufe der nationalen und internationalen Standardisierungsprozesse für Hardware wie Kabel und Stecker, sowie auf Softwareseite die Kommunikationsprotokolle. Darüber hinaus werden Vor- und Nachteile von Standards und Anreize zu deren Entwicklung analysiert.

Die wichtigsten bereits eingeführten Standards werden in der Veröffentlichung [KH12] aufgeführt. In Hinblick auf zukünftige Entwicklungen stellt der Autor die Entwicklung neuer Batterie- und Smart-Grid-Technologien als essentiell dar, um den komplexen Anforderungen in Verteilnetzen gerecht zu werden. Auf diese Weise verweist er auf notwendige zukünftige Entwicklungen und Standardisierungen, um eine Integration von Elektrofahrzeugen in ein Smart-Grid zu ermöglichen.

Neben dem Vorantreiben von Standards ist die Verfügbarkeit der Ladeinfrastruktur eine wichtige Frage. Die Veröffentlichung [KM11] beschäftigt sich mit dem Ausbau der Ladeinfrastruktur. Ein Faktor, den es zu berücksichtigen gilt, ist die begrenzte Reichweite der Fahrzeuge. Um dennoch eine flächendeckende Ladeinfrastruktur zur Verfügung zu stellen, wird ein Ansatz zur optimierten Positionierung von Ladesäulen erarbeitet. Es werden verschiedene Ansätze zur Lösung des Problems vorgestellt und anhand des koreanischen Schnellstraßennetzes ausgewertet.

Andere Publikationen legen den Fokus verstärkt auf fahrzeuginterne Parameter. So werden z. B. in [SB10a, SB10b] komplexe Batteriemodelle berücksichtigt und das Laden von Elektrofahrzeugen als lineares Optimierungsproblem modelliert. Zum Beispiel wird in [KCM11] durch die Annahme eines zusammenhängenden Intervalls zwischen maximaler Lade- und Endladeleistung für die Batterie ein Rahmen für den Optimierungsansatz mittels linearer Programmierung geschaffen. Das optimierte Laden und Entladen von Elektrofahrzeugflotten wird anschließend anhand dieses Modells demonstriert. Ein weiterer Ansatz ist in [IMM14] aufgeführt. In dieser Veröffentlichung wird ein Algorithmus zum optimalen Laden von Elektrofahrzeugen eingeführt. Dieser basiert auf der Annahme, dass die Fahrgewohnheiten als stochastischer Prozess, genauer als inhomogene Markov-Kette, erklärt und modelliert werden können. Deshalb wird ein Markov-Prozess zur Entscheidungsfindung eingesetzt, der rekursiv mithilfe eines stochastischen dynamischen Ansatzes gelöst wird. Die Optimierung berücksichtigt fahrzeugspezifische Parameter und agiert unter anderem preisoptimal unter der Berücksichtigung von Strafkosten, falls die Wünsche des Kunden verletzt werden. Es werden Szenarien mit und ohne Entladung der Batterie betrachtet.

In anderen Veröffentlichungen, wie [YHF14], wird unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen und Batteriemodellen ein optimaler Energiefluss beim Laden und Entladen von Elektrofahrzeugen berechnet, um die Wirtschaftlichkeit und die technische Leistungsfähigkeit des Netzbetriebs zu verbessern. Zur Optimierung wird ein verbesserter Particle Swarm Algorithmus verwendet, der eine Vielzahl technischer Parameter der Elektrofahrzeuge und komplexe Batteriemodelle berücksichtigt, um die operativen Kosten des Energienetzes bei gleichzeitiger Erfüllung der Nutzeranforderungen zu verringern.

5.2 Gleich- und Wechselstromladung

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit dem Laden mit Wechselstrom, da ein Lademanagement für diese Art des Ladens sinnvoller ist und bei der Infrastruktur weniger Kosten anfallen. In Abschnitt 3.1 wurde bereits erwähnt, dass auch die Möglichkeit besteht, mit Gleichstrom zu laden. Die Unterschiede beider Ladearten ist Thema der Publikation der Autoren C. Botsford und A. Szczepanek [BS09]. Dort wird zwischen Schnellladung für Gleichstrom und Langsamladung im Falle von Wechselstrom unterschieden. Unter anderem analysieren sie die entscheidenden Vorteile des Schnellladens wie z. B. den psychologischen Effekt auf die Fahrer von Elektrofahrzeugen. Dieser Effekt rührt daher, dass viele Nutzer befürchten, durch die begrenzte Reichweite von Elektrofahrzeugen nicht an das gewünschte Ziel zu kommen. Dieses Phänomen wird oft auch als Range Anxiety bezeichnet. Abhilfe schaffen hierbei Gleichstrom-Schnellladestationen, da so die Möglichkeit besteht, im Zweifelsfall schnell nachzuladen und die Reise fortzusetzen. Unterstützt wird diese These von einer Studie der Tokyo Electric Power Company. Diese weist nach, dass selbst bei geringer Benutzung alleine das Vorhandensein einer Schnellladestation die Teilnehmer dazu ermutigt, weitere Strecken mit den Elektrofahrzeugen zu fahren. Ein verbreiteter Ausbau von Schnellladestationen könnte laut den Autoren durch diesen positiven psychologischen Effekt sowie das Ermöglichen weiterer Strecken mit Elektrofahrzeugen mit einer kurzen Zwischenladung eine schnellere Verbreitung der Elektromobilität möglich machen.

Um mit AC-Ladestationen eine Ladegeschwindigkeit von 43 kWh zu erreichen, ist laut J. S. Johansen [Joh13] zusätzlich Elektronik im Fahrzeug notwendig, die eine dreiphasige Ladung mit 64 A erlaubt. Dies würde insbesondere den Nachteil der langsamen Ladezeiten von AC- zu DC-Stationen aufheben. Konkret wird eine prototypische Umsetzung mit einem Gewicht von lediglich 5 kg demonstriert. Dies kombiniert die Vorteile der geringen Anschaffungskosten der AC-Ladesäulen mit den schnellen Ladeleistungen die sonst nur mit DC-Ladestationen möglich sind.

5.3 Betrachtungen spezieller Protokoll-Funktionalitäten

In der vorliegenden Arbeit werden ISO/IEC 15118 und OCPP 2.0 als Protokolle vorausgesetzt. Jedoch gibt es verschiedene Ansätze, um das intelligente Laden mit anderen Protokollen zu ermöglichen. Dazu wurden in mehreren Veröffentlichungen detailliert einzelne Funktionalitäten und Eigenschaften von Protokollen analysiert. In einer Veröffentlichung [SAW13] der TU Dortmund und EURISCO Research & Development werden beispielsweise die Protokolle IEC 61850 und OCPP Version 1.5 im Hinblick auf ihre Möglichkeiten zum intelligenten Laden untersucht. Die Vorgängerversion von OCPP 2.0, OCPP 1.5, ermöglicht bereits ein hohes Maß an Funktionalität für einen Ladeinfrastrukturbetreiber. In Hinblick auf die netzseitige Integration bietet es allerdings kaum Möglichkeiten, wie der Netzbetreiber ein intelligentes Laden beeinflussen kann. Zur Lösung wird eine Erweiterung von OCPP1.5 analog zu der Standardisierung für zukünftige Smart-Grid Anwendung der IEC 61850 Norm vorgeschlagen und erläutert. Eine weitere Veröffentlichung der TU Dortmund [RSRW11] befasst sich mit der Echtzeitfähigkeit der Protokolle ISO/IEC 15118, IEC 61851-1 und SCCPS1. Diese Eigenschaft ist eine Grundvoraussetzung für die Energienetze der Zukunft, die Demand-Side-Management und somit eine schnellstmögliche Anpassung der Versorgungsnetze an auftretende Störungen ermöglichen. Einzig IEC 61851-1 konnte den Anforderungen genügen, um echtzeitnahes Demand-Side-Management zu unterstützen. Eine vorgestellte Lösung, um diese Reaktionszeiten umzusetzen, ist der

Ansatz, IEC 61851-1 in die beiden High-Level-Protokolle zu integrieren. In der Veröffentlichung [MS14] von M. Mültin und H. Schmeck wird die Realisierung von Plug-and-Charge und E-Roaming durch ISO/IEC 15118-2 beschrieben. Es werden die Struktur der notwendigen Public Key Infrastructure aufgezeigt und die unterschiedlichen benötigten Zertifikatstypen unter Berücksichtigung der Anforderungen von Infrastruktur- und Fahrzeugherstellern, Netzbetreibern, Ladesäulenbetreibern und Anwendern herausgearbeitet. Die Kombination mit dem deutschen Joint Venture Hubject, welches sich mit der Realisierung von E-Roaming in Europa befasst, wird ebenfalls beschrieben.

5.4 Integration von Elektrofahrzeugen in ein Smart-Grid bzw. in ein Smart-Home

Das Institut für Angewandte Informatik und Formale Beschreibungsverfahren (AIFB) des Karlsruher Instituts für Technologie befasst sich unter anderem mit Forschungsprojekten, die eine Anbindung und Integration von Elektrofahrzeugen in ein Smart-Grid untersuchen. Das Potential einer solchen Integration wird z. B. in [MGS13] anhand verschiedener Anwendungsfälle verdeutlicht. Das erste Integrationsszenario verwendet die verbauten Batterien der Elektrofahrzeuge als Speicher, um Erzeugung und Verbrauch zu entkoppeln. Ebenso können sie dazu verwendet werden, eine unterbrechungsfreie Stromversorgung im Falle eines Stromausfalls im Netz zu gewährleisten. Darüber hinaus bieten Elektrofahrzeuge Möglichkeiten, Über- bzw. Unterspannung im Niederspannungsnetz zu begegnen und können so Netzdienstleistungen zur Verfügung stellen.

Mit der ausführlichen Untersuchung des ersten Szenarios befasst sich die Dissertation von M. Mültin [Mül14]. Zur Anbindung und Integration des Elektrofahrzeugs in das Energiemanagement-System (EMS) eines mit kommunikationsfähigen Komponenten ausgestatteten Haushalts (Energie Smart-Home-Lab, siehe Abbildung 5.1) des AIFB wurde ein Prototyp des ISO/IEC 15118 entwickelt und implementiert. Diese Kommunikation erlaubt den Austausch energierelevanter Mehrwertinformationen, was eine Nutzung des Elektrofahrzeugs als flexibel steuerbare Last erst ermöglicht.

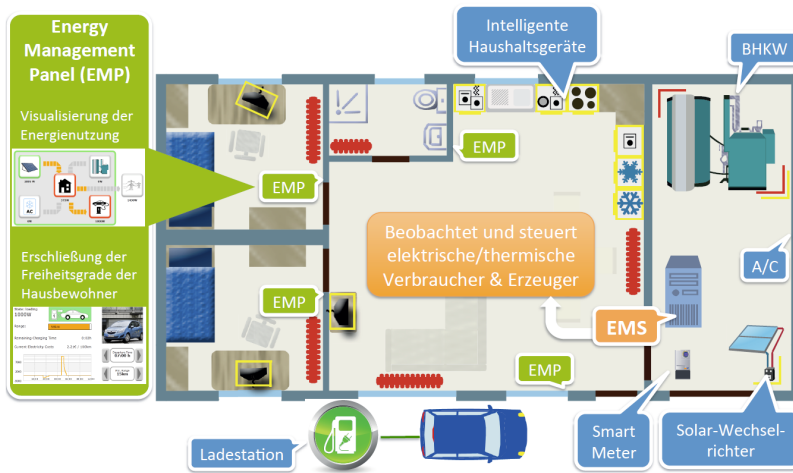


Abbildung 5.1: Grundriss des Energy Smart-Home-Lab [Mül14]

Ziel dieser Integration ist die Maximierung des lokalen Eigenverbrauches sowie die Senkung der Stromkosten. Dies geschieht im Rahmen des Protokolls ISO/IEC 15118, welches auch in der vorliegenden Arbeit verwendet wird. Um das volle Potential eines Fahrzeugs in dieser Umgebung auszuschöpfen, wird eine Erweiterung bestimmter Nachrichten dieses Protokolls vorgenommen. Insbesondere werden Parameter zusätzlich zu den im Protokoll spezifizierten eingeführt, die die Rückspeisefähigkeit des Fahrzeugs unterstützen und so die in der Fahrzeugbatterie gespeicherte Energie zeitweise für das Smart-Home nutzbar machen. Nur mit dieser Rückspeisefähigkeit kann das Elektrofahrzeug bestmöglich als flexibel steuerbarer Verbraucher und Energiespeicher verwendet werden. Konzeptionell sieht ISO/IEC 15118 eine solche Funktionalität vor, spezifiziert jedoch nicht deren technische Umsetzung. Das Lastprofil des Fahrzeugs unter Berücksichtigung der Kundenwünsche und der anderen Komponenten, in diesem Fall elektronische Haushaltsgeräte, Blockheizkraftwerken (BHKW) und Solaranlage, wird mittels eines Optimierungsalgorithmus, der auf einem Evolutionären Algorithmus mit binärer Codierung basiert,

berechnet. Das Energiemanagement-Panel (EMP) visualisiert auf installierten Touchscreen-Displays die momentanen und historischen Energieflüsse des Smart-Homes für die Bewohner. Darüber hinaus ermöglicht es über eine Benutzerschnittstelle zusätzlich zur Sensibilisierung der Benutzer hinsichtlich Stromverbrauch und Leistungsspitzen, die zeitliche Flexibilität der Bewohner zu erschließen. So können z. B. die Start- und Endzeitpunkte der intelligenten Haushaltsgeräte bzw. der Abfahrtszeitpunkt und die gewünschte Energiemenge für das Elektroauto angegeben werden. Basierend auf diesen Benutzervorgaben zusätzlich zu den technischen Restriktionen sowie externen zeitvariablen Strompreis- und Lastbegrenzungssignalen von Netzseite berechnet der Algorithmus den preisoptimierten Gesamtlastgang des Energie Smart-Home-Lab.

Dieser so entstandene Prototyp wird in realen Wohnphasen im Hinblick auf die Maximierung der Eigenstromnutzung und der Senkung der Stromkosten evaluiert. Darüber hinaus wird ein Verfahren zum benutzerfreundlichen E-Roaming beschrieben, was den Gebrauch von öffentlichen Ladesäulen unabhängig von seinem Stromliefervertrag anbieterübergreifend ermöglicht.

In der Dissertation [Lin12] wird ebenfalls ein Ansatz zur Integration von Elektrofahrzeugen in eine Smart-Grid bzw. Smart-Home-Umgebung anhand dreier Szenarien vorgestellt. Allen drei ist gemein, dass verschiedene Optionen zur Kopplung der Ladezeiten von Elektrofahrzeugen an die dezentrale erneuerbare Stromerzeugung untersucht werden. Dazu wird ein zeitabhängiges Energieanforderungsprofil für Elektrofahrzeuge aus statistischen Mobilitätsdaten wie der Mobilität in Deutschland - (MiD 2002) erstellt. In den vorgestellten Ladeszenarien werden die Ladeanforderungen bei einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen in Kombination mit lokaler Erzeugung aus erneuerbaren Energien und dem Lastprofil am Freiburger Verteilnetz betrachtet. Konkret auf den Raum Freiburg bezogen, würde sich der Energiebedarf bei vollständiger Umstellung der Personenkraftwagen auf elektrischen Antrieb um etwa 33 % erhöhen.

Eine Hauptforschungsfrage ist die Beeinflussung des Ladeverhaltens durch dezentrale tarifynreuzgesteuerte Ladeentscheidung. Mit diesem Ansatz wird erreicht, dass die residuale Netzlast der Erzeugung aus erneuerbaren Energien folgt. Der vorgestellte kombinatorische Optimierer verteilt die

zeitgleichen Ladestarts zufällig in dem jeweiligen Niedrigpreisfenster mittels einer Gleichverteilung. Dazu vergleicht der Algorithmus die Zeit, in der der Tarif günstig ist, mit der benötigten Zeit zum optimierten Laden und bestimmt mit diesen Informationen die Ladestrategie für das jeweilige Fahrzeug. Der Lade- bzw. Entladeplan kann dabei drei Werte annehmen: Das Laden einer Energieeinheit, das Entladen einer Energieeinheit oder das Unterbrechen der Ladung/Entladung.

Neben der Betrachtung der Beeinflussung der Ladeentscheidung durch dezentrale Tarifierreize und den Auswirkungen verschiedener Ladestrategien im Verteilnetz wird ein Pilotsystem für Elektrofahrzeuge zur tarifierreizebasierten Lastverlagerung realisiert. Dieses Pilotsystem als mobile Instanz zur Ladeplanung im Fahrzeug erfolgt mit mobilen Stromzählern als direkte Anbindung an die Energieversorgung.

Die Aufgabe ist die Ermittlung der optimalen Lade- bzw. Rückspeisestrategie unter Berücksichtigung von Nutzereingaben, Preistarifen für Verbrauch und Einspeisung sowie Batteriealterungskosten und weiteren Faktoren. Dies kommt praxisnah in 20 Plug-In-Hybridfahrzeugen zum Einsatz. Zur Berechnung einfacherer Lade- bzw. Entladefahrpläne im Fahrzeug wird das Problem auf eine Wegsuche in einem vollständigen Graphen reduziert. Der Graph enthält alle möglichen Zustände zu jedem Zeitpunkt sowie alle möglichen Zustandsübergänge. Jedem Zeitschritt werden nun Kosten zugeordnet. Somit resultiert die optimale Lösung aus dem günstigsten Pfad, beginnend mit einem Startknoten durch den Graphen bis zum Endknoten. Dieses Problem kann mit bekannten Lösern wie Dijkstra-, Floyd-Warshall oder dem Bellman-Ford-Algorithmus gelöst werden.

Neben den Auswirkungen vieler Elektrofahrzeuge auf das lokale Energienetz befasst sich der dritte Schwerpunkt mit der Integration von Elektrofahrzeugen und erneuerbaren Energien in eine Smart-Home-Umgebung. Die Optimierung wird an die jeweilige lokale Situation und die Rahmenbedingungen mittels eines gemischt-ganzzahligen-linearen Optimierungsmodells adaptiert. Die finanziellen Anreize, den Überschuss an ökologisch lokal erzeugten Strom für das Elektrofahrzeug zu nutzen bzw. zwischenspeichern, werden dabei durch die Einspeisegesetze wie z. B.

das Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien in Kombination mit der Eigenstromvergütung gesetzt.

Ziel der Optimierung, die mittels Branch-and-Bound implementiert wird, ist eine optimierte Betriebsführung durch die Maximierung der Erlöse bei gleichzeitiger Minimierung der Bereitstellungskosten. Berücksichtigte Komponenten sind die Ladeanforderungen der Elektrofahrzeuge sowie Blockheizkraftwerke, Heizkessel sowie thermischer und elektrischer Speicher. Darüber hinaus werden nicht beeinflussbare Komponenten wie die Solaranlage oder Komponenten, die durch ein verändertes Nutzungsverhalten resultieren wie das Nutzerprofil für die Elektrofahrzeuge, mit einbezogen. In einem realen Szenario einer Freiburger Reihenhausssiedlung wird mittels zweier rückspeisefähiger Elektrofahrzeuge die Betriebsführung der lokalen Komponenten verbessert.

5.5 Laden an öffentlichen Beleuchtungssystemen

Der Fokus der Arbeit [ARAAG14] liegt beim Laden von Elektrofahrzeugen an öffentlichen Beleuchtungssystemen wie Straßenlaternen. Dies bietet eine neue Alternative, um mit geringen Kosten das Netzwerk an Ladepunkten zu erweitern, da diese Beleuchtungssysteme bereits installiert sind. Der erste Ansatz stützt sich dabei auf eine konservative Ladestrategie, bei der in den Simulationen bekannt ist, wann ein Fahrzeug ankommt und damit sicherzustellen, dass die Netzgrenzen eingehalten werden, wenn ein neues Fahrzeug angeschlossen wird. So kann das Fahrzeug direkt nach Beginn des Ladevorgangs Leistung beziehen. Nicht im Voraus bekannte Fahrzeuge können in diesem Modell die Leistungsfähigkeit des Systems beeinträchtigen. Um die Performanz der Ladeinfrastruktur an öffentlichen Beleuchtungssystemen dennoch sicherzustellen, wird im nächsten Ansatz die Einplanung der Fahrzeuge mit den meist bekanntesten und verwendeten Schedulingstrategien untersucht. Charakteristisch für diese Strategien ist ihre Flexibilität bei der Behandlung der Ladevorgänge bei gleichzeitiger Einhaltung der Grenzen eines Verteilnetzes.

Zu diesem Zweck wird im ersten Schritt der Anteil der angeschlossenen Leistung bestimmt, der zum Laden von Elektrofahrzeugen an öffentlichen Beleuchtungssystemen verwendet werden kann. Dies hängt davon ab, wann wieviel dieser Leistung für Beleuchtung benötigt wird. Ein solches Profil, das die Begrenzung und den Grad der Beleuchtung angibt, ist für Sommer und Winter in Abbildung 5.2 dargestellt.

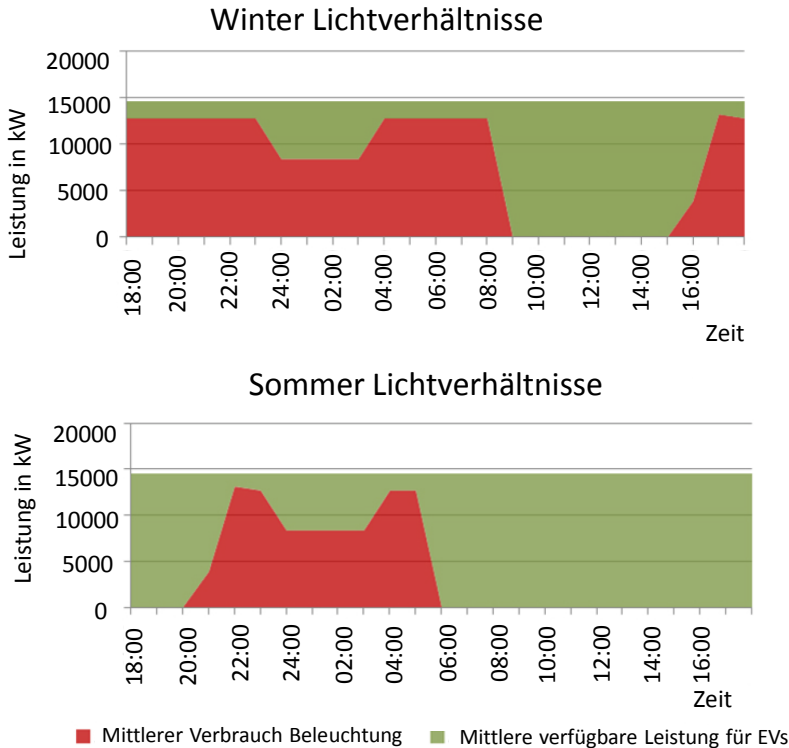


Abbildung 5.2: Tagesverlauf der verfügbaren Leistung zum Laden von Elektrofahrzeugen an öffentlichen Beleuchtungssystemen in Anlehnung an [ARAAG14]

Zum Laden wird ein lineares Modell verwendet. Dies bedeutet in diesem Fall, dass einem Fahrzeug, sobald es sich mit dem Ladepunkt verbindet, eine konstante Ladeleistung gemäß Fahrzeugtyp zur Verfügung gestellt

wird. Jeder Ladevorgang stellt dann im Sinne der Schedulingtheorie eine Aufgabe dar. Das Erfüllen der Aufgaben durch Unterbrechung ist gestattet und kann durch das Erlauben von Priorisierung notwendig sein. Abschließend verlässt das Fahrzeug die Ladesäule erst bei der Abfahrzeit und nicht wie bei anderen Schedulingproblemen unmittelbar nach Beendigung der Aufgabe.

Die Grenzen, gegeben durch die öffentlichen Beleuchtungssysteme, werden mittels bekannter Schedulingstrategien berücksichtigt. Die verwendeten Strategien analysieren die Parameter der angenommenen Ladevorgänge und legen die Priorisierung fest, in der die Aufgaben abgearbeitet werden, ohne Wissen über zukünftige Ereignisse, in diesem Fall zukünftig ankommende Fahrzeuge. Konkret werden unter anderem die Strategien First Come First Served, Earliest Deadline First und Lowest/Highest Energy Requirement First verwendet.

5.6 Demand-Response-Programme

Wird eine kritische Anzahl an Elektrofahrzeugen erreicht, können diese einen signifikanten Einfluss auf das Energiesystem haben. Unkoordiniertes Laden kann die Spitzenlasten im Netz erhöhen. Ein „valley-filling“ Ladeszenario, wie in [ZXO⁺14, ZJBS14] beschrieben, kann diese Spitzenlasten reduzieren. Konkret wird in [ZJBS14] ein dezentrales Ladeprotokoll für Elektrofahrzeuge eingeführt, bei dem der Netzbetreiber die Kosten aktualisiert. Sobald es mit dem Netz verbunden ist, berechnet jedes Fahrzeug seinen optimalen Ladeplan, der nur auf diesem Preissignal basiert. Dieser wird zurückgesendet, der Netzbetreiber aggregiert die aktuellen Ladepläne und berechnet damit ein neues Last- und Kostenprofil. Bei der Stromerzeugung werden 30 % erneuerbare Energien in Kalifornien für die Simulationen angenommen. Analysen zeigen, dass sich mit diesem Ansatz durch „valley-filling“ über Nacht die Ladepläne besser verteilen lassen. Allerdings ist dies nicht immer anwendbar. Im Falle von dynamischen Änderungen, vor allem, wenn kurzfristige Anpassungen berücksichtigt werden müssen, ist dieser Ansatz wenig geeignet.

Neben „valley-filling“ bieten auch Demand-Response-Programme Möglichkeiten, Elektrofahrzeuge netzfördernd einzusetzen. Ein Vorteil ist, dass so auch kurzfristige und dynamische Änderungen abgefangen werden können. In [AES08] werden die konkreten Vorteile durch Demand-Response-Programme sowie das potentielle Kostenersparnis in Zusammenhang mit verschiedenen Marktkomponenten erläutert und in ausgewählten Experimenten, ausgeführt durch die Versorger, untermauert.

In der Dissertation [Got15] wird ein geeignetes Modell zur Analyse von Demand-Response-Programmen und der akkuraten Repräsentation von Kundenreaktionen in einer Smart-Grid Umgebung herausgearbeitet. Dieses Modell wird dann herangezogen, um zwei unterschiedliche Szenarien zu evaluieren: direkte Laststeuerung und preisbasierte Anreize. Im ersten Fall kann ein Demand-Response-Aggregator flexible Lasten und fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen kombinieren, um die direkte Nutzung aus diesen Stromquellen zu erhöhen. Hierbei zeigen sich Elektrofahrzeuge und Wärmespeicher als vielversprechendste Komponenten auf Verbraucherseite. Ein ausgewogener Mix zwischen Photovoltaik und Windkraft sorgt für die niedrigsten Kosten auf Seite des Aggregators. Eine große Anzahl flexibler Kunden ist nicht immer ausreichend, um Verbrauch und Erzeugung anzugleichen. Den größten Einfluss auf die Lastverschiebung haben der Gesamtverbrauch und die zeitliche Flexibilität der Komponenten, während Einplanungsrestriktionen nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Preisbasierte Anreize werden generell kritisch betrachtet, da sie in Systemen mit vielen flexiblen Lasten zu neuen Lastspitzen führen können. Das Verbraucher- und Erzeugungsmodell betrachtet zwei Ansätze für preisbasierte Laststeuerung: Leistungszuschläge und Gruppenpreise. Der erste Ansatz basiert auf einem Time-of-Use-Tarif und berechnet zusätzlich Aufschläge für die Höhe der Ladeleistung. So besteht zwar der Anreiz, während der günstigen Phasen Last zu verbrauchen, durch die Strafkosten wird aber das Entstehen zu großer Lastspitzen verhindert. Damit wird erreicht, dass die Last nicht zu konzentriert während der günstigen Phasen verbraucht, sondern besser verteilt wird. Dies ist ein effektiverer Ansatz, aber mit einigen Einschränkungen im Realbetrieb.

Die Grundidee des zweiten Ansatzes ist es, verschiedene Tarifsignale einer Kundengruppe zu nutzen. Bei diesem Bepreisungssystem werden Kunden bestimmten Gruppen zugeteilt und alle Mitglieder einer Gruppe erhalten denselben Stromtarif. Mittels dieser Bepreisung kann Ladeverlagerung erreicht werden, ohne dass ungewünschte Lastspitzen entstehen. Dieser Ansatz führt zu vielversprechenden Ergebnissen im Hinblick auf Lastsynchronisation und die Effizienz des Gesamtsystems und ist gleichzeitig ein einfaches und verlässliches Preissignal für Kunden.

Dieses Kapitel macht deutlich, dass es vielfältige Forschungsansätze im Bereich der Elektromobilität gibt. Die vorliegende Arbeit greift die Idee der Netzintegration in ein Smart-Grid in Kombination mit Demand-Response-Programmen auf. In Anknüpfung an bestehende Standards wird ein Lademanagement für Flotten- und Ladeinfrastrukturbetreiber konzipiert. Hierfür wird ein Algorithmus zum gesteuerten Laden entwickelt, der in der Lage ist, Demand-Response-Programme zu berücksichtigen. Zu einer solchen Elektromobilitätslösung findet sich bisher keine zufriedenstellende Lösung in der Literatur.

Kapitel 6

Konzept zum Lademanagement

Bei der Entwicklung von bisherigen Netzen zu einem Smart-Grid, wie in Abschnitt 2.4 beschrieben, ist es dank der Infrastruktur eines solchen Smart-Grids möglich, ein intelligentes Lademanagement zu etablieren. Hierbei werden Elektrofahrzeuge als flexible Lasten eingesetzt. Im betrieblichen Umfeld können Elektrofahrzeuge in großer Zahl eingesetzt werden, um die operationalen Ziele des Unternehmens zu erfüllen. Insbesondere spielen hier kosteneffektive Ansätze beim Laden von betrieblichen Flotten eine zentrale Rolle. Eine große Anzahl von Elektrofahrzeugen kann auf kurzfristige oder längerfristige Signale von anderen Energiemarktteilnehmern, wie in Abschnitt 2.6 beschrieben, reagieren. Dies ermöglicht darüber hinaus eine dynamische Anpassung des Ladeplans, um zur Stabilisierung des Netzes beizutragen. Dazu können sie z. B. durch ihre hohe Flexibilität an Demand-Response-Ereignissen teilnehmen und ihr Lastverschiebungspotential dem Energiemarkt zur Verfügung stellen. Analog kann ein Ladeinfrastrukturbetreiber die Fahrzeuge, die an seinen Ladesäulen laden, sinnvoll zu Gruppen zusammenfassen, um so ein Lademanagement zu betreiben und an Demand-Response-Ereignissen teilzunehmen.

Im Folgenden werden zunächst die betrachteten Szenarien genauer beschrieben und anschließend die Systemarchitektur, die beide Szenarien abbildet und eine Kommunikation mit den Ladesäulen und dem Energiemarkt auch im Hinblick auf Demand-Response-Teilnahme ermöglicht, erklärt. Dazu werden ein mathematisches Modell und ein Algorithmus erläutert, der modular implementiert wurde. Dieser Algorithmus wird im Anschluss in Kapitel 7 anhand zweier realitätsnaher Szenarien mit echten Daten evaluiert.

6.1 Aufgaben der Ladeoptimierung

Bei der Ladeoptimierung handelt es sich um einen Service zur intelligenten Berechnung des Ladevorgangs von Elektrofahrzeugen mit dem Ziel, die Wirtschaftlichkeit des Ladeprozesses von Elektrofahrzeugen zu erhöhen, die Netzstabilität des Energienetzes und die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung zu unterstützen. Hierbei kann es vorkommen, dass sich die Interessen der unterschiedlichen Akteure unterscheiden. Die Ladeoptimierung muss dann priorisieren, welchen Interessen sie nachkommt. Beim optimierten Ladeplan handelt es sich um eine zielgerichtete Handlungsanweisung mit der Absicht, die optimierte Ladekurve für die Fahrzeuge unter Berücksichtigung bestimmter Parameter zu bestimmen und dadurch Energieangebot und Energienachfrage durch eine zeitliche Entkopplung möglichst anzupassen. Die zu berücksichtigenden Parameter sind hierbei die mittels des intelligenten Ladeprotokolls ISO/IEC 15118, welches in Abschnitt 3.2.2 beschrieben wird, übermittelten technischen Rahmenbedingungen, Vorgaben des Nutzers sowie betriebswirtschaftliche Faktoren (z. B. Preissignale, Demand-Response-Signale). Ein optimierter Ladeplan wird im Kontext dieser Arbeit somit als eine Handlungsanweisung definiert, die das wirtschaftliche und planmäßige Laden von Elektrofahrzeugen regelt und durchführt.

Der Ansatz des in Abschnitt 2.6 beschriebenen Energiemanagements für flexible Lasten wird aufgegriffen, um ein entsprechendes Energiemanagement für Elektrofahrzeuge zu ermöglichen. Da es sich bei Elektrofahrzeugen konkret um das Laden handelt, wird im Weiteren der in diesem Fall zutreffendere Begriff Lademanagement verwendet.

Um Elektrofahrzeuge als flexible Lasten für das Energienetz nutzbar zu machen, bietet es sich an, diese in Form von Gruppen oder Flotten zusammenzuschließen und zu betrachten. Dadurch kann insgesamt mehr Last verschoben werden und die Fahrzeuge können von einer zentralen Instanz eingeplant werden, so dass für alle das beste Ergebnis entsteht und nicht jedes Fahrzeug sich ohne Koordination mit den anderen Fahrzeugen selbst kostenoptimal einplant. Mehr Fahrzeuge bieten außerdem mehr Möglichkeiten zur Teilnahme an Demand-Response-Ereignissen, dessen Grundzüge in Abschnitt 2.7.1 beschrieben werden. Dazu bieten sich

insbesondere zwei Szenarien an. Diese Szenarien und die zugehörigen Modelle stellen die Basis der in der vorliegenden Arbeit durchgeführten Validierung dar.

Szenario 1: Flottenbetreiber

In diesen Szenarien betreibt ein solcher Flottenbetreiber eine Gruppe von Elektrofahrzeugen aus gewerblichen Gründen. Ihm gehören sowohl die Fahrzeuge als auch die Ladeinfrastruktur und so möchte er die Gesamtkosten für das Laden möglichst gering halten. In der Regel ist ein Ausbau der Ladeinfrastruktur mit hohen Kosten verbunden und sollte vermieden werden. Die Gesamtkosten für das Laden der Fahrzeuge werden von ihm übernommen und er handelt auch die entsprechenden Verträge mit Energieanbietern über einen eventuell flexiblen Strompreis aus. Darüber hinaus kann er auch daran interessiert sein, möglichst CO₂-neutral zu laden. Zusätzlich kann er ebenso Verträge mit anderen Marktrollen wie z. B. einem Demand-Response-Aggregator in Hinblick auf die Teilnahme seiner Flotte an Demand-Response aushandeln oder die Flexibilität selbst am Energiemarkt anbieten.

Szenario 2: Ladeinfrastrukturbetreiber

In diesem Fall besitzt der Ladeinfrastrukturbetreiber die Ladesäulen, jedoch nicht die Fahrzeuge. Die Fahrzeuge werden dann von privaten Nutzern verwendet und wenden sich zum Laden an den Infrastrukturbetreiber. Für diesen besteht die Möglichkeit, diese Fahrzeuge geeignet zu gruppieren, um so eine gezielte Optimierung für die Gruppe durchzuführen. Die genaue Gruppierung bleibt dabei ihm selbst überlassen und kann z. B. nach Netzsegment oder Netzanschlusspunkt erfolgen oder es werden alle Fahrzeuge, die an seinen Ladesäulen in einem bestimmten Gebiet mit begrenzter Leistung jeglicher Art sind, zusammengefasst. Auch Gruppierungen, die nicht durch physikalische Netzgrenzen begrenzt sind, sind denkbar, wie z. B. die Gruppierung aller Fahrzeuge, die nach Kundenwunsch explizit regional und CO₂-neutral laden wollen. Die aktuell

bereitgestellte Leistung aus erneuerbaren Energien, die auf die Ladepunkte verteilt wird, bildet dann die Lastgrenze. Neben der Lastgrenze wird auch der Strompreis mit einbezogen. Diesen handelt der Ladeinfrastrukturbetreiber mit einem Lieferanten aus und stellt den Service den Endkunden in Rechnung. Bei der Optimierung wird dann versucht, basierend auf dem Strompreis des Ladesäulenbetreibers möglichst preisoptimiert zu laden, ohne die Kundenvorgaben zu verletzen. Für den Ladeinfrastrukturbetreiber besteht ebenso die Möglichkeit, Verträge mit geeigneten Markttrollen zur Teilnahme an Demand-Response-Ereignissen abzuschließen. Alternativ kann er das Lastverschiebungspotential direkt anderen Marktteilnehmern wie z. B. Netzbetreibern oder Demand-Response-Aggregatoren anbieten, um so die Flexibilität der Fahrzeuge wirtschaftlich zu nutzen.

Für beide Szenarien soll im Folgenden eine Ladeoptimierung, eingebettet in ein Lademanagement, vorgestellt werden, welches modular in das bestehende System eines Flottenbetreibers oder eines Ladeinfrastrukturbetreibers passt. Die konkreten Anforderungen an die Ladeoptimierung sind dazu:

- Einhalten der vorgegebenen Lastgrenze
- Einhalten der technischen Restriktionen des Fahrzeugs
- Berücksichtigung des Einsatzplanes für das Fahrzeug
- Protokollkonformes Lademanagement orientiert an zukünftigen Standards
- Preisoptimierte Einplanung
- Berechnung der verschiebbaren Last
- Reaktion auf Demand-Response-Signale

Um eine große Zahl an Elektrofahrzeugen zu laden, kann vor allem in ländlichen Gebieten ein lokaler Netzausbau notwendig sein, um zu gewährleisten, dass alle auch bei gleichzeitiger Ladung mit maximaler Leistung laden können. Dies ist aber mit hohen Kosten verbunden und darüber hinaus aus netztechnischer Sicht nicht sinnvoll. Eine andere Möglichkeit ist es, die Last geschickt über die Standzeit der Fahrzeuge zu verteilen und so das Netz nicht punktuell zu überlasten. Diese Verteilung

kann darüber hinaus an eine vom Netz vorgegebene Lastgrenze und ein Preissignal angepasst werden, um den Verbrauch der Fahrzeuge besser auf die Netzsituation, insbesondere die Stromproduktion und das Verhalten der anderen Verbraucher, anzupassen.

6.2 Architektur

Die im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelte Architektur spiegelt die Anforderungen wider, alle relevanten Daten für die Berechnung eines optimierten Ladeplans zur Verfügung zu stellen. Die Hauptszenarien Flottenbetreiber oder Ladeinfrastrukturbetreiber sollen in der Systemarchitektur abgebildet werden. Im Vordergrund steht hierbei die Integrationsfähigkeit des Lademanagements mit eingeschlossener Ladeoptimierung ins System eines Flottenbetreibers, in die übergreifende Lösung eines Ladeinfrastrukturbetreibers oder in andere etablierte Unternehmenssoftware-Lösungen. Für alle Anwendungsszenarien schließt dies eine optimierte Nutzung der vorhandenen Lastgrenze und ähnliche Dienstleistungen ein, um eine effizientere Nutzung der Elektromobilität für private und kommerzielle Anwendungen zu gewährleisten. Darüber hinaus soll über entsprechende Schnittstellen der Flotten- bzw. Ladeinfrastrukturbetreiber mit dem nötigen Informationsaustausch bei einer besseren Integration in den Energiemarkt unterstützt werden. Im Falle privater Nutzung ist ebenfalls die Einbindung der Endkunden in die Gesamtarchitektur von zentraler Bedeutung. Eine solche Architektur ist in Abbildung 6.1 dargestellt. Diese besteht aus den im folgenden aufgelisteten Komponenten.

System des Flottenbetreibers bzw. Ladeinfrastrukturbetreibers

Dieses ist ein bestehendes System, in das das Lademanagement modular integriert ist. Da solche Systeme eine Vielzahl von Funktionalitäten haben können, wird nur die zentrale Bedeutung für das Lademanagement betrachtet. Dies ist insbesondere die Übermittlung von wichtigen

Falle gewerblicher Flotten ist dies nicht erforderlich, da dies bereits im Einsatzplan der Flotten, der vom Flottenbetreiber erstellt und verwaltet wird, beinhaltet ist.

Lademanagement

Das Lademanagement übernimmt allgemein die Kommunikation zur Ladesäule und anschließend zum Fahrzeug mittels der in Abschnitt 3.2 beschriebenen Protokolle. Dies umfasst die Authentifizierung, die Autorisierung, die integrierte Abrechnung von Energiebezügen, die Überwachung der Erreichbarkeit der Ladesäulen sowie das Fehlermanagement im Falle einer Nichterreichbarkeit. Abschließend hat es die Aufgabe, die von der Ladeoptimierung generierten Ladepläne an die Ladeinfrastruktur zu übermitteln und deren Umsetzung zu überwachen sowie das Speichern von berechneten Ladeplänen und spätere Zuordnung zum richtigen Ladevorgang, wenn dieser durch Autorisierung des Fahrzeugs gestartet wird. Um effizient vorzugehen, erhält das Fahrzeug seinen Ladeplan nach Möglichkeit direkt bei Ankunft. Hierzu wird der Ladeplan eine bestimmte Zeit im Voraus berechnet, je nach Anwendungsfall und Flotte kann diese Zeit variieren. Anschließend wird er im Lademanagement hinterlegt. Sobald das entsprechende Fahrzeug an die Ladesäule kommt, wird dieser korrekt mittels der EVCCID des Fahrzeugs und dem Zeitpunkt des Ladebeginns zugeteilt und an die Ladesäule gesendet.

Ladeoptimierung

Diese Komponente berechnet algorithmisch den optimierten Ladeplan für jedes Elektrofahrzeug unter Berücksichtigung der anderen Fahrzeuge der Gruppe bzw. Flotte. Dazu bezieht es als eigenständige Komponente Informationen vom übergeordneten System des Flottenbetreibers, des Ladeinfrastrukturbetreibers sowie des Energiemarktes. Die berechneten Ladepläne werden an das Lademanagement übermittelt, welches nach Autorisierung der Fahrzeuge die Steuerung der Ladesäule und die Umsetzung der berechneten Ladepläne übernimmt.

6.3 Weiterleitung des Ladeplans an die Ladesäule

Dank des Protokolls ISO/IEC 15118 werden die Parameter Abfahrtszeitpunkt und gewünschte Energiemenge in der ChargeParameterDiscovery-Request an die Ladesäule übermittelt und mittels des Protokolls OCPP 2.0 mit der NotifyEVChargingNeeds-Operation an das Lademanagement weitergeleitet (vergleiche Abschnitt 3.2.2 bzw. Abschnitt 3.2.3). Somit sind diese Parameter bei ISO/IEC 15118 fähigen Fahrzeugen bei Ankunft des Fahrzeuges bekannt. Mittels dieser Information weiß das Lademanagement, wie lange das Fahrzeug voraussichtlich an der Ladesäule verweilt und wieviel es laden möchte. Dies bietet die Möglichkeit, die Last flexibel über die Standzeit zu verteilen und so nicht konstant dem Fahrzeug Energie zur Verfügung zu stellen. Analog werden die technischen Parameter des Fahrzeugs wie maximale Netzspannung, maximaler Ladestrom pro Phase und minimaler Ladestrom pro Phase übermittelt. Mit diesen Parametern lässt sich die minimale und maximale Ladeleistung des Fahrzeugs berechnen, die eine Ladeplanung innerhalb der technischen Parameter des Fahrzeugs erst möglich machen. Bei nicht ISO/IEC 15118 fähigen Fahrzeugen müssen diese Parameter anderweitig übermittelt werden. Hier kann eine manuelle Übermittlung durch den Fahrer erforderlich werden. Mit diesen Parametern, kombiniert mit den technischen Restriktionen der Ladesäule, die bekannt sind, sowie eventuellen zusätzlichen Nutzerangaben lässt sich nun die Ladeoptimierung modellieren. Zudem kann es hilfreich sein, wenn geplante Ankunft und Abfahrtszeit sowie die gewünschte Lademenge schon vor Ladebeginn bekannt sind, um bereits vor Ankunft des Fahrzeugs einen optimierten Ladeplan zu erstellen.

Nach Autorisierung des Fahrzeugs muss dieser Ladeplan wieder an das Fahrzeug protokollkonform übermittelt werden. Um dies zu vereinfachen, generiert der Algorithmus direkt einen Ladeplan, der ohne große Übersetzung in die Protokollnachrichten eingesetzt werden kann. Konkret bedeutet dies, zunächst die Startzeit sowie die Dauer des Ladevorgangs in der SetChargingProfile-Nachricht zu setzen. Zusätzlich wird der Ladeplan als eine Tabelle von maximalen Ladeleistungen mit zugehöriger Startzeit in die Ladeperioden übersetzt. Jedes Mal, wenn sich die vom

Lademanagement vorgegebene Ladeleistung ändern soll, entsteht ein neuer Eintrag der Tabellen als neue Ladeperiode mit der zugehörigen Startzeit, die automatisch die vorangegangene Periode abschließt. Insbesondere bedeutet dies, dass ein diskretes Ladeprofil übermittelt wird. Zusätzlich kann in analoger Form auch der SalesTarif, wie in Abschnitt 3.2.3 beschrieben wird, an das Fahrzeug übermittelt werden. Dies kann der echte Strompreis oder ein fiktiver Strompreis sein, der z. B. an die CO₂-Bilanz des produzierten Stroms gekoppelt ist. Dieser Ladeplan und der SalesTarif kann insbesondere während eines Ladevorgangs jederzeit neu übermittelt und so an die aktuellen Gegebenheiten angepasst werden. Die Übermittlung an die Ladesäule ist unabhängig davon, ob das Fahrzeug ISO/IEC 15118 fähig ist. Im Mode 3 Fall kann die Ladesäule ihn lediglich nicht an das Fahrzeug weitergeben und sorgt durch regelmäßiges Senden der maximal erlaubten Stromstärke dafür, dass das Fahrzeug nicht mehr lädt als erlaubt. Bei ISO/IEC 15118 fähigen Fahrzeugen kann in der ChargeParameterDiscovery-Response der Ladeplan sowie der SalesTarif an das Fahrzeug weitergegeben werden. Wird während des Ladevorgangs ein neuer Ladeplan übermittelt und muss somit eine Neuverhandlung im Fahrzeug angestoßen werden, so setzt die Ladesäule in einer der Nachrichten ChargingStatusResponse, MeteringReceiptResponse, PowerDeliveryResponse das Feld EVSENotification auf ReNegotiation, um dies dem Fahrzeug zu signalisieren.

6.4 Adapter zur Integration unterschiedlicher Protokolle

In größeren Fuhrparks kann es vorkommen, dass nicht alle Ladesäulen die gleichen Kommunikationsprotokolle sprechen, z. B. wenn zu bereits installierter Ladeinfrastruktur neue Ladesäulen hinzukommen. Um diese jedoch weiterhin über ein gemeinsames System zu steuern, wurde im Rahmen des Projekts open ECOSPhERE in der Masterarbeit [Sol14] eine Lösung für ein solches Problem in Form eines Adapters vorgestellt und implementiert. Zunächst wurde ein Ladesäulenmanagement entwickelt, welches die Authentifizierung und Autorisierung, die integrierte

Abrechnung von Energiebezügen, die Überwachung der Erreichbarkeit der Ladesäulen und die Übermittlung von Ladeplänen an die Ladeinfrastruktur umsetzt. Die Ladepläne wurden dabei von der in dieser Arbeit vorgestellten Ladeoptimierung generiert.

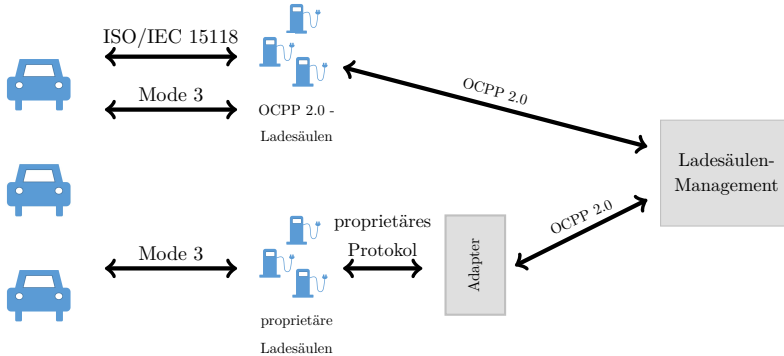


Abbildung 6.2: Übersetzungsfunktion des Adapters, in Anlehnung an [Sol14]

Eine Herausforderung war, die bereits installierte Ladeinfrastruktur sowie die neu hinzugekommenen Ladesäulen mit einem einheitlichen System zu steuern. Sowohl die Kommunikation zur Ladesäule als auch die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladesäule war nur mittels unterschiedlicher Protokolle möglich. Die älteren Ladesäulen kommunizierten mittels eines proprietären Protokolls und Mode 3, während die neuen Ladesäulen mittels OCPP 2.0, welches in Abschnitt 3.2.3 eingeführt wird, angesprochen werden und zum Auto hin ISO/IEC 15118 fähig sind.

Da die Protokolle sich in Nachrichten und Funktionalität unterscheiden, bringt dies gewisse Schwierigkeiten mit sich. Als Lösung für das Lademanagementsystem wurde im Rahmen dieser Arbeit ein Adapter entworfen und implementiert, der als eine Art Übersetzer zwischen den Protokollen fungiert. Diese Lösung sieht vor, dass die Ladesäulen mit einer OCPP-Schnittstelle direkt mit dem Lademanagement kommunizieren, während die Ladesäulen ohne eine solche Schnittstelle indirekt über eine Zwischeneinheit, den Adapter, mit dem Lademanagement kommunizieren. Dieses Funktionsprinzip des Adapters ist in Abbildung 6.2 skizziert.

Im Falle der Kommunikation zu einer proprietären Ladesäule wird eine Nachricht von einer solchen Ladesäule nicht direkt an das Lademanagement geleitet, sondern zunächst an den Adapter. Dieser empfängt die Nachricht im vorgegebenen Format und wandelt sie in eine OCPP-Nachricht um, bevor er sie schließlich an das Lademanagement weiterleitet. Auf diese Weise empfängt das Lademanagement nur Nachrichten im OCPP 2.0 Format. Die Antwort auf diese Nachricht wird an den Sender, in diesem Fall den Adapter, zurückgesendet. Diese wird nun in eine Nachricht der anderen Spezifikation überführt und an die initiale Ladesäule gesendet. Bei Nachrichten, die vom Lademanagement ausgehen, verhält es sich analog mit dem Umweg über den Adapter. Dieses Prinzip bringt im Hinblick auf heterogene Ladeinfrastrukturen mehrere Vorteile. Zunächst ist die Entkopplung des Lademanagementsystems zu der Implementierung der Protokollschnittstellen abgesehen von OCPP 2.0 zu nennen. Ein solcher Adapter kann mit einer Funktion für unterschiedliche Protokolle ohne Beeinträchtigung des Lademanagements ausgetauscht oder gar weggelassen werden. Des Weiteren verhindert es eine redundante Implementierung integrierter Services wie z. B. Abrechnungslösungen. Im Vergleich zu einer Hardwareanpassung fällt zwar ein höherer Entwicklungsaufwand an, dieser ist jedoch in den meisten Fällen geringer als die Entwicklung einer internen Kommunikation zwischen unterschiedlichen Lademanagements oder gar die Erweiterung des bestehenden Systems. Zusätzlich zur Übersetzung kann der Adapter auch die Umsetzung der Ladepläne realisieren. Dies ermöglicht insbesondere dem Lademanagement, an die gesamte Infrastruktur Ladepläne zu schicken und diese so intelligent zu steuern. Dieses Adapterprinzip kann für andere Protokolle oder proprietäre Spezifikationen analog verwendet werden. In diesem Fall muss für jedes Protokoll ein entsprechender Adapter implementiert werden. Seine Modularität macht den Adapter leicht austauschbar und durch den Einsatz mehrerer Adapter können so auch stark heterogene Ladeinfrastrukturen mit einem Lademanagement gesteuert werden.

6.5 Demand-Response-Szenarien

Die Demand-Response-Szenarien, die im Kontext dieser Arbeit definiert werden, streben einen lokalen Ausgleich zwischen Verbrauch und Erzeugung an, um so Verteilnetze zu entlasten. Dies kann z. B. eine Reduktion des Strombedarfs zu teuren Spitzenlastzeiten sein, was nicht zwangsweise mit einer Reduzierung des Gesamtverbrauchs einhergeht, sondern ebenso bedeuten kann, die zeitliche Verteilung des Verbrauchs zu verbessern. Für Flottenbetreiber bzw. Ladeinfrastrukturbetreiber kann es auch interessant sein, Last zu verschieben. Beispielsweise kann zu Zeiten hoher Energiepreise die Last reduziert werden, um die Gesamtkosten für das Laden der Fahrzeuge möglichst gering zu halten. Zudem können Elektrofahrzeuge auch genutzt werden, um die Gesamtlast zu reduzieren, damit technische oder vertragliche Lastgrenzen eingehalten und so physikalische Schäden und Strafkosten vermieden werden. Mithilfe von Demand-Response-Programmen können diese lokalen Beschränkungen des Flottenbetreibers bzw. Ladeinfrastrukturbetreibers erweitert werden zu globalen Vorgängen am Energiemarkt. So können Marktakteure wie Netzbetreiber, Lieferanten oder Demand-Response-Aggregatoren das Verhalten der Elektrofahrzeuggruppen oder Flotten beeinflussen, um einen Vorteil für alle zu erreichen. Die im Folgenden vorgestellten Demand-Response-Szenarien wurden in [DEK15], den “IKT für Elektromobilität” Projekten iZEUS [SAP14a] (speziell des Arbeitspakets AP510) und openECOSPhERE [SAP14b] entwickelt und untersucht.

Die Grundvoraussetzung, um Demand-Response-Ereignisse regelmäßig anzubieten, sind standardisierte Prozesse sowie eine geregelte Kommunikation zwischen den Energiemarktteilnehmern. Der Fokus als Demand-Response-Teilnehmer liegt hier beim Flottenbetreiber und Ladeinfrastrukturbetreiber, was keine Einschränkung darstellen soll. Die Kommunikationsprozesse und Demand-Response-Szenarien bleiben auch für andere Kunden gültig, jedoch werden in diesem Kapitel nur die Szenarien am Beispiel des Flottenbetreibers und Ladeinfrastrukturbetreibers untersucht und evaluiert. Im Folgenden wird dazu dann die Kommunikation zwischen dem Flottenbetreiber bzw. Ladeinfrastrukturbetreiber und anderen Energiemarktteilnehmern, wie etwa seinem Energielieferanten

oder dem Verteilnetzbetreiber, näher beleuchtet. Bei einem zukünftigen Ausbau der Energienetze zu einem Smart-Grid kann die Rolle der Kommunikation der Demand-Response-Signale von der Marktrolle eines Demand-Response-Aggregators übernommen werden. Jedoch stellt heutzutage meist der Energielieferant die Marktrolle dar, die direkte Verträge mit dem Kunden abschließt und detaillierte Analysen ihres Energieverbrauchsmusters erstellt. Deshalb wird ihm auch zunächst die Rolle eines Demand-Response-Aggregators zu Teil, der die Laständerungskapazitäten der einzelnen Flottenbetreiber bzw. Ladeinfrastrukturbetreiber zusammenfasst und gebündelt am Energiemarkt anbietet. Dies kann in zukünftigen Szenarien in gleicher Form von anderen Demand-Response-Aggregatoren oder ähnlichen Markttrollen übernommen werden, sofern diese die entsprechenden Verträge mit den Kunden abschließen.

Die in dieser Arbeit betrachteten Demand-Response-Typen lassen sich in preisbasierte Ereignisse und kapazitätsbasierte Ereignisse unterteilen. Der Ansatz beim preisbasierten Demand-Response-Szenario ist, den Energieverbrauch eines Kunden durch einen variablen Preis, der z. B. direkt mit dem Strompreis der Energiebörse korreliert, zu beeinflussen. Der zweite Fall des kapazitätsbasierten Demand-Response-Szenario zielt darauf ab, Anreize zu schaffen, den Verbrauch zu verschieben, ohne den Energiepreis direkt zu ändern. So können z. B. bestimmte Verhaltensweisen belohnt oder bestraft werden. Dieses Mittel kann insbesondere auch vom Netzbetreiber eingesetzt werden um dabei zu helfen, den Energieverbrauch in einem bestimmten Netzsegment innerhalb einer begrenzten Zeit an die aktuellen Gegebenheiten anzupassen und so das Netz stabil zu halten.

6.5.1 Preisbasiertes Demand-Response-Szenario

Für die Berechnung der optimierten Ladekurve werden variable Preiskurven (z. B. Time-of-Use-Tarif) und eine flexible Lastkurve, wie sie in Abschnitt 2.7.1.2 vorgestellt werden, verwendet. Es wird davon ausgegangen, dass diese eine gewisse Zeit im Voraus an das Lademanagement kommuniziert wurden. Diese können so z. B. täglich wiederkehrende Bewegungen am Energiemarkt oder saisonale Ereignisse sowie länger

bekannte Großereignisse wie z. B. eine Fußballweltmeisterschaft, die Einfluss auf das Verbrauchsverhalten hat, abdecken. Darüber hinaus soll das Lademanagement noch die Möglichkeit haben, auf nicht vorhersehbare Ausnahmesituationen zu reagieren.

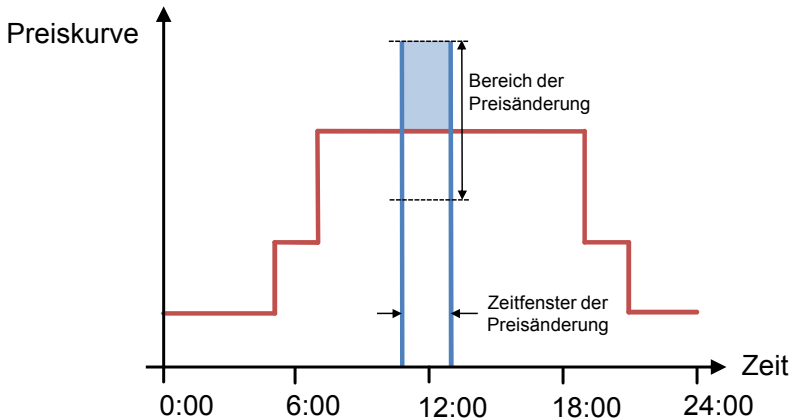


Abbildung 6.3: Schema eines möglichen Strompreisverlaufs mit preisbasiertem Demand-Response-Ereignis [DEK15, SAP14a]

Zusätzlich zum vorher festgelegten flexiblen Tarif hat der Lieferant die Möglichkeit, kurzfristig auf unvorhergesehene Ereignisse zu reagieren, indem er den Preis im Zeitraum der erwarteten Abweichung anpasst. Dies ist in Abbildung 6.3 skizziert. Dadurch soll das Verhalten der Endverbraucher angepasst werden und damit auf kurzfristige Schwankungen am Energiemarkt oder einem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch reagiert werden. So kann der Lieferant seine Marktvorhersagen erfüllen und verhindert den Zukauf teurer Regelenergie.

Der schematische Ablauf der Kommunikation der einzelnen Akteure ist in Abbildung 6.4 dargestellt. Bei diesem preisbasierten Demand-Response-Ereignis wird, nachdem der Bedarf einer Laständerung festgestellt wurde, von dem entsprechenden Energiemarktteilnehmer, meist Lieferant, ein

preisbasiertes Demand-Response-Ereignis erstellt. Dieses Ereignis wird im zweiten Schritt dem betreffenden Kunden, in unserem Fall dem Flottenbetreiber bzw. Ladeinfrastrukturbetreiber, in Form einer Anfrage mit dem Zeitfenster und dem neuen Preis übermittelt. Nach einer vertraglichen Prüfung des Ereignisses im nächsten Schritt wird diese Anfrage nach Bestehen dieser Prüfung bestätigt. Anschließend wird das Ereignis an das Lademanagement weitergegeben, um hier eine neue Berechnung des Ladeplans zu erzielen. Der neue Ladeplan berücksichtigt die neue Preiskurve und passt somit das Verbrauchsverhalten auf die neuen Rahmenbedingungen an. Die Anpassung wird dabei so vorgenommen, dass der Einsatzplan nicht gefährdet wird.

Großkunden, die die Möglichkeit haben, selbst am Energiemarkt zu handeln, können hier auch die Rolle ihres eigenen Demand-Response-Aggregators übernehmen. In diesem Fall kommen die Demand-Response-Signale nicht vom Lieferanten, sondern der Flottenbetreiber bzw. Ladeinfrastrukturbetreiber erzeugt diese in Anpassung an die aktuelle Situation an der Strombörse selbst. Ein ähnliches Szenario könnte auch berücksichtigen, dass ein Flottenbetreiber seine Flotte z. B. mit selbstproduziertem Solarstrom laden möchte und dann Demand-Response-Signale nutzt, um den Eigenverbrauch zu erhöhen und eventuelle unvorhergesehene Schwankungen in der Stromerzeugung abzufangen. Auch in solchen Fällen könnte er als Demand-Response-Aggregator Demand-Response-Ereignisse erzeugen und Einfluss auf den Ladeplan nehmen.

Um trotz variabler Strompreise eine gewisse Planungssicherheit von Kundenseite zu gewährleisten, könnten zunächst die Zeitfenster sowie ein vorher festgelegter Preisbereich für die Erhöhung im Rahmen der preisbasierten Demand-Response-Ereignisse vertraglich festgelegt und so auf bestimmte Zeiten beschränkt werden. Der Strompreis darf dann nur innerhalb dieser vorher festgelegten Zeiträume im Rahmen des festgelegten Preisbereichs variieren. Weiterhin gilt unabhängig von der vertraglichen Regelung außerhalb dieser Zeitfenster der Time-of-Use-Tarif.

Das grundlegende Ziel hierbei ist, eine möglichst große Flexibilität des Kunden zu belohnen. Dazu können bei der vertraglichen Vereinbarung zwischen Energielieferanten und dem Flottenbetreiber bzw. Ladeinfrastrukturbetreiber als Endkunden unterschiedliche große Zeitfenster ausgehandelt

werden, welche auch zu verschiedenen Uhrzeiten festgelegt werden können. Dies kann besonders dann sinnvoll sein, wenn beispielweise eine Flotte von Elektrofahrzeugen nur zu bestimmten Uhrzeiten lädt und somit nur zu diesen Zeiten an Demand-Response-Ereignissen teilnehmen kann. Diese Einschränkung der variablen Preise auf ein vordefiniertes Zeitfenster und einen vordefinierten Preisbereich dient vornehmlich dazu, ein solches Demand-Response-Programm kundenfreundlicher zu gestalten. Mit der Wahl einer beliebigen Anzahl und Länge der Zeitfenster besteht in diesem Szenario ebenfalls die Möglichkeit einer uneingeschränkten ganztägigen Teilnahme an Demand-Response-Programmen. So können z. B. auch Energiemarktpreise direkt weitergegeben werden oder größere Preisvariationen zugelassen werden, um einen stärkeren Effekt zu erzielen. Neben diesen Einschränkungen besteht natürlich die weitere Möglichkeit, vertraglich zu vereinbaren, wie oft pro Tag, Jahr oder Monat ein solches Ereignis eintreten darf.

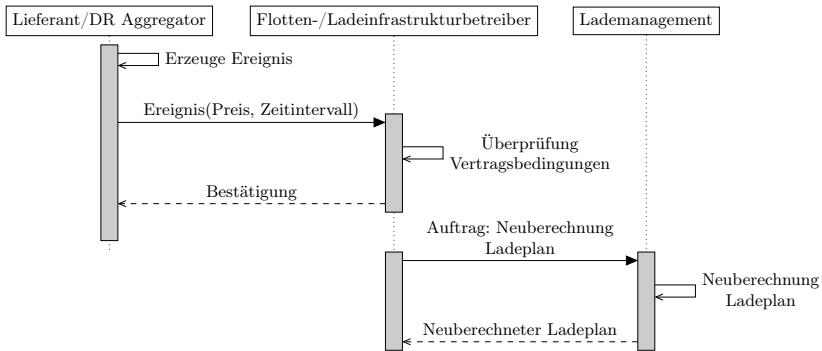


Abbildung 6.4: Übersicht der Interaktion der Akteure bei preisbasierten Demand-Response-Ereignissen [SAP14a]

Die Möglichkeit der Kunden, Verträge mitzubeeinflussen und damit Preisänderungen nur im vorgegebenen Rahmen zuzulassen und die Abweichungen vom Time-of-Use zu beschränken, führt zu höherer Kundenakzeptanz und damit zu mehr Teilnehmern an Demand-Response-Programmen. Für den Anbieter ergibt sich dadurch die Chance, Verträge mit möglichst vielen unterschiedlichen Kunden mit unterschiedlich

ausgehandelten Zeitfenstern abzuschließen. Damit wird erreicht, dass es zu jedem Zeitpunkt Demand-Response-Teilnehmer gibt und die Einschränkungen durch die begrenzten Zeitfenster des einzelnen Kunden teilweise aufgehoben werden.

Ein Vorteil dieses Ansatzes ist die Einfachheit, da der Lieferant direkt einen Vertrag mit dem Kunden abschließt und so direkt Einfluss auf den Preis nehmen kann, während keine weitere Kundeninteraktion erforderlich ist und seine selbstgesetzten Grenzen respektiert werden. Ein Nachteil ist, dass es schwer abzuschätzen ist, ob und wie der Kunde sein Verhalten anpasst. Beispielsweise könnte er ebenso die neue Preiskurve ignorieren.

6.5.2 Kapazitätsbasiertes Demand-Response-Szenario

Ziel dieses Demand-Response-Verfahrens ist es, beim Flottenbetreiber bzw. Ladeinfrastrukturbetreiber oder allgemein beim Endkunden durch gezielte Anreize eine Lastverschiebung in einem bestimmten Zeitfenster wie in Abbildung 6.5 dargestellt zu motivieren. Zur besseren Übersicht werden die flexiblen verschiebbaren Lasten hier als Vierecke dargestellt, obwohl sie in realen Szenarien natürlich komplexere Formen annehmen können. In dem grau schraffierten Zeitfenster soll zunächst zusätzlich Last aufgenommen werden. Es wird versucht, die Lasten, die eine Verschiebung in diesem Zeitfenster zulassen ohne Unannehmlichkeiten beim Endkunden zu erzeugen, entsprechend einzuplanen. Zu beachten ist weiterhin, dass auch hier die Kapazitätsgrenze eingehalten und nicht überschritten werden darf. So werden nur so lange Lasten verschoben, wie es diese Grenze zulässt. Im Falle einer Lastreduktion wird versucht, möglichst viel Last zu anderen Zeiten außerhalb des schraffierten Bereiches zu verschieben. Auch hier darf durch eine Umverteilung nicht die Kapazitätsgrenze zu einem anderen Zeitpunkt gefährdet werden.

Das Verfahren der gezielten Lastverschiebung kann auch von großem Interesse für den Netzbetreiber sein. Gerade in der gelben Phase der Kapazitätsampel der Bundesnetzagentur [Bun11], wie sie in Abschnitt 2.7.1.3 beschrieben wird, kann ein solches Verfahren hilfreich sein, um die rote Phase abzuwenden. In der Regel hat der Netzbetreiber jedoch keine

direkten Verträge mit den Endkunden. Damit dies auch in Zukunft nicht zwangsläufig nötig wird, wurden die Lieferanten als Instanz zwischen Netzbetreiber und Endkunde eingefügt. Da bereits ein Vertragsverhältnis mit den Endkunden besteht, eignen sie sich, Demand-Response-Ereignisse weiterzuleiten und später abzurechnen. Ein weiterer Vorteil ist, dass sich so für einen Lieferanten die Möglichkeit ergibt, die Strafzahlungen für einen ggf. unausgeglichene Bilanzkreis zu berücksichtigen eine Entschädigung vom Netzbetreiber zu erhalten. Großkunden haben in der Regel einen eigenen Vertrag mit dem Netzbetreiber und müssen nicht den Umweg über den Bilanzkreis machen. Der Netzbetreiber übernimmt hier die Rolle des Demand-Response-Aggregators.

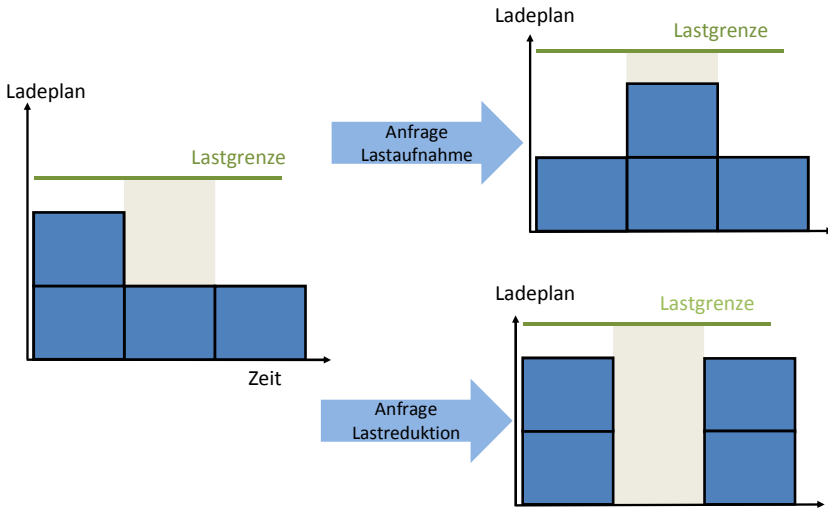


Abbildung 6.5: Schema zweier möglicher kapazitätsbasierter Demand-Response-Szenarien

Im Folgenden soll ein Schema vorgestellt werden, das es auch kleineren Flotten bzw. Gruppen von Elektrofahrzeugen erlaubt, an solchen Demand-Response-Ereignissen teilzunehmen. Großkunden können unabhängig davon ihr Lastverschiebungspotential eigenständig am Energiemarkt anbieten. Im Falle von Flotten könnte ein direktes Eingreifen und

Abschalten der Ladekapazität von anderen Akteuren ohne Einverständnis des Flottenbetreibers zur Nichteinhaltung des Einsatzplanes führen. Auch bei privater Nutzung können so für den Endnutzer Unannehmlichkeiten entstehen, wenn das Fahrzeug für die nächste Fahrt nicht wie gewünscht geladen ist. Eine Reduzierung der Last oder eine Komplettabschaltung kann auch die Ladesäulen oder die Fahrzeuge beeinträchtigen. Konsequenz sind höhere Ausgaben für den Flottenbetreiber bzw. Ladeinfrastrukturbetreiber. Das kapazitätsbasierte Demand-Response-Schema versucht genau dies zu vermeiden, indem es den Einsatzplan und den wirtschaftlichen Nutzen der Fahrzeuge mit berücksichtigt und nur die gegebene Flexibilität innerhalb des Ladeplans berücksichtigt. Folgende Aspekte müssen bei Demand-Response-Programmen von Netzseite berücksichtigt werden [DEK15, SAP14a]:

- Das Initiieren von Demand-Response-Programmen soll dem Netzbetreiber auch ohne direkten Vertrag mit dem Kunden ermöglicht werden.
- Bei der Beeinflussung der Endkunden am Lieferanten vorbei kann es zu negativen Folgen kommen, wie z. B. die Folgekosten durch unausgeglichene Bilanzkreise. Diese Kosten müssen berücksichtigt werden.
- Die marktwirtschaftlichen Instrumente müssen dort eingesetzt werden, wo sie nach Möglichkeit keine oder zumindest die geringsten Nachteile zur Folge haben.

Um all diesen Anforderungen gerecht zu werden, wurde das in Abbildung 6.6 dargestellte Schema für kapazitätsbasierte Demand-Response-Programme ausgearbeitet [DEK15, SAP14a].

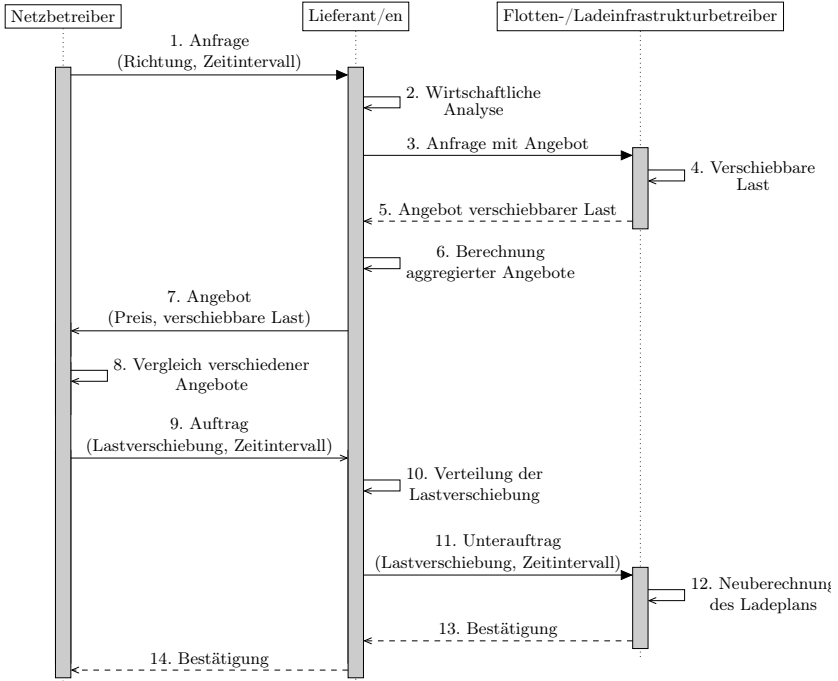


Abbildung 6.6: Übersicht der Interaktion der Akteure bei kapazitätsbasierten Demand-Response-Ereignissen [DEK15, SAP14a]

1. Ausgehend vom Netzbetreiber werden verschiedene Lieferanten zu einer Laständerung in einem bestimmten Zeitfenster und ggf. eines Netzsegments aufgefordert. Dazu wird in der Anfrage die Richtung der Lastverschiebung als auch das Zeitfenster übermittelt.
2. Von Lieferantenseite erfolgt eine wirtschaftliche Analyse unter Berücksichtigung seiner Gesamtkosten. Daraus ergibt sich ein Angebot für den Kunden, um bei ihm die Laständerung in die gewünschte Richtung zu motivieren.
3. Dieses Angebot übermittelt der Lieferant an die geeigneten Endkunden, in diesem Fall den Flotten- bzw. Ladeinfrastrukturbetreiber.
4. Der Flotten- bzw. Ladeinfrastrukturbetreiber berechnet mittels des Lademanagementsystems das maximale Lastverschiebungspotential in diesem Zeitfenster, ohne den Einsatzplan der Flotte oder die Vorgaben der Kunden zu beeinträchtigen.
5. Dieses Lastverschiebungspotential übermittelt der Flotten- bzw. Ladeinfrastrukturbetreiber an den Lieferanten.
6. Basierend auf diesen Informationen aggregiert der Lieferant Lastverschiebungspotentiale der einzelnen Kunden und erstellt erneut unter Berücksichtigung seiner Gesamtkosten und eventuell anfallender Folgekosten durch unausgeglichene Bilanzkreise ein Angebot, welches meist die Kosten pro kW beinhaltet.
7. Dieses Angebot übermittelt der Lieferant dem Netzbetreiber.
8. Von Netzbetreiberseite werden diese Angebote zunächst erfasst und im anschließenden Schritt verglichen.
9. Die wirtschaftlichsten und passendsten Angebote erhalten vom Netzbetreiber einen Auftrag. Dazu wird die genau gewünschte kW-Änderung, die der Netzbetreiber in diesem Zeitfenster beziehen möchte, mitgeteilt.
10. Der Lieferant verteilt die angefragte Laständerung auf seine Kunden.

11. Die Endkunden erhalten vom Lieferanten einen Unterauftrag für eine bestimmte Laständerung entsprechend der verteilten Laständerung.
12. Der Unterauftrag wird an das Lademanagement weitergeleitet. Dieses berechnet anschließend basierend auf den neuen Informationen den neuen Ladeplan.
13. Abschließend erfolgt eine Bestätigung durch den Endkunden zunächst an den Lieferanten.
14. Im finalen Schritt wird die Bestätigung von Endkunden und Lieferanten dann an den Netzbetreiber weitergeleitet.

Das Einbeziehen des Lieferanten in diesem Schema hat den Vorteil, dass an zwei Stellen ein freier Markt existiert. Einerseits bietet es dem Netzbetreiber die Möglichkeit, zwischen den Angeboten verschiedener Lieferanten auszuwählen, während gleichzeitig der Lieferant die Angebote an die Endkunden so gestalten muss, dass sie möglichst attraktiv sind, um eine hohe Teilnahme zu gewährleisten und er gleichzeitig eine Marge erwirtschaftet. Für den Endkunden ist der Handel in diesem Szenario unkompliziert gehalten. Er muss lediglich entscheiden, ob das Angebot wirtschaftlich attraktiv ist und entsprechend teilnehmen oder ablehnen. Es entsteht keine Beeinträchtigung des Ladeplans und mit der Flexibilität, die die Fahrzeuge ohnehin mitbringen, besteht die Möglichkeit, Geld zu verdienen. Für den Flotten- bzw. Ladeinfrastrukturbetreiber entsteht so nur ein geringer Zusatzaufwand und es wird ihm eine Beteiligung an Demand-Response-Programmen ermöglicht, ohne sich mit den Details des Energiemarkts zu befassen. Im Zuge des freien Marktes besteht zudem die Möglichkeit für den Endkunden, den Anbieter zu wechseln, sollten die Demand-Response-Angebote auf Dauer zu unattraktiv sein. In solchen Verträgen kann darüber hinaus angegeben werden, dass der Endkunde sich verpflichtet, an einer Mindestanzahl an Demand-Response-Ereignissen teilzunehmen, um so einen besseren Strompreis zu verhandeln. Für den Lieferanten werden so indirekte Kosten vermieden, die durch eine Laständerung verursacht werden könnten, auf die er sonst keinen Einfluss nehmen könnte.

6.6 Grenzen der Optimierung

Die mathematische Optimierung befasst sich damit, für ein vorgegebenes Problem eine optimale Lösung unter gewissen Rahmenbedingungen, d. h. Grenzen, zu finden. Hierbei wird zwischen harten und weichen Grenzen unterschieden. Harte Grenzen legen Bedingungen für Variablen fest, die nicht verletzt werden dürfen, wohingegen die Nichterfüllung von weichen Grenzen zu Strafen in der Bewertungsfunktion der Lösung führt. [Dec03]

Die Grenzen für die Optimierung, wie sie auch in [DK15] aufgeführt sind, werden im Folgenden beschrieben.

Harte Grenzen

Die harten Grenzen werden von der Ladeoptimierung stets eingehalten, da die Lösung sonst ungültig ist. Zu den harten Grenzen zählen zunächst die vorgegebene Lastgrenze $LG(t)$, die zu keiner Zeit überschritten werden darf. Eine Aufweichung dieser Grenze kann zu erheblichen Problemen führen, da eine Sicherung überlasten könnte und dadurch Stromausfälle für den gesamten Fuhrpark drohen. Dies führt dazu, dass keine Elektrofahrzeuge geladen werden können, was erhebliche Kosten für die Flotte bzw. Unannehmlichkeiten für die Nutzer nach sich zieht. Die Lastgrenze ist nicht zwingend durch die physikalische Netzgrenze gegeben, sondern kann auch durch die aktuelle Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen festgelegt sein. Darüber hinaus muss die Ladefunktion $L(t)$ in jedem Zeitintervall zwischen der maximalen Ladeleistung P_{max} und minimalen Ladeleistung P_{min} liegen oder Null sein. Eine Verletzung dieser technischen Parameter führt dazu, dass das Elektrofahrzeug nicht wie vorgesehen laden kann, da es unterhalb der minimalen Ladeleistung nicht anfängt zu laden und oberhalb das Batteriemanagementsystem nicht für solch hohe Ladeleistungen ausgelegt ist und somit nicht mehr als die maximale Ladeleistung beziehen kann. In beiden Fällen kann der Ladeplan nicht wie vorgesehen vom Fahrzeug bedient werden, was dazu führen kann, dass das Fahrzeug nicht ausreichend geladen wird und somit nicht einsatzbereit ist, wenn es gebraucht wird. Dies verursacht ebenso unnötige Kosten beim Flottenmanager.

Weiche Grenzen

Weiche Grenzen bezeichnen Grenzen, deren Einhaltung zwar gewünscht wird, die aber nicht von der Ladeoptimierung garantiert werden können. Dazu zählt zum einen, dass das Fahrzeug nach Ende des Ladevorgangs seine gewünschte Energiemenge E geladen haben soll. Die Ladeoptimierung versucht, diese Anforderungen zu erfüllen, jedoch kann sie in Ausnahmefällen, wenn es zu gravierenden Netzengpässen kommt und nicht genügend Energie zur Verfügung steht, dieser Anforderung nicht nachkommen. Ein weiterer Extremfall ist, dass eventuell Fahrzeuge abgelehnt werden müssen. Dies kann insbesondere dann der Fall sein, wenn keine freien Ladesäulen mehr zur Verfügung stehen. Die Ladeoptimierung hat keinen Einfluss auf die installierte Ladeinfrastruktur und kann so nur eine Nachricht bezüglich einer anstehenden Ladeinfrastrukturweiterung an den Flottenbetreiber oder den Ladeinfrastrukturbetreiber weiterleiten. Damit hat z. B. der Flottenbetreiber die Möglichkeit, kurzfristige Maßnahmen zu ergreifen. Sollte er z. B. zwei Standorte oder Netzstränge zur Verfügung haben, an denen die Fahrzeuge geladen werden können und nur einer überlastet ist, so könnte dies kommuniziert werden mit der Bemerkung, das Fahrzeug am anderen Standort zu laden. Im Falle eines Ladeinfrastrukturbetreibers wird der Nutzer über die möglichen Optionen wie eine längere Standzeit oder eine geringere Lademenge informiert.

6.7 Modellierung

Um den Ladevorgang eines beliebigen Zusammenschlusses, z. B. einer Flotte oder einer Gruppe von Elektrofahrzeugen, zu beschreiben, muss zunächst untersucht werden, wie sich der Ladeplan eines einzelnen Fahrzeugs am besten darstellen lässt. Bei den gegebenen Anforderungen und Möglichkeiten, die das Protokoll ISO/IEC 15118 bietet, ist eine mathematische Beschreibung als Lebesgue-Integral, das in Abschnitt 4.1 kurz definiert wird, geeignet. Ein Vorteil dieser Schreibweise ist, dass damit wenige Anforderungen an die Ladefunktion gestellt werden, sie muss lediglich einmal Lebesgue-integrierbar sein.

Die Theorie der Lebesgue-Integrale wird im Folgenden auf einen Zusammenschluss von Elektrofahrzeugen angewendet. Dieses Modell wurde bereits in [DK15] vorgestellt. Begonnen wird dabei mit der Beschreibung des Ladevorgangs eines Fahrzeugs.

Das i -te Elektrofahrzeug soll im Zeitraum $T_i = [t_{Ankunft,i}, t_{Abfahrt,i}] \subseteq \mathbb{R}^+$ mit der Energiemenge $E_i \in \mathbb{R}^+$ geladen werden.

Damit eine Ladefunktion $L_i(t) \in \mathcal{L}^1(T_i)$ (Raum der einmal Lebesgue-integrierbaren Funktionen) zulässig ist, muss sichergestellt sein, dass in der geplanten Verweildauer an der Ladesäule die benötigte Energiemenge geladen werden kann; in Integralform bedeutet das:

$$\int_{T_i} L_i(t) dt = E_i.$$

Es gelten weiter für jeden Ladevorgang i die Randbedingungen, die das Fahrzeug und die zugehörige Ladesäule vorgeben. Dies bedeutet insbesondere, dass die maximale Ladeleistung als Minimum der maximalen Ladeleistung von Fahrzeug und Ladesäule $P_{max,i} \in \mathbb{R}^+$ und die minimale Ladeleistung als Maximum der minimalen Ladeleistung von Fahrzeug und Ladesäule $P_{min,i} \in \mathbb{R}^+$ nicht über- bzw. unterschritten werden dürfen:

$$0 < P_{min,i} \leq L_i(t) \leq P_{max,i}.$$

Wird nun zusätzlich noch das Unterbrechen der Ladung gestattet, so ergibt sich der zulässige Wertebereich durch

$$[P_{min,i}, P_{max,i}] \cup \{0\}.$$

Ein Beispiel für einen solchen Ladeplan ist in Abbildung 6.7 dargestellt. Die Ladekurve ist in schwarz eingezeichnet und der mögliche Wertebereich in orange schraffiert.

Auf Grund dieser technischen Randbedingungen kann es sein, dass z. B. der Zeitraum zum Laden zu kurz ist. In diesem Fall muss der Nutzer oder gegebenenfalls Flottenbetreiber benachrichtigt werden, mit der Aufforderung, den Zeitraum entsprechend anzupassen oder die Energiemenge

herabzusetzen. Ist die Ladung jedoch möglich, so gibt es theoretisch unendlich viele Ladefunktionen L_i , welche die Bedingung $\int_{T_i} L_i(t)dt = E_i$ erfüllen. Das Lastverschiebepotential ergibt sich dann aus der Vereinigung aller zulässigen Ladefunktionen:

$$\bigcup L_i(T_i).$$

Eine Ladefunktion gilt genau dann als zulässig, wenn das Auto in der gewünschten Zeit die gewünschte Mindestenergiemenge laden kann, ohne dabei die mittels des ISO/IEC 15118 übermittelten technischen Einschränkungen (wie z. B. maximale Ladeleistung) zu verletzen. Das Lastverschiebepotential ist ein konkreter Wertebereich, der berechnet werden kann. Durch Abfrage können folglich in einem konkreten Zeitfenster die Grenzen für den maximalen Lastabwurf bzw. die maximale zusätzliche Lastaufnahme angegeben werden. Bei der Bestimmung des Lastverschiebepotentials ist zu beachten, dass Lastabwürfe zu zeitversetzten Lastaufnahmen führen und Lastaufnahmen entsprechend zu Lastabwürfen.

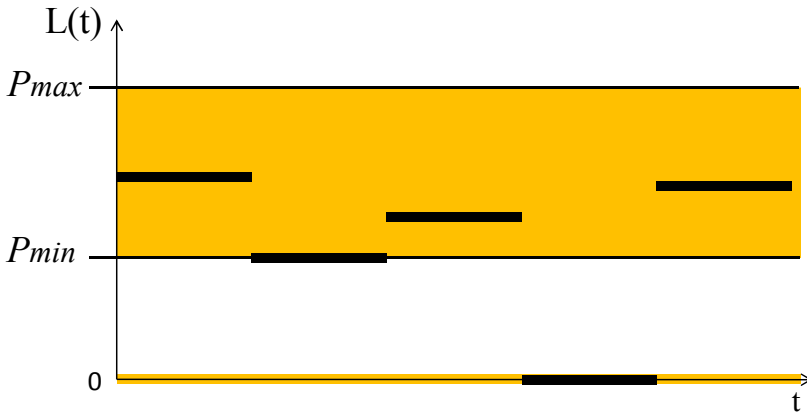


Abbildung 6.7: Beispiel einer Ladekurve mit eingezeichnetem Wertebereich [DK15]

Die Kommunikation mittels der Protokolle OCPP 2.0 und ISO/IEC 15118 erfordert eine diskrete Ladefunktion. Hierzu wird das Zeitintervall des

Ladevorgangs diskretisiert und die Ladefunktion L_i selbst als stückweise konstant angenommen. Dies bedeutet, dass die Zeitintervalle $[t_{j-1}, t_j)$ mit Dauer von z. B. 15 Minuten auf ein konstantes Leistungsniveau $l_{i,j} \in [P_{min,i}, P_{max,i}] \cup \{0\}$ gesetzt werden. Damit erhalten wir folgende Darstellung:

$$L_i(t) = \sum_{j=1}^n l_{i,j} \cdot 1_{[t_{j-1}, t_j)}(t).$$

Es wäre auch möglich, mit diesem Modell ohne Anpassung eine diskrete Ladefunktion mit Zeitintervallen unterschiedlicher Länge anzugeben. Dies ist insbesondere abhängig von den Vorgaben der Zeitintervalle der Kostenfunktion und der Lastgrenze. In diesem Fall wird ohne Beschränkung der Allgemeinheit von gleichlangen Zeitintervallen von 15 Minuten ausgegangen. Diese werden im Folgenden mit Δt bezeichnet.

Mit dieser Diskretisierung kann die Ladefunktion mit dem Vektor

$$\vec{L}_i = \begin{pmatrix} l_{i,1} \\ l_{i,2} \\ \vdots \\ l_{i,n} \end{pmatrix} \in \mathbb{R}^n$$

identifiziert werden. Die Kostenfunktion K sei wie die Ladefunktion als stückweise konstant angenommen, d. h.

$$K(t) = \sum_{j=1}^n k_j \cdot 1_{[t_{j-1}, t_j)}(t)$$

und K lässt sich dann durch den Vektor

$$\vec{K} = \begin{pmatrix} k_1 \\ k_2 \\ \vdots \\ k_n \end{pmatrix} \in \mathbb{R}^n$$

repräsentieren. Die bezüglich der Kostenfunktion optimale Ladekurve L_i^{opt} ergibt sich dann aus

$$L_i^{opt}(t) = \min_{L_i(t)} \int_{T_i} L_i(t) K(t) dt$$

oder vektoriell geschrieben

$$\vec{L}_i^{opt} = \min_{\vec{L}_i} \vec{L}_i^T \vec{K}.$$

Für $m \in \mathbb{N}$ Ladevorgänge ergibt sich folgende Matrix für das Optimierungsproblem

$$\begin{pmatrix} l_{1,1} & l_{1,2} & \cdots & l_{1,n} \\ l_{2,1} & l_{2,2} & \cdots & l_{2,n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ l_{m,1} & l_{m,2} & \cdots & l_{m,n} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} k_1 \\ k_2 \\ \vdots \\ k_n \end{pmatrix},$$

mit zugehöriger Zielfunktion

$$f = \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n l_{i,j} \cdot k_j.$$

Hierbei muss für alle Ladevorgänge i

$$l_{i,j} \in [P_{min,i}, P_{max,i}] \cup \{0\}$$

sowie

$$\int_{T_i} L_i(t) dt = \int_{T_i} \sum_{j=1}^n l_{i,j} \cdot 1_{[t_{j-1}, t_j)}(t) dt \geq E_i.$$

bzw.

$$\int_{T_i} L_i(t) dt = \sum_{j=1}^n l_{i,j} \cdot \Delta t \geq E_i$$

gelten.

Auf der Netzseite darf in keinem Zeitintervall die Lastgrenze $LG(t)$ überschritten werden, d. h. für alle j und für alle Zeitintervalle $[t_{j-1}, t_j)$ muss

$$\sum_{i=1}^m l_{i,j} \cdot 1_{[t_{j-1}, t_j)}(t) \leq LG([t_{j-1}, t_j)) \quad \text{für alle } j$$

bzw.

$$\sum_{i=1}^m l_{i,j} \leq LG(t_j) \quad \text{für alle } j$$

erfüllt sein.

Falls die technischen Beschränkungen der Elektrofahrzeuge vereinfacht werden und eine komplette Unterbrechung des Ladevorgangs ausgeschlossen wird, ist der Wertebereich $[P_{min,i}, P_{max,i}]$ konvex und man erhält ein lineares Optimierungsproblem. Erlaubt man das Unterbrechen und lässt den Wert 0 zu, ist der betrachtete Wertebereich nicht mehr konvex und man muss ein komplexeres, nicht lineares Optimierungsproblem betrachten. Dies kann durch ein gemischt ganzzahliges lineares Problem durch Hinzunahme der beiden zusätzlichen Parameter $x_{i,j} \in \{0, 1\}$ und $y_{i,j} \in [0, (P_{max,i} - P_{min,i})]$ für jedes i und j modelliert werden. Damit können die Werte der Ladefunktion durch den folgenden Ausdruck

$$l_{i,j} = x_{i,j} \cdot (y_{i,j} + P_{min,i})$$

dargestellt werden. Diese Art von Problemen lässt sich z. B. über einen Branch-and-Bound Algorithmus analytisch lösen [Kal13]. Ein Nachteil dieser Algorithmen ist ihre lange Laufzeit. In [Ste13] werden zur Fahrplanerstellung von virtuellen Kraftwerken sechs Algorithmen vorgestellt und verglichen. Bei einem dieser Algorithmen wurde ein Verfahren basierend auf der „Gemischt Ganzzahligen Linearen Programmierung“ verwendet. Dieses erweist sich jedoch wegen der längeren Laufzeit als wenig geeignet für die zeitkritischen, produktiven Anwendungen. Deshalb werden neben diesem Ansatz heuristische und linear-heuristische Alternativen entworfen.

Das exakte Lösen eines nicht linearen ganzzahligen Programms (engl. Mixed Integer Nonlinear Program, MINLP) [LS06] mit einem Branch-and-Bound Algorithmus wurde bereits in [APSS12] für ein Energiemanagement

in einem Organic Smart-Home untersucht, bei dem flexible Lasten wie Haushaltsgeräte intelligent eingeplant werden. Hierbei kam ein Löser aus der TomLab Optimization Suite auf einem 3 GHz-System zum Einsatz. Wegen der hohen Anzahl an Variablen musste das Verfahren nach 4 Stunden abgebrochen werden, da dies keine vertretbare Laufzeit für diesen Anwendungsfall darstellt. Ein ähnliches Problem wurde auch in der Veröffentlichung von Jacomino et al. in [JHPZ06] betrachtet. Eine einfachere Variante wurde als ganzzahliges lineares Optimierungsproblem (engl. Integer Linear Problem) beschrieben, jedoch mit einer hohen Anzahl an Variablen (ca. 1400). Die Rechenzeiten auf dem in [JHPZ06] angegebenen System liegen im Bereich von bis zu 20 Stunden. Aus diesem Grund wurde bereits in [APSS12] eine Metaheuristik in Form eines Evolutionären Algorithmus vorgeschlagen. Im Falle des beschriebenen Lademanagements werden zwei Variablen pro Ladevorgang und Zeitintervall benötigt, d. h. insbesondere, dass bereits bei 5 Ladevorgängen und einem Optimierungszeitraum von 24 Stunden in Intervallen von 15 Minuten 960 Variablen benötigt werden. Die oben beschriebenen Laufzeiten sind nicht attraktiv für das beschriebene Szenario, in dem der Flottenbetreiber oder der Endkunde eine möglichst schnelle Lösung bevorzugt, ebenso ist die Teilnahme an Demand-Response-Ereignissen schwierig, da die Energiemarktteilnehmer eine sofortige Antwort erwarten. Auch weitere Nebenbedingungen, wie z. B. eine Priorisierung von gewissen Flottenfahrzeugen, können nur schwer berücksichtigt werden. Ein heuristischer Ansatz bietet hier Abhilfe. Bei einem solchen Algorithmus kann, wenn genügend Zeit vorhanden ist, die Laufzeit entsprechend lang gewählt werden, während bei Situationen wie z. B. kurzfristigen Demand-Response-Anfragen auch eine schnelle Antwort möglich ist. Aufgrund des Nichtdeterminismus des Algorithmus ist nicht garantiert, dass das globale Maximum der Optimierung gefunden wird, was jedoch für die Teilnahme an solchen Events nicht zwingend notwendig ist.

Darüber hinaus bieten die derzeitigen Strompreise und deren voraussichtlich zukünftige Entwicklung keine allzu großen Margen, die eine lange Laufzeit zur Ermittlung des globalen Maximums rechtfertigen. So liegt der durchschnittliche Strompreis für Privathaushalte im Jahr 2015 bei 28,81 Cent pro kWh. Dies entspricht einer Steigerung von 106 % seit der Jahrtausendwende beziehungsweise einer Steigerung von 7 % pro Jahr

[Str15b]. Im Jahr 2014 lag er bei 29,13 Cent basierend auf [Str15b] und [BDE14a]. Der Strompreis für große, weitestgehend privilegierte Unternehmen (ohne Stromsteuer) betrug 13,83 Cent im Jahr 2014, der für kleine, in Deutschland weitestgehend nicht privilegierte Unternehmen (inkl. Stromsteuer) 15,37 Cent. Für Juli 2015 gibt das Fraunhofer Institut einen Strompreis von etwas über 16 Cent für kleine, nicht privilegierte Unternehmen an [GHB⁺15]. Eine kurze Kosten-Nutzen-Rechnung ergibt, dass bei einer Strompreissteigerung, die in den letzten Jahren nicht mehr als 7% betrug, eine schnellere Optimierung einer global optimalen Lösung mit der Option auf eine geringe Kostenersparnis vorzuziehen ist.

6.8 Ladeoptimierung

Kern der Ladeoptimierung ist die effiziente Berechnung einer optimierten Ladekurve für jedes Fahrzeug der Flotte bzw. Gruppe, die dabei gleichzeitig allen Randbedingungen gerecht wird. Dazu wird im Folgenden der in dieser Arbeit entwickelte Algorithmus zur Berechnung der optimierten Ladekurve und des Lastverschiebungspotentials vorgestellt.

6.8.1 Algorithmus zur Berechnung der optimierten Ladekurve

Bei diesem Ansatz, wie er auch in [DK15] aufgeführt ist, wird das Vorgehen von Evolutionären Algorithmen, wie in Abschnitt 4.2 beschrieben, verwendet, um das Optimierungsproblem basierend auf dieser Modellierung zu lösen. Dazu wird eine geeignete Repräsentation gewählt und die Standardoperatoren an diese angepasst. Zusätzlich verbindet dieser Ansatz auch Aspekte des Scheduling mit dem Evolutionären Algorithmus, um die Startpopulation zu wählen und definiert ein geeignetes Maß, um die Flexibilität eines Fahrzeugs während des Ladevorgangs zu bestimmen. Dies wird im Folgenden näher beschrieben. Dazu wird für jedes Fahrzeug während seiner Standzeit eine diskrete Ladefunktion berechnet mit konstanten Werten z. B. über ein Intervall von 15 Minuten unter

Berücksichtigung der technischen Restriktionen sowie der vom Energiemarkt vorgegebenen Parameter. Bei den technischen Restriktionen für die Ladeleistung ist P_{min} als das Maximum aus $P_{min,F}$ des Fahrzeugs und $P_{min,L}$ der Ladesäule zu wählen, P_{max} ist das Minimum aus $P_{max,F}$ des Fahrzeugs und $P_{max,L}$ der Ladesäule.

Repräsentation

Die gewählte Repräsentation (dargestellt in Abbildung 6.8) für dieses Optimierungsproblem ist eine Permutation der Transaction IDs der geplanten Ladevorgänge mit zugehöriger maximaler Ladeleistung P_{rep} . Die Verwendung der Transaction ID und nicht der Fahrzeug ID ist insbesondere dann sinnvoll, wenn Fahrzeuge mehrfach am Tag laden, da eine genaue Zuordnung der einzelnen Ladevorgänge wegen gleicher Fahrzeug ID nicht mehr möglich wäre. Auf diese Weise wird allen Ladevorgängen eine ID zugeteilt. Im Falle, dass der Ladevorgang noch nicht gestartet wurde, vergibt das Lademanagement eine temporäre Transaction ID, die bei Beginn der Ladung durch die finale Transaction ID ersetzt wird. Der zusätzliche Parameter der Repräsentation gibt an, mit welcher maximalen Leistung das Fahrzeug bei dieser Lösung laden darf. Er ist nicht zu verwechseln mit der tatsächlichen technisch vorgegebenen maximalen Leistung des Fahrzeugs, sondern wird vom Algorithmus vorgegeben. Diese meist zufällig gewählte Leistung P_{rep} wird so ausgewählt, dass sie stets im Intervall liegt, das durch die tatsächlichen technischen Grenzen, d. h. der minimalen und maximalen Ladeleistung des Fahrzeugs und der Ladesäule, gegeben ist. Diese Auswahl gewährleistet insbesondere, dass keine technischen Grenzen des Fahrzeugs und der Ladesäule verletzt werden. Gleichzeitig wird P_{rep} so hoch gewählt, dass das Fahrzeug in der vorgegebenen Zeit den gewünschten Ladestand erreichen kann. Die erste Zeile ist somit eine Permutation der Länge m , wobei m die Anzahl der Ladevorgänge beschreibt und die zweite Zeile besteht aus Einträgen, die die Algorithmus-internen Restriktionen beschreiben. Diese Repräsentation beschreibt dann mit dem ersten Eintrag für jedes Fahrzeug die Einplanungsreihenfolge und mit dem zweiten Eintrag die maximal erlaubte Ladeleistung, die das Fahrzeug gemäß dieser Lösungskandidaten

beziehen darf. Die einzelnen Ladevorgänge werden dann bezüglich ihrer Reihenfolge und der zusätzlichen Restriktion preisoptimal mit einem Greedy-Ansatz gesetzt und die Gesamtlösung bewertet. Vorteil dieser Vorgehensweise ist, dass der Algorithmus zum optimierten Setzen der einzelnen Fahrzeuge leicht austauschbar ist ohne Anpassung der verwendeten Operatoren im Evolutionären Algorithmus.

Transaction ID	2	4	1	7	6	5	3	8
P_{rep}	1,38	3,3	7,2	1,7	2,4	11,5	20,4	14,2

Abbildung 6.8: Beispiel eines Individuums in der vorgestellten Repräsentation

Rekombination

Bei dem verwendeten Rekombinationsoperator handelt es sich um einen Crossover-Rekombinationsoperator, der analog zu den Standard One-Point-Crossoveroperatoren für Permutationen erweitert wird. Um aus zwei Elternindividuen Kindindividuen zu erzeugen, wird ein zufälliger Crossoverpoint gewählt und von einem Elternindividuum der erste Teil der Repräsentation unverändert bis zum Crossover-Punkt übernommen. Die Einträge der Repräsentation nach dem Crossover-Punkt werden so aufgefüllt, wie sie im anderen Elternteil vorliegen. Dies ist in Abbildung 6.9 veranschaulicht.

Mutation

Die anschließende Mutation orientiert sich ebenfalls an Operatoren, die bei der Repräsentation als Permutation bewährt sind. Ein solcher Operator ist der sogenannte Swap-Mutationsoperator mit einer entsprechenden Erweiterung für den zweiten Eintrag. Dazu werden drei Möglichkeiten untersucht, die in Abbildung 6.10 dargestellt sind. Variante a) wählt zufällig zwei Einträge und ordnet ihnen zufällig ein neues P_{rep} zu. Bei

Variante b) werden zufällig zwei Einträge ausgewählt und vertauscht. Die dritte Variante kombiniert beide vorangegangenen Möglichkeiten: Hier werden bei zwei zufälligen Einträgen sowohl ein neues P_{rep} gewählt als auch beide vertauscht.

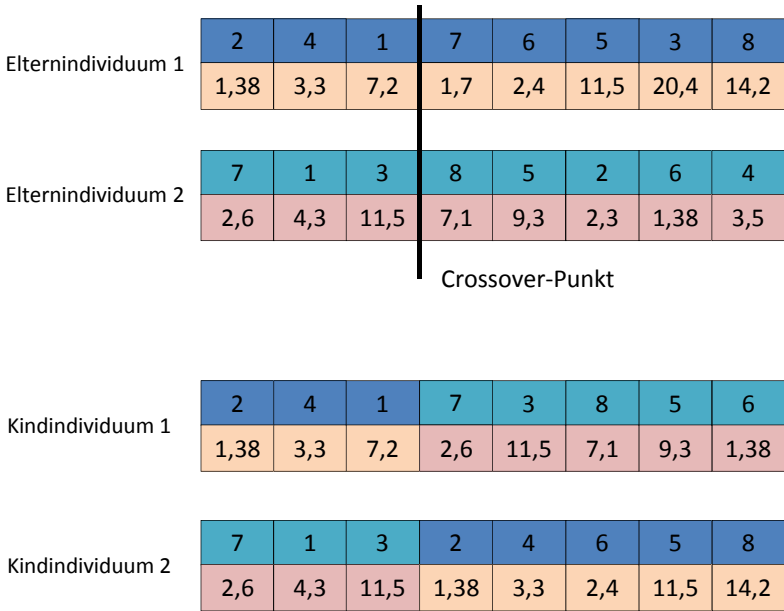


Abbildung 6.9: Beispiel einer Rekombination zweier Individuen

Besonderheiten

Bei der Optimierung gilt es, unnötige Operationen auf der Repräsentation zu vermeiden. So bringt es z. B. keine Verbesserung, Fahrzeuge, die keine Flexibilität bezüglich ihrer Standzeit mitbringen, d. h. Fahrzeuge, die die gesamte Standzeit mit voller Last laden müssen, um ihre gewünschte Lademenge zu erreichen, im Mutationsprozess mit anderen Fahrzeugen zu tauschen. Auch eine Änderung ihrer Reihenfolge bei der

Rekombination hat keinen Einfluss auf die Verbesserung der Lösung. Deshalb werden solche Fahrzeuge zu Beginn gesetzt und nehmen anschließend nicht am Evolutionsprozess teil. Gleiches gilt für Fahrzeuge, die mit keinem anderen Fahrzeug eine überlappende Standzeit haben, da sie alleine laden, ohne die verfügbare Last für andere Fahrzeuge zu beeinflussen. Sie werden ebenfalls präventiv gesetzt und reduzieren so die Liste der Fahrzeuge, die am Evolutionsprozess teilnehmen. Dies steigert die Effizienz des Algorithmus.

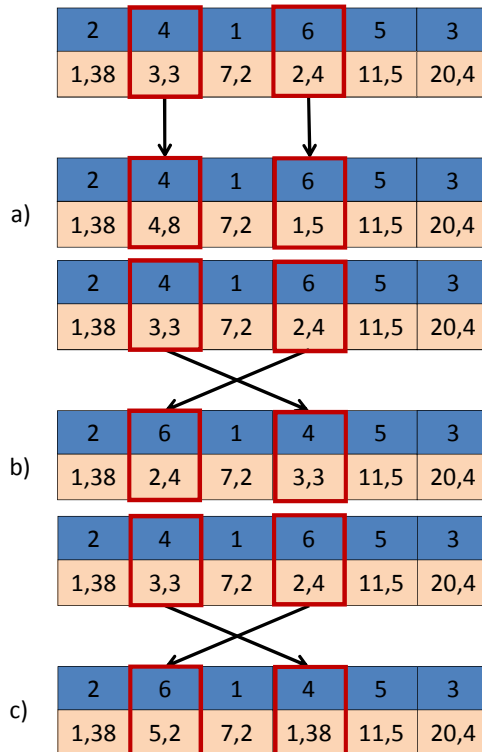


Abbildung 6.10: Beispiel einer Mutation anhand der verschiedenen Mutationsoperatoren

Startpopulation

Ein Teil der Startpopulation wird mit zufälliger Reihenfolge der Autos mit zufälligem P_{rep} erstellt. Hinzu kommen Lösungen mit zufälliger Reihenfolge, wobei jedoch gilt $P_{rep} = P_{max}$, sodass die repräsentationsinterne maximale Ladeleistung gleich der technischen maximalen Ladeleistung gesetzt wird. Neben diesen zufällig generierten Lösungen greift der Algorithmus auf bewährte Methoden aus dem Scheduling zurück. Konkret bedeutet dies, dass die Fahrzeuge zunächst aufsteigend nach Abfahrtszeit sortiert werden und dies die Reihenfolge der Fahrzeuge in der Permutation beschreibt. So werden die Fahrzeuge, die zuerst wegfahren, zuerst geladen. Analog werden auch Fahrzeuge absteigend nach gewünschter Lademenge sortiert, sodass die Fahrzeuge mit dem höchsten Energiebedarf zuerst geladen werden. Beide Möglichkeiten zur Erzeugung der Lösung werden mit zufälligem P_{rep} und $P_{rep} = P_{max}$ gebildet. Eine dritte Möglichkeit setzt zunächst die Definition eines geeigneten Maßes zur Beschreibung der Flexibilität eines Ladevorgangs voraus. Ein solches Maß kann durch die folgende Formel beschrieben werden:

$$\frac{E}{\int_T P_{max} dt}$$

Der Zähler gibt die Energiemenge an, die das Fahrzeug laden möchte und das Integral im Nenner beschreibt die Ladung, die das Fahrzeug maximal beziehen kann, wenn es während der gesamten Standzeit mit maximal möglicher Ladung geladen wird. Ist dieser Quotient größer 1, so bedeutet dies, dass die gewünschte Lademenge die maximal mögliche Energiemenge überschreitet, die in dieser Standzeit geladen werden kann. Insbesondere heißt dies, dass die Fahrerwünsche nicht erfüllt werden können, da die technischen Möglichkeiten des Fahrzeugs oder der Ladesäule überschritten werden. In einem solchen Fall wird eine Nachricht an den Nutzer gesendet, um ihn aufzufordern, die Standzeit zu verlängern oder die gewünschte Lademenge anzupassen, da abzusehen ist, dass die gewünschte Lademenge nicht erreicht werden kann. Ist der Quotient genau 1, so kann die Anforderung gerade so erfüllt werden, indem das Fahrzeug die maximale Leistung über den gesamten Ladevorgang bezieht. Solche Fahrzeuge bringen keine Flexibilität mit und können somit auch

nicht flexibel eingeplant werden. Ist der Quotient hingegen kleiner 1, so stellt das Fahrzeug eine flexible Last dar und kann innerhalb seiner Standzeit flexibel eingeplant werden. Je kleiner der Quotient, desto mehr Flexibilität bringt das Fahrzeug mit.

Bewertung der Lösungen

Zur Bewertung einer Lösung werden die Gesamtkosten der Lösung für das Laden aller Fahrzeuge verwendet und nicht die Ladekosten pro Fahrzeug. Es wäre z. B. nicht zielführend, einzelne Fahrzeuge möglichst günstig zu laden, während andere nicht wie gewünscht laden können oder abgelehnt werden. Ein solches Nichterfüllen von Fahrerwünschen oder gar die Ablehnung von Fahrzeugen resultiert in Strafkosten und wird als teuer bewertet, in diesem Fall auf das 1000-fache des Maximums des Energiepreises. Zusätzlich wären je nach Szenario noch weitere Strafkosten denkbar wie z. B. zu spätes Beginnen der Ladung, zu häufige Unterbrechungen, ungleichmäßige Ladung oder dass priorisierte Nutzer nicht vorrangig behandelt werden.

6.8.2 Berechnung des Lastverschiebepotentials

Der beschriebene Algorithmus zur Berechnung der optimierten Ladekurve kann zusätzlich verwendet werden, um das Lastverschiebepotential einer Flotte zu berechnen. Für einen Demand-Response-Anbieter ist der maximale Lastabwurf bzw. die maximale zusätzliche Lastaufnahme und somit also die äußeren Grenzen des zulässigen Bereiches der Lastverschiebung von Interesse. Diese können auf Anfrage vom Algorithmus berechnet werden. Dazu wird ab dem Zeitpunkt der Anfrage der Ladeplan, in dem die Verschiebung stattfinden soll, neu berechnet. In dem Bereich, in dem Last abgeworfen werden soll, wird ein fiktiver Netzengpass angenommen und der Preis künstlich erhöht. Der Algorithmus lädt somit in diesem Zeitfenster nur die allernötigste Energiemenge, damit der Einsatzplan nicht gefährdet wird. Bei der Anfrage nach zusätzlicher Lastaufnahme wird in dem gewünschten Zeitfenster der Strompreis fiktiv herabgesetzt, sodass

in diesem Zeitraum möglichst viel geladen wird. Zusätzlich wird gegebenenfalls überprüft, ob die Möglichkeit besteht, die Elektrofahrzeuge mehr zu laden als vom Flottenbetreiber ursprünglich angegeben. Dies schafft zusätzliche Flexibilität für Lastabwürfe zu späteren Zeitpunkten.

6.9 Implementierung und Prototyp

Die Ladeoptimierung stellt einen eigenständigen Service dar, der im Rahmen dieser Arbeit in der Programmiersprache Java in der Entwicklungsumgebung Eclipse implementiert wurde. Für die Implementierung des evolutionären Algorithmus wurden keine Open-Source-Software oder für die Operatoren vorgefertigte Bibliotheken verwendet. Der Algorithmus kann unabhängig vom verwendeten Backend über eine spezifizierte Web-Schnittstelle per Web-Services aufgerufen werden.

Im Rahmen des Projektes openECOSPhERE [SAP14b] wurde die Ladeoptimierung als Teil der implementierten Gesamtlösung produktiv umgesetzt. So heißt es in [SAP14b]:

„Ziel des Teilvorhabens ist es, eine Energiemanagement-Lösung für einen zukünftigen eMobility Dienstleister für Fahrer von Elektrofahrzeugen zu konzipieren und entwickeln, welche die energietechnischen, netztechnischen und kaufmännischen Parameter sowie die Anforderungen der Fahrer berücksichtigt.“

Ein solcher eMobility-Dienstleister ist allgemein eine Instanz, die Services wie z. B. das intelligente Laden von Fahrzeugen, anbietet. In dieser Arbeit übernimmt diese Rolle der Flotten- bzw. Ladeinfrastrukturbetreiber. Um das Ziel des Teilvorhabens zu erfüllen, wurde eine solche Energiemanagementlösung implementiert und auf der SAP HANA Cloud Platform¹ zum Einsatz gebracht. Diese Plattform bietet als Platform-as-a-Service-Lösung unter anderem die Möglichkeit, entwickelte Web-Anwendungen mit ihren Service-Schnittstellen zur Verfügung zu stellen und so Anwendungen

¹ <http://www.sap.com/germany/pc/tech/cloud/software/hana-cloud-platform-as-a-service/index.html>, Abruf am: 26.10.15

für die Cloud zu entwickeln und dort zu betreiben. Die Schnittstellen zu den Ladesäulen und zu dem verwendeten SAP Enterprise Resource Planning System (ERP) Backend System², welches die Verwaltung von Kunden und Fahrzeugdaten sowie die Rechnungsstellung ermöglicht, wurden jeweils in SOAP 1.2³ umgesetzt. Auch die Ladeoptimierung kann über eine per WSDL-Datei⁴ spezifizierte Schnittstelle vom Backend (dem Äquivalent eines Systems des Flottenbetreibers oder Ladeinfrastrukturbetreibers) aufgerufen werden und sendet nach Berechnung des optimierten Ladeplans eine entsprechende Antwort an dieses zurück. Darüber hinaus wurde auch im Rahmen dieses Projekts der in Abschnitt 6.4 beschriebene Adapter als eigenständige Web-Anwendung entwickelt und ebenfalls in der Gesamtlösung eingesetzt. Dieses System wurde bereits während der Projektlaufzeit und darüber hinaus in zwei Parkhäusern des Fuhrparks produktiv eingesetzt und ermöglicht das effiziente Laden der Mitarbeiterfahrzeuge.

² <http://go.sap.com/germany/product/enterprise-management/erp.html>, Abruf am: 26.10.15

³ <http://www.w3.org/TR/soap12-part1/>, Abruf am 26.10.15

⁴ Die WSDL (Web Services Description Language) dient dem Austausch von XML-Nachrichten. Diese Beschreibungssprache ist unabhängig von Programmiersprachen, Protokollen und Plattformen.

Kapitel 7

Szenarienbeschreibung und Evaluation

Im vorangegangenen Kapitel wurde eine Architektur und ein Konzept für das Lademanagement sowie die Modellierung und ein Algorithmus für die Ladeoptimierung beschrieben. Im Folgenden werden die Ergebnisse der Simulationen dargestellt und beschrieben, um so die Ladeoptimierung anhand realer Daten zu evaluieren. Diese Validierung mittels mehrerer realitätsnaher Szenarien dient dazu, die Einsetzbarkeit und den Mehrwert der in dieser Arbeit vorgestellten Ladeoptimierung zu untersuchen.

7.1 Flottenszenario

Viele gewerblich eingesetzte Flotten haben eine hohe Planbarkeit und weichen nur selten von ihrem Einsatzplan ab. Durch diesen Einsatzplan sind die Touren im Voraus bekannt und es ist daher möglich, die bei Ankunft an der Ladesäule vorhandene Restladung abzuschätzen. Weiterhin gibt es keine Spontanfahrten oder ungeplante Fahrzeuge, d. h. Fahrzeuge, die nicht im Einsatzplan vorgesehen sind. Somit ist anzunehmen, dass von Seiten des Einsatzplans kaum kurzfristige Änderungen zu berücksichtigen sind. Die festen Ladezeiten bieten darüber hinaus eine hohe Zuverlässigkeit im Hinblick auf Demand-Response-Programme. Zudem ist bei Flotten immer das Gesamtergebnis für die Flotte am wichtigsten, sodass es sich nicht negativ auswirkt, wenn ein Fahrzeug später oder zu teureren Zeiten geladen wird, wenn dafür das Ergebnis der gesamten Flotte besser ist.

Das betrachtete Szenario fokussiert sich auf eine Flotte, die von einem Flottenmanager betrieben wird. Die Ladeinfrastruktur befindet sich an einem Punkt und wird durch einen gemeinsamen Netzübergabepunkt versorgt. Im Falle von mehreren Standpunkten der Flotte mit verschiedenen Netzübergabepunkten wird für jeden Netzübergabepunkt und die zugehörigen Ladepunkte eine separate Optimierung durchgeführt.

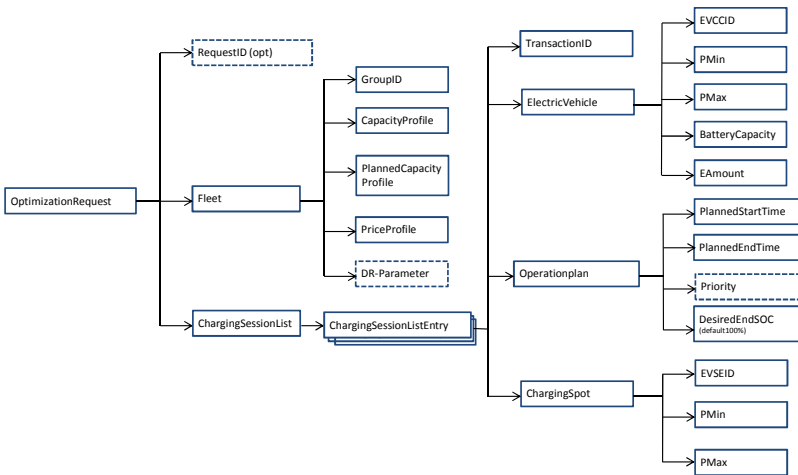


Abbildung 7.1: Aufbau und Struktur der Nachricht OptimizationRequest

Eine solche Ladeoptimierung wird mit der Nachricht OptimizationRequest, die im Folgenden beschrieben wird, aufgerufen. Dazu werden die benötigten Parameter sowie die Struktur dieser Nachricht in Abbildung 7.1 dargestellt.

Das Lademanagement ordnet jedem OptimizationRequest optional eine Request ID zur eindeutigen Zuordnung der Nachricht und ihrer späteren Antwort zu. Bezüglich der Flotte werden im Abschnitt Fleet die gemeinsamen Parameter wie GroupID, die Identifikationsnummer der Flotte aufgeführt. Ebenso werden die für die gesamte Gruppe geltenden Profile vom Energiemarkt bzw. von Netzseite, wie Preiskurve (PriceProfil) und

Lastgrenze (CapacityProfile), in diesem Abschnitt gesetzt. Diese Profile werden als Tabelle mit zugehörigen Werten und Einheiten sowie der zugehörigen Startzeit weitergegeben. Darüber hinaus erfolgt gegebenenfalls eine Übertragung des optionalen zusätzlichen Profils, des sogenannten PlannedCapacityProfile. Letzteres ist insbesondere dazu da, das Lastprofil für andere feste Verbraucher wie z. B. Beleuchtung zu übermitteln, die die Lastgrenze zusätzlich senken. Ist dies bereits in der Lastgrenze berücksichtigt, sind die Werte dieses Profils standardmäßig auf 0 gesetzt. Dies ist eine Anpassung der Nachricht auf die flexiblen Bedürfnisse der einzelnen Flottenanwendungsfälle. Optional können im Falle von Demand-Response-Ereignissen die zugehörigen Demand-Response-Parameter übermittelt werden. Bei diesen Parametern wird jeweils übermittelt, um welchen Demand-Response-Typ, d. h. preis- oder kapazitätsbasiert, es sich handelt, sowie das zugehörige Zeitfenster. Im Falle von preisbasierten Demand-Response-Ereignissen wird zusätzlich die neue Preiskurve und im Falle von kapazitätsbasierten Demand-Response-Ereignissen die Richtung der Laständerung kommuniziert. Nach den Parametern für die gesamte Flotte folgen die Einträge für die einzelnen Ladevorgänge. Diese werden in einer Liste, der ChargingSessionList, mit den zugehörigen Einträgen ChargingSessionEntry übermittelt. Jeder ChargingSessionEntry ist in vier Bereiche unterteilt. Zunächst wird der Eintrag TransactionId weitergegeben, der eine genaue Zuordnung des Ladevorgangs ermöglicht. Die anderen drei verschachtelten Einträge sind die Parameter des Fahrzeugs im Feld ElectricVehicle, die der Ladesäule im Feld ChargingSpot und der Flotteneinsatzplan im Feld OperationPlan. Zu den technischen Begrenzungen der Ladesäule zählen die maximale und minimale Ladeleistung PMin und PMax. Diese werden mit der EVSEID übermittelt, um den Ladevorgang der entsprechenden Ladesäule zuzuordnen. Das Gleiche gilt für die technischen Parameter des Fahrzeugs. Diese werden mit zugehöriger EVCCID übergeben und die relevanten Parameter sind die minimale und maximale Ladeleistung PMin und PMax sowie die Batteriekapazität (BatteryCapacity). Darüber hinaus wird der voraussichtliche Restladezustand der Batterie bei Ankunft über den Parameter EAmount übermittelt. Zum letzten Feld des ChargingSessionEntry zählt der Einsatzplan. Zu diesem Einsatzplan gehören die Ankunftszeit (PlannedStartTime) des Fahrzeugs, die nächste planmäßige Abfahrt (Planned-EndTime) sowie

die gewünschte Lademenge (DesiredEndSOC). Diese kann direkt gegeben sein oder indirekt über die für den nächsten Einsatz geplanten Kilometer berechnet werden und wird entsprechend des Verbrauchs des Fahrzeugtyps im Lademanagement umgerechnet. Ebenso erfolgt eine Anpassung an die unterschiedlichen Systeme, die bei Flotten im Einsatz sind. Zu diesen Minimalanforderungen kann der Parametersatz noch durch optionale Möglichkeiten erweitert werden, z. B. eine Priorisierung (Priority) des Flottenbetreibers. Fahrzeugen, denen eine höhere Priorität zugewiesen wurde, werden im Falle von Netzengpässen bevorzugt geladen.

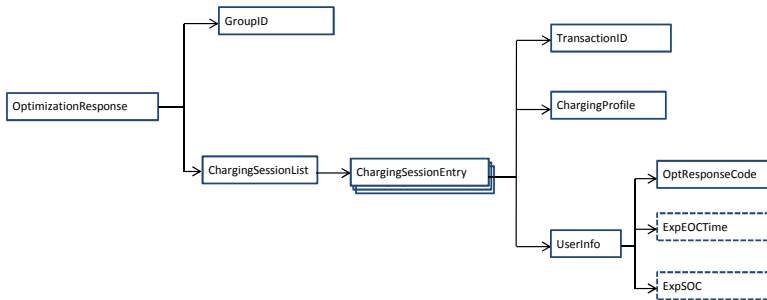


Abbildung 7.2: Aufbau und Struktur der Nachricht OptimizationResponse

Die Antwort auf den Aufruf der Ladeoptimierung ist in der optimizationResponse in Abbildung 7.2 dargestellt. Sie enthält die GroupID der Flotte zur eindeutigen Zuordnung und eine ChargingSessionList mit entsprechendem ChargingSessionEntry pro Ladevorgang. Jeder Eintrag übermittelt die TransactionID mit zugehörigem optimierten Ladeplan (ChargingProfile) als Tabelle mit den maximalen Werten für die Ladeleistung sowie der zugehörigen Startzeit. Zusätzlich wird eine Information für den Flottenbetreiber im Feld UserInfo übermittelt. Ist der Eintrag OptResponseCode auf „Ok“ gesetzt, so teilt dies dem Flottenbetreiber mit, dass das Fahrzeug wie gewünscht geladen werden kann. Ist er hingegen auf „Err“ gesetzt, so bedeutet dies, dass das Fahrzeug nicht wie gewünscht geladen werden kann. In diesem Fall teilt die Ladeoptimierung

im Parameter ExpSOC mit, wieviel geladen werden kann bzw. im Parameter ExpEOCT, wie lange das Fahrzeug zusätzlich an der Ladesäule verweilen müsste, um die gewünschte Lademenge zu erreichen. Mit dieser Information kann der Flottenbetreiber mögliche Maßnahmen ergreifen.

Die Auswahl, welche Fahrzeuge in Ausnahmefällen abgelehnt oder nicht wie gewünscht geladen werden, trifft die Ladeoptimierung. Hierbei ist in erster Linie das Gesamtergebnis entscheidend. So wird darauf geachtet, dass zunächst möglichst wenige Fahrzeuge bei ihrer nächsten Fahrt beeinträchtigt werden oder länger als geplant an der Ladesäule verweilen müssen. Darüber hinaus wird darauf geachtet, dass vom Flottenbetreiber höher priorisierte Fahrzeuge nur dann eingeschränkt geladen werden, wenn es keine andere Möglichkeit gibt. Aus den übrigen Fahrzeugen werden diejenigen ausgewählt, bei denen eine Ablehnung oder Einschränkung dazu führt, dass insgesamt möglichst wenige Fahrzeuge der Flotte abgelehnt oder begrenzt geladen werden.

Die Ladeoptimierung wurde so angepasst, dass der OptimizationRequest auch über externe Systeme kommuniziert werden kann. Dazu wurden XML-Dateien in einem WSDL-spezifizierten Webservice definiert, in die die benötigten Parameter und Präferenzen überführt werden und so an die Ladeoptimierung übergeben werden können. Hierbei ist es völlig unerheblich, ob diese Dateien über eine Web-basierte Anwendung bzw. Smart Phone übermittelt oder lokal von einem Programm des Flottenbetreibers erzeugt werden.

7.1.1 Szenario: DHL-Flotte

Zur Evaluation liegt der Fokus auf realitätsnahen Szenarien, d. h. es werden Flotten von Elektrofahrzeugen betrachtet, die üblicherweise Einsatz im betrieblichen Umfeld finden. Im Folgenden wird anhand eines Beispiels die Funktionalität der Ladeoptimierung veranschaulicht. Das folgende Evaluationsszenario wurde bereits in [DK15] mit dem vorgestellten Algorithmus mit leicht anderer Parametrisierung untersucht. Die verwendeten Simulationsdaten sind identisch, jedoch wurden keine Demand-Response-Signale berücksichtigt.

Ein Paradebeispiel für eine Flotte mit hoher Planbarkeit stellt die Deutsche Post DHL dar. Bei ihr kann bezüglich der Organisation angenommen werden, dass die Zusteller in zwei Wellen fahren. Der Start der Zusteller der ersten Welle von der Zustellbasis findet von 7:35 bis 7:45 Uhr statt. Die Zusteller der zweiten Welle starten zwischen 8:45 und 8:55 Uhr. Die Rückkehrzeit liegt für alle Fahrer zwischen 16:00 und 18:00 Uhr. Im Schnitt fahren diese Zusteller 50 bis 60 km am Tag, somit ist diese Flotte ideal für Elektrofahrzeuge geeignet [Deu11a][Deu11b]. Bei der Ladeinfrastruktur wird von technischen Restriktionen ausgegangen, die den Ladeanforderungen der Fahrzeuge gerecht werden, so dass die Leistungsbegrenzung vom Fahrzeug ausgeht.

Tabelle 7.1: Technische Daten der verwendeten Fahrzeugtypen im Szenario der DHL-Flotte

Fahrzeugtyp	P_{max}	P_{min}	Gewünschte Lademenge
EV 1	6 kW	2.3 kW	20 kWh
EV 2	7 kW	2.3 kW	24 kWh
EV 3	9 kW	2.3 kW	36 kWh

Referenz für die technischen Parameter der verwendeten Elektrofahrzeuge ist der e-Vito. Dieser hat eine Reichweite von 130 km, eine Batteriekapazität von 36 kWh und die Ladezeit für eine vollständige Ladung bei maximaler Ladeleistung beträgt etwa fünf Stunden [Dai11]. Basierend auf diesen Daten wurden drei Daten für Fahrzeuge mit unterschiedliche Ladeleistung und gewünschter Lademenge generiert, diese sind in Tabelle 7.1 aufgeführt. Im folgenden Szenario werden 30 % als EV 1, 30 % als EV 2 und 40 % als EV 3 angenommen.

Zur Kalibrierung der Parameter des Algorithmus werden reale Daten von erneuerbaren Energiequellen, in diesem Fall Windproduktion, verwendet. Da die Fahrzeuge nachmittags und nachts laden, ist die Energieerzeugung aus Windenergie für diesen Anwendungsfall besser geeignet als die Erzeugung aus Solarenergie. Der Datensatz für die Energieerzeugung aus Wind stammt aus einem Ort in Spanien und wurde während

des NOBEL-Projektes [MSK⁺10, KSMM11, KGDSI12] in einer realen Projektumgebung gesammelt. Zur Berechnung der produzierten Energie aus diesen Winddaten wurde das Model der „Tornado 1 kW“ Turbine benutzt. Wie in [GPF⁺08] beschrieben, gibt es Regionen in Spanien mit durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten zwischen 4 und 5 m/s, wie die Region in der Nähe der NOBEL-Studie, von der die Felddaten stammen. Das verwendete Datenset in dieser Evaluation zeigt eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von 4,76 m/s. Für diese Anwendung wurde der Beispieltag 02. Oktober 2013 ausgewählt. Dieses Windprofil ist in Abbildung 7.3 durch die grüne Linie dargestellt und gibt gleichzeitig die Lastgrenze für die Ladeoptimierung an. Das variable Preisprofil, das auch in den späteren Evaluationen verwendet wird, ist in rot dargestellt und liegt zwischen 0,20 € und 0,28 € pro kWh. Der Verlauf der Preiskurve ist in Richtung Time-of-Use-Tarif am Standardverhalten von durchschnittlichen Haushalten orientiert. Diese Profile wurden gewählt, da sie wegen ihres hoch volatilen Verhaltens hohe Anforderungen an die Optimierung stellen.

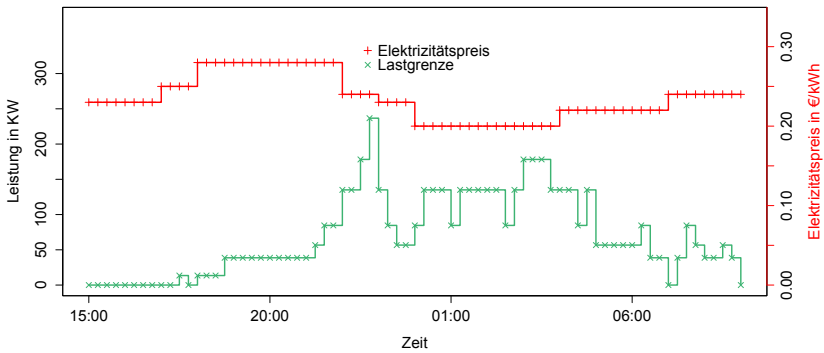


Abbildung 7.3: Preiskurve und Lastgrenze zur Kalibrierung der Ladeoptimierung

Dieses beschriebene Datenset wird verwendet, um eine Kalibrierung des Algorithmus vorzunehmen. Dazu werden Tests auf dem in Tabelle 7.2 spezifizierten System durchgeführt.

Zunächst wird für die Größe der Startpopulation auf Standardempfehlungen von Weicker [Wei07] zurückgegriffen. Dieses Buch empfiehlt eine Populationsgröße zwischen 1 und 30 Lösungen, was zu einer Wahl der Populationsgröße auf 30 Individuen führt. Darüberhinaus wurde nach ersten Experimenten eine Erzeugung von 35 Kindindividuen per Rekombination und 35 per Mutation pro Generation gewählt. Für die nächste Generation werden die besten 30 ausgewählt und dies für 1000 Generationen wiederholt. Dies bietet ein ausgeglichenes Verhältnis zwischen Mutation und Rekombination, um beide Einflüsse gleich zu berücksichtigen.

Tabelle 7.2: Spezifikationen des Testsystems

Prozessor	Intel(R) Core(TM) i5-2520M CPU @ 2,5 GHz
Installed Memory	8 GB
Operating System	Windows 7 Enterprise, SP1, 64 Bit
Java Version	1.8.060-b27, 64 Bit

In Abschnitt 6.8.1 wurden drei leicht unterschiedliche Mutationsoperatoren vorgestellt. Erste Experimente haben gezeigt, dass der dritte Operator, bei dem sowohl die Reihenfolge der Fahrzeuge vertauscht als auch ein neues P_{rep} gewählt wird, sich am positivsten auf die Lösungsgüte sowie die schnelle Konvergenz auswirkt. Für andere Anwendungen könnten sich jedoch andere Ergebnisse einstellen.

Die Fitness in Abhängigkeit der Generationenanzahl ist in Abbildung 7.4 dargestellt. Da sich die Fitness der Lösungen aus den Stromkosten und eventuellen Strafkosten zusammensetzt, gilt es, die Fitness zu minimieren. Die Experimente zeigen zunächst, dass eine teilweise intelligente Auswahl der Startpopulation mittels Schedulingstrategien wie in Abschnitt 6.8.1 beschrieben und in Tabelle 7.4 aufgelistet, sich positiv auf die Fitness der Startpopulation auswirkt. Dennoch können signifikante Verbesserungen in den ersten 5–10 Generationen verzeichnet werden und weitere leichte Verbesserungen bis zur 100ten Generation. Anschließend verbessert sich die Fitness nur langsam über die nächsten 500 Generationen. In den meisten Experimenten verbessert sich die Fitness lediglich um 0,1 % zwischen

der 500ten und 1000ten Generation. Die Laufzeit für 500 Generationen kann auf diesen Testsystemen in unter 10 Sekunden realisiert werden. Mit diesen kurzen Laufzeiten kann eine Generationenzahl von 500 gewählt werden mit der Option auf kürzere Laufzeiten im Falle von zeitsensitiven Ereignissen. Darüber hinaus wurden für 100 und 1000 Generationen und eine Anzahl von 40 bis 200 Fahrzeugen in Schritten von 40 Elektrofahrzeugen Laufzeitanalysen durchgeführt, welche in Tabelle 7.3 angeführt sind. Diese zeigen ebenfalls auch bei größeren Flotten eine akzeptable Laufzeit von 14s bei 100 Generationen für 200 Fahrzeuge und 75s für 1000 Generationen.

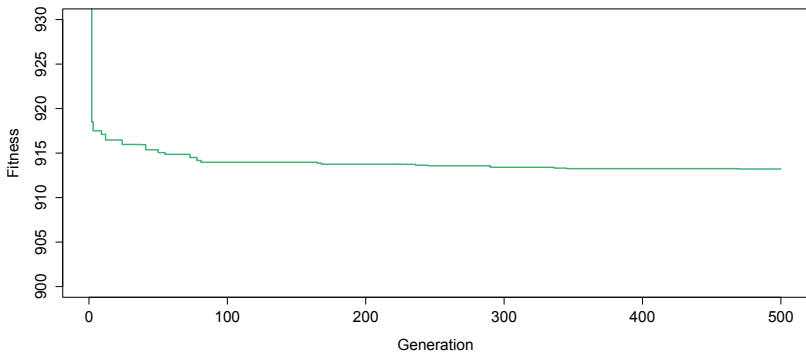


Abbildung 7.4: Fitnessentwicklung über die Anzahl der Generationen

Diese Parameter und die Generationenzahl werden in den späteren Szenarien eingesetzt und liefern gute Ergebnisse. Weitere Parameterkonfigurationen führen eventuell zu einer schnelleren Konvergenz. Die gewählte Parametrisierung erzielt bereits die gewünschten Anforderungen an Ergebnisse und Laufzeit, weshalb die Parameterkonfiguration im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter analysiert wird. Für die unterschiedlichen Szenarien und Flotten könnte eine separate Kalibrierung vorgenommen werden, da das Optimum der Parameter bei unterschiedlichen Anwendungsfällen unterschiedlich aussehen könnte.

Tabelle 7.3: Laufzeitanalyse

Anzahl Fahrzeuge	100 Generationen	1000 Generationen
40	3 s	15 s
80	5 s	28 s
120	8 s	43 s
160	11 s	58 s
200	14 s	75 s

Im weiteren Verlauf wird folgende Parametrisierung, basierend auf bewährten Literaturwerten und den Ergebnissen der beschriebenen Experimente, für die Ladeoptimierung verwendet:

- Anzahl Individuen pro Generation: 30
- Anzahl Generationen: 500
- Startpopulation: 30
- Mutation: 35 Individuen pro Generation
- Rekombination: 35 Individuen pro Generation
- Turnierselektion mit zwei Individuen (Binary Tournament)
- Das jeweils beste Individuum wird in die Nachfolgegeneration übernommen (Elitismus)

Diese Parameter werden im Folgenden zur Berechnung der optimierten Ladekurve für die folgenden Szenarien verwendet. Das Preisprofil und die Lastgrenze werden 24 Stunden im Voraus kommuniziert und in der Optimierung berücksichtigt.

Der DHL-Parkplatz könnte z.B. im urbanen Bereich gelegen sein. Die in der Umgebung angesiedelten Verbraucher, wie beispielsweise Haushalte, werden dann im Lastprofil berücksichtigt. In dem in Abbildung 7.5 dargestellten Szenario orientiert sich deshalb der Verlauf der Lastgrenze für die Flotte an einer konstanten Begrenzung für den Netzübergabepunkt

abzüglich des Verlaufs des Standardlastprofils durchschnittlicher Haushalte (H0-Profil). Dies wird zusammen mit der bereits zur Kalibrierung des Algorithmus verwendeten Preiskurve benutzt, um den Ladeplan für eine DHL-Flotte mit 40 Elektrofahrzeugen zu berechnen. Beide Kurven, d. h. Lastgrenze und Preiskurve, orientieren sich an dem Verlauf des Standardlastprofils von Haushalten. Das Preisprofil setzt dies nur mit mehr Stufen feingranularer um, während die Lastgrenze lediglich drei Stufen berücksichtigt. Dieses Szenario, jedoch ohne Berücksichtigung von Demand-Response-Ereignissen, wurde bereits in [DK15] untersucht.

Tabelle 7.4: Startpopulation

Anzahl Lösungen	Reihenfolge	P_{rep}
20	zufällig	zufällig
4	zufällig	$P_{rep} = P_{max}$
1	aufsteigend nach Abfahrtszeit	zufällig
1	aufsteigend nach Abfahrtszeit	$P_{rep} = P_{max}$
1	absteigend nach gewünschter Lademenge	zufällig
1	absteigend nach gewünschter Lademenge	$P_{rep} = P_{max}$
1	absteigend nach Flexibilität	zufällig
1	absteigend nach Flexibilität	$P_{rep} = P_{max}$

Das Szenario macht deutlich, dass die Fahrzeuge ohne Ladeoptimierung mit voller Leistung laden, sobald sie an die Ladesäule angeschlossen werden. In Abbildung 7.5 ist dieses Ladeprofil in Schwarz dargestellt und zeigt deutlich, dass die Lastgrenze überschritten wird. Dies führt zu Problemen wie z. B. Spannungsbandverletzungen oder Stromausfällen. Es zeigt sich, dass dieses Profil nicht durchführbar ist, da die Lastgrenze verletzt wird. Darüber hinaus findet auch keine Preisoptimierung statt. Im Vergleich dazu respektiert die optimierte Ladekurve, in blau dargestellt, die Lastgrenze und verschiebt die Ladekurve zu den günstigsten Zeitintervallen, was in einer Kostenreduktion von 25 % für die ganze Flotte resultiert. Darüberhinaus sorgt die Ladeoptimierung dafür, dass alle Elektrofahrzeuge wie im Einsatzplan vorgegeben bis zu ihrer Abholzeit wie gewünscht geladen werden.

Ausgehend vom oben beschriebenen Szenario wird in Abbildung 7.6 ein preisbasiertes Demand-Response-Ereignis unmittelbar vor dem Ereignis an die Flotte gesendet. Es ist zu erkennen, dass der Strompreis zwischen 21:00 und 23:00 Uhr fällt. Der Algorithmus sorgt dafür, dass in diesem Zeitraum mit der maximalen Leistung, die die Lastgrenze und der Einsatzplan erlauben, geladen wird.

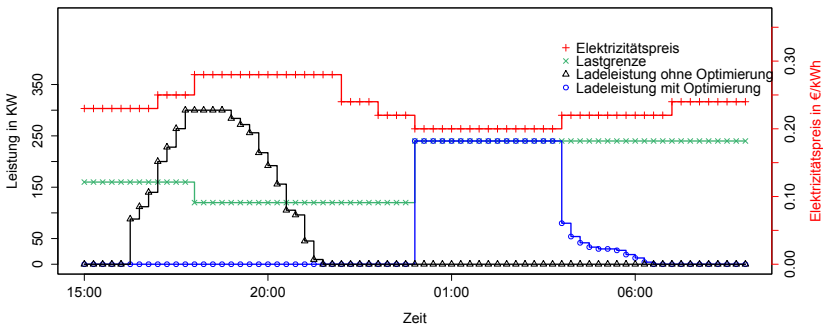


Abbildung 7.5: Ladeplan mit und ohne Ladeoptimierung einer DHL-Flotte mit 40 Fahrzeugen und Lastgrenze basierend auf H0-Profil

In Abbildung 7.7 wird ein kapazitätsbasiertes Demand-Response-Signal übermittelt. Zwischen 1:00 und 2:00 Uhr wird kurzfristig ein Lastabwurf angefragt. Der Algorithmus reagiert darauf und verschiebt die Ladung der Fahrzeuge auf einen anderen Zeitpunkt. Insgesamt kann so eine Last von 240 kWh verschoben werden.

Im betrachteten Szenario wird angenommen, dass der Energielieferant und der Netzbetreiber unterschiedliche Marktrollen sind. Dies bedeutet, dass das Preisprofil nicht notwendigerweise mit der Lastgrenze der Erzeugung korreliert sein muss, obwohl dies in zukünftigen Szenarien, vor allem in den Demand-Response-nahen Szenarien der Fall sein wird. Dieses Szenario soll aufzeigen, dass der Algorithmus beide Möglichkeiten berücksichtigt und in dem erzeugten Ladeplan umsetzen kann. Oberste Priorität hat die Einhaltung der Lastgrenze und die vorgegebene Flexibilität der Fahrzeuge

gibt der Ladeoptimierung die Möglichkeit, die Ladung für die Flotten so günstig wie mit dem Einsatzplan vereinbar einzuplanen.

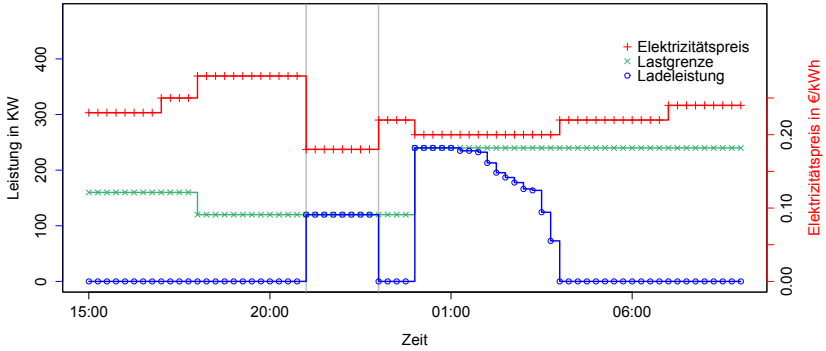


Abbildung 7.6: Ladeplan einer DHL-Flotte mit 40 Fahrzeugen mit preisbasiertem Demand-Response-Ereignis zwischen 21:00 und 23:00 Uhr

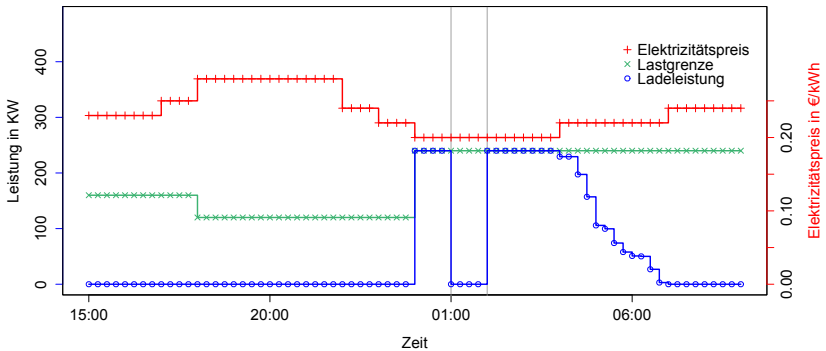


Abbildung 7.7: Ladeplan einer DHL-Flotte mit 40 Fahrzeugen mit kapazitätsbasiertem Demand-Response-Ereignis zwischen 1:00 und 2:00 Uhr

Das Szenario erlaubt zusätzlich dem Flottenbetreiber, mit dem Stromanbieter einen günstigeren Vertrag auszuhandeln, der auf seine Bedürfnisse angepasst ist. Darüber hinaus kann der Flottenbetreiber sein Ladeverhalten an seine unternehmerischen Sozialverwaltungs- und Nachhaltigkeitsziele, wie z. B. der Reduzierung seiner CO₂-Emission durch ausschließliches Laden aus erneuerbaren Quellen, anpassen. Ein weiteres Szenario ist, dass der Netzbetreiber einen Windpark besitzt und möchte, dass das Maximum an aus erneuerbaren Energiequellen erzeugter Energie aufgenommen wird. Ein analoges Szenario mit Stromproduktion aus Solarerzeugung ist für diese Flotte eher ungeeignet, da bei Solaranlagen die Stromproduktion tagsüber erfolgt und ihr Maximum üblicherweise um die Mittagszeit hat, während die Fahrzeuge dieser Flotte tagsüber im Einsatz sind und somit nachmittags und abends laden.

In Abbildung 7.8 ist die Kapazitätsgrenze wie bei der Bestimmung der Parameter des Algorithmus durch dynamische Windproduktion bestimmt. Es zeigt sich, dass der Verbrauch der Erzeugung unter Beachtung der Preisoptimierung und des Einsatzplanes folgt. Die Elektrofahrzeuge werden geladen, wenn ein Überschuss an Windenergie verfügbar ist und unterbrochen, wenn keine Energie produziert wird. Darüber hinaus werden die günstigsten Zeitintervalle mit verfügbarer Windenergie von der Ladeoptimierung bevorzugt. Die Preisersparnis fällt hier geringer aus, da wegen der zu geringen Stromerzeugung des variablen Windprofils zu günstigen Zeiten auch teurere Intervalle zum Laden verwendet werden müssen. Dieses Szenario ohne Hinzunahme von Demand-Response-Signalen wurde bereits in [DK15] untersucht.

In Abbildung 7.9 wird ein preisbasiertes Demand-Response-Signal an die Flotte kommuniziert. Es ist zu erkennen, dass der Strompreis zwischen 3:00 und 3:30 Uhr steigt. Hierbei erfolgt die Kommunikation des höheren Preises bereits um 22:00 Uhr, sodass eine Lastverschiebung auf einen früheren Zeitpunkt erfolgt. Bei einer späteren Kommunikation wäre keine Lastverschiebung möglich, da das Lastprofil gänzlich ausgeschöpft ist. Dies liegt nicht am Algorithmus, sondern am Profil der Winderzeugung.

In Abbildung 7.10 wird ein Anreiz zur Lastverschiebung zwischen 22:00 und 24:00 Uhr kommuniziert. Die Kommunikation erfolgt wenige Minuten vor dem Ereignis. Aus diesem Grund wird ein neuer Ladeplan ab

22:00 Uhr erstellt. Im Vergleich zum Ladeplan aus Abbildung 7.8 ist zu erkennen, dass Last aus den frühen Morgenstunden in dieses Zeitfenster verschoben wird. Insgesamt bietet der Flottenbetreiber dem Energiemarkt eine zusätzliche Lastaufnahme von 62 kWh in diesem Zeitfenster an.

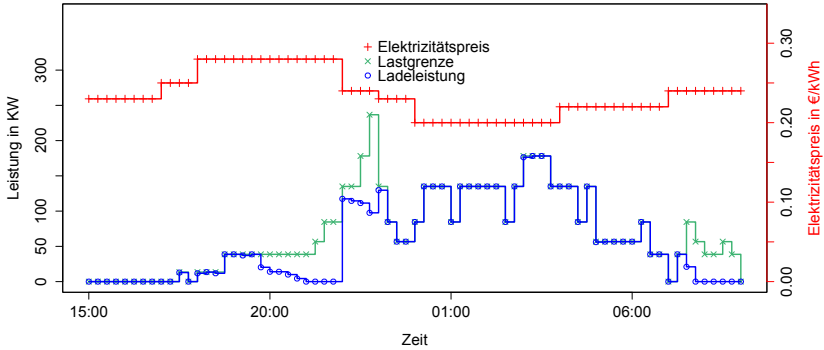


Abbildung 7.8: Ladeplan einer DHL-Flotte mit 40 Elektrofahrzeugen mit Lastgrenze basierend auf Windenergie

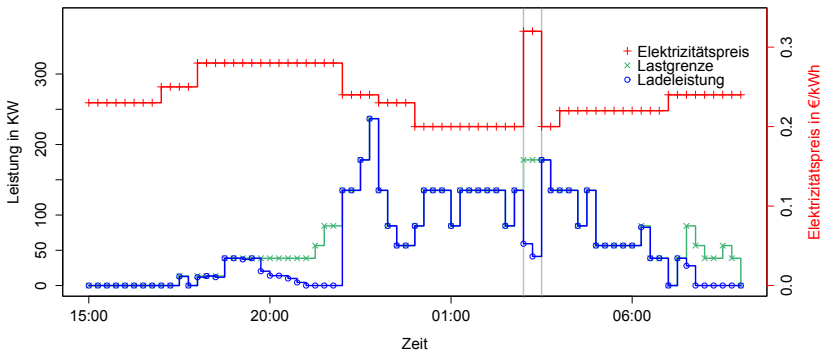


Abbildung 7.9: Ladeplan einer DHL-Flotte mit 40 Elektrofahrzeugen mit Lastgrenze basierend auf Windenergie und preisbasiertem Demand-Response-Ereignis zwischen 3:00 und 3:30 Uhr

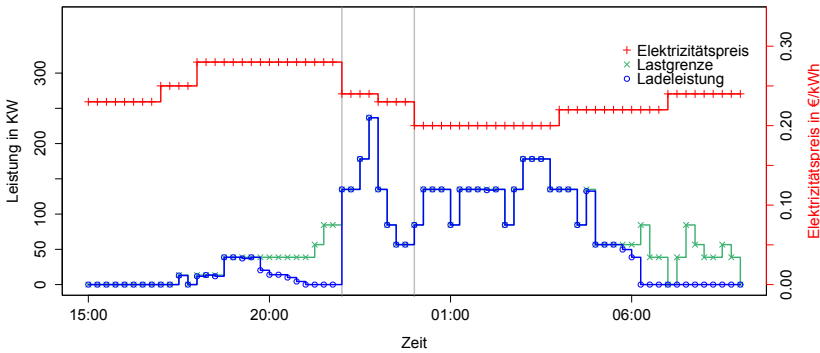


Abbildung 7.10: Ladeplan einer DHL-Flotte mit 40 Elektrofahrzeugen mit Lastgrenze basierend auf Windenergie und kapazitätsbasiertem Demand-Response-Ereignis zwischen 22:00 und 24:00 Uhr

7.1.2 Szenario: Firmenflotte

Viele Firmen stellen ihren Mitarbeitern Poolfahrzeuge zur Verfügung. Dies sind immer häufiger auch Elektrofahrzeuge wie z. B. im Projekt Future Fleet in Deutschland¹. Diese Fahrzeuge können dann von den Mitarbeitern sowohl für geschäftliche als auch private Fahrten verwendet werden. Ein Vorteil dieses Setups ist, dass die Fahrzeuge vom Fuhrpark verwaltet werden und so gewisse Aspekte der Kundenakzeptanz wie z. B. die geringe Reichweite oder die Kosten der Batterie nicht länger eine Streitfrage aufwerfen. Mitarbeiter können die Elektrofahrzeuge für Strecken geeigneter Länge buchen und bei längeren Strecken auf andere Fahrzeuge zurückgreifen. Dies kann insbesondere sinnvoll sein, um Erstnutzern die Elektromobilität näher zu bringen. Der Einsatzplan dieser Flotte von Poolfahrzeugen entsteht dadurch, dass die Mitarbeiter die Fahrzeuge reservieren. Um eine ausreichende Ladung für die nächste Fahrt zu garantieren, wird erwartet, dass die Mitarbeiter die Fahrzeuge 24 Stunden im Voraus mit geplanter Abhol- und Rückgabezeit sowie

¹ BMU Future Fleet Project 03KP604

gewünschter Energiemenge im dafür vorgesehenen Reservierungssystem buchen. Dies erlaubt dem Flottenbetreiber insbesondere, einen Einsatzplan zu erstellen, der auch als zuverlässig in Hinblick auf die Teilnahme an Demand-Response-Ereignissen angenommen werden kann. Die Ladesäulen werden so gewählt, dass die technischen Parameter der Fahrzeuge bedient werden können und die Leistungsbegrenzung somit von den Fahrzeugen ausgeht.

Für dieses Szenario werden echte Daten von Ladevorgängen, die im Projekt Future Fleet gesammelt wurden, verwendet. Aus diesem Datensatz werden Ladevorgänge, die länger als einen Tag dauern und diejenigen, die kürzer als eine Sekunde sind, nicht berücksichtigt. Für die beiden folgenden Szenarien mit dem Fokus auf Laden aus erneuerbaren Energiequellen werden für das Windszenario 50 Ladevorgänge zufällig und im Falle von Solarenergie 50 Ladevorgänge, die während des Tages stattfinden, ausgewählt. Aus diesen ausgewählten Ladevorgängen wird jeweils ein Einsatzplan erstellt. Während im Future Fleet Projekt nur ein Fahrzeugtyp (STROMOS der Firma German E-CARS) zum Einsatz kam, werden in heutigen Szenarien verschiedene Elektrofahrzeugtypen eingesetzt. Um dies abzubilden, werden die Fahrzeuge wie folgt mit in Tabelle 7.5 spezifizierten Werten angenommen. Diese Simulationsdaten wurden bereits in [DEK15] zur Evaluation herangezogen.

Diese stellen nicht die ursprünglich eingesetzten Fahrzeugmodelle dieses Projektes dar. Die verwendeten Fahrzeuge orientieren sich an dem Ziel, ein breiteres und vielfältigeres Spektrum an Elektrofahrzeugen mit unterschiedlichen Batteriekapazitäten und Ladeleistungen auszuwählen. Die Werte für die Batteriekapazität und die Ladeleistung sind an den gegebenen Werten in der Elektrofahrzeugspezifikation sowie den gemessenen Werten bei realen Tests mit diesen Fahrzeugen im Rahmen des Projektes openECOSPHERE orientiert.

Die verwendeten Ladezeiten orientieren sich an Teilzeit- und Vollzeitbeschäftigung und sehen darüber hinaus vor, dass ein Fahrzeug mehrere Ladevorgänge pro Tag haben kann. Dies kann z. B. der Fall sein, wenn der Fahrer zu einem Kundentermin fährt und nach Rückkehr das Fahrzeug erneut an die Ladesäule anschließt. Das erste Szenario sieht vor, dass die Fahrzeuge in einem Parkhaus mit Netzübergabepunkt mit begrenzter

Anschlussleistung geladen werden und keine weiteren Verbraucher bzw. konstante Verbraucher, wie z. B. Beleuchtung, vorhanden sind. Aus diesem Grund wird in Abbildung 7.11 eine konstante Lastgrenze betrachtet. Darüber hinaus ist das Laden mit und ohne Optimierung dargestellt. Es ist zu erkennen, dass ohne Optimierung ein Netzausbau zu einem Netzübergabepunkt, der doppelt so leistungsfähig ist, nötig wäre. Mit Optimierung wird die Lastgrenze eingehalten. Außerdem wird versucht, die Fahrzeuge möglichst preioptimal einzuplanen. Dies ist in diesem Szenario nur begrenzt möglich, da viele Fahrzeuge vormittags geladen werden müssen bzw. durch ihre kurze Standzeit nicht flexibel eingeplant werden können. Auch die Fahrzeuge mit Standzeiten bis 17:00 oder 18:00 Uhr können aus Kapazitätsgründen nicht alle in den günstigen Zeitintervallen geladen werden. Nachts sind nur wenige Fahrzeuge an den Ladesäulen, sodass der günstige Strompreis in der Nacht nur in geringem Maße ausgenutzt werden kann.

Tabelle 7.5: Technische Daten der verwendeten Fahrzeugtypen im Szenario einer Firmenflotte

Anzahl	Fahrzeugtyp	P_{max}	P_{min}	Batteriekapazität
17	Renault Zoe	22 kW	7.6 kW	22 kWh
12	BMW i3	7.36 kW	1.38 kW	19 kWh
5	e-Smart	3.68 kW	1.38 kW	19 kWh
16	A-Class E-CELL	7.36 kW	2.76 kW	36 kWh

Es wird ein Szenario untersucht, bei dem der Flottenbetreiber seine Fahrzeuge möglichst CO₂-neutral laden möchte. Deshalb werden als Lastgrenze nur CO₂-neutrale Erzeugerquellen gewählt. Um möglichst realistische Lastgrenzen zu verwenden, werden auch hier Daten von erneuerbaren Energiequellen wie Solar- und Windenergie verwendet, die im NOBEL Projekt gesammelt wurden. Für die Solarerzeugung wird zufällig der 06. Juni 2012 und für die Winderzeugung der 03. Oktober 2013 ausgewählt. Dieses und das folgende Szenario mit Profilwerten aus Solarerzeugung mit zugehörigen Demand-Response-Ereignissen wurden bereits in [DEK15] mit leicht anderer Parametrisierung des Algorithmus untersucht.

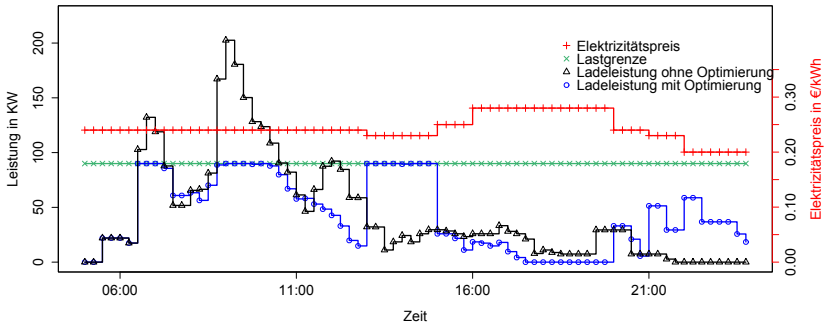


Abbildung 7.11: Ladeplan einer Poolflotte von 50 Elektrofahrzeugen mit konstanter Lastgrenze

Alle Poolfahrzeuge werden gleich behandelt und es wird eine entsprechende Architektur wie in Abschnitt 6.2 beschrieben vorausgesetzt, bei dem der Flottenbetreiber den optimierten Ladeplan an jedes Fahrzeug senden kann und so das Laden über die gegebene Flexibilität kontrolliert. Insbesondere wird darauf geachtet, dass die Fahrzeuge so geladen werden, dass sie den Anforderungen in der Reservierung gerecht werden, damit der Mitarbeiter seine Termine wahrnehmen kann.

Auch in diesem Szenario sind Preisprofil und Lastgrenze nicht notwendigerweise korreliert, um zu veranschaulichen, dass beides im Algorithmus berücksichtigt werden kann.

In Abbildung 7.12 ist in blau der Ladeplan dargestellt, der von der Ladeoptimierung für eine Firmenflotte mit 50 Elektrofahrzeugen berechnet wurde. Die grüne Kurve zeigt die Lastgrenze basierend auf der Stromerzeugung aus Wind vom 03. Oktober 2013. Die Abbildung macht deutlich, dass die Lastgrenze eingehalten wird und darüber hinaus die Ladung während den Zeiten mit dem niedrigsten Preis (Preiskurve in rot dargestellt) stattfindet, falls dies möglich ist. Dies kann vom Algorithmus nur dann realisiert werden, wenn der Einsatzplan der Fahrzeuge und die

Lastgrenze dies erlauben. Insgesamt ergeben sich so dennoch geringere Gesamtkosten für das Laden der gesamten Flotte.

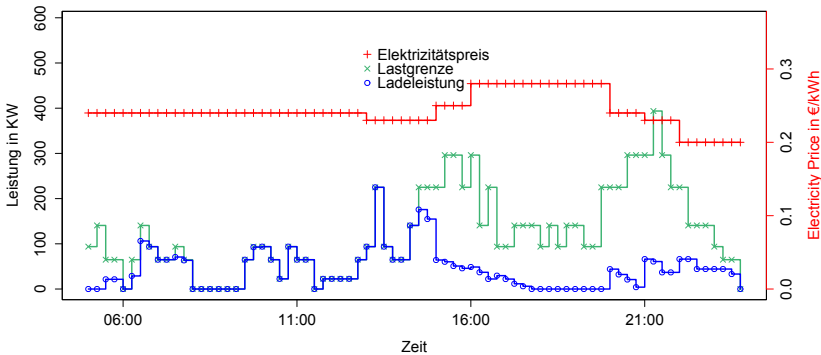


Abbildung 7.12: Ladeplan einer Poolflotte von 50 Elektrofahrzeugen mit Lastgrenze basierend auf Windenergie

Die Reaktion auf preisbasierte Demand-Response-Ereignisse wird in Abbildung 7.13 gezeigt. Die Preiskurve wird zwischen 15:00 und 17:00 Uhr aktualisiert. Da der Energielieferant bereits vier Stunden im Voraus einen Anreiz gibt, mehr Energie in diesem Zeitintervall zu konsumieren, wird unverzüglich nach Erhalt der neuen Preiskurve die Last nach Möglichkeit verschoben. Mit diesem neuen Preisprofil wird eine Neuberechnung des Ladeplans angestoßen und nach einer kurzen Laufzeit wird der neue Ladeplan an die Ladesäule kommuniziert und so umgesetzt. Die Abbildung veranschaulicht, dass die Ladeoptimierung erfolgreich den Verbrauch, der ursprünglich zu anderen Zeiten eingeplant war, ab Erhalt des Demand-Response-Signals zu den günstigen Demand-Response-Zeiten verschiebt.

Analog zu der Lastgrenze aus der Windproduktion wird in Abbildung 7.14 ein Szenario mit der Lastgrenze basierend auf der Solarproduktion dargestellt. Dies könnte z. B. zum Einsatz kommen, wenn auf dem Firmenparkhaus Solaranlagen installiert sind und der Fuhrpark seinen Eigenverbrauch möglichst maximieren möchte. Auch in diesem Szenario

zeigt sich, dass der Verbrauch sich der Erzeugung anpasst. Die Fahrzeuge werden geladen, wenn genügend Solarstrom verfügbar ist und die Ladung wird unterbrochen, wenn keine Solarenergie vorhanden ist. Darüber hinaus werden innerhalb der gegebenen Flexibilität des Einsatzplans die günstigsten Zeitintervalle bevorzugt.

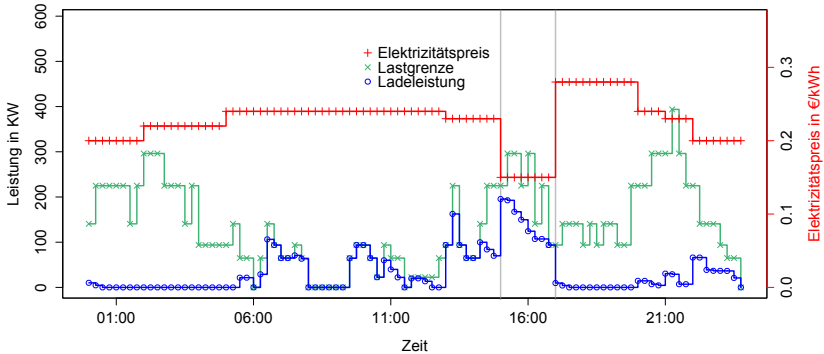


Abbildung 7.13: Ladeplan einer Poolflotte von 50 Elektrofahrzeugen mit Lastgrenze basierend auf Windenergie mit preisbasiertem Demand-Response-Ereignis zwischen 15:00 und 17:00 Uhr

In den meisten Fällen zeigen die Solardaten aus Spanien, dass der Verlauf der Stromproduktion einer Gaußkurve folgt, im Gegensatz zu den hier verwendeten Daten in Abbildung 7.14. Diese weisen eine Unterbrechung der Stromproduktion um 11:00 Uhr und etwa von 14:00 bis 16:00 Uhr auf. In dieser Zeit wird keine Energie ins Netz eingespeist und somit steht auch keine Energie zur Ladung von Elektrofahrzeugen zur Verfügung. Obwohl die genauen Ursachen, wie z. B. eine geplante Wartung, dieser Störungen nicht bekannt sind, entstehen solche Ereignisse meist eine bestimmte Zeit im Voraus und können deshalb von deren Systemen wie z. B. Verwaltungssystemen eingeplant und damit in die Lastgrenze aufgenommen werden. Dieses Datenset wurde ausgewählt, um zu verdeutlichen, dass die Ladeoptimierung auch mit geplanten Unterbrechungen in der Lastkurve umgehen kann, ohne den Einsatzplan zu gefährden. Treten solche Störungen kurzfristig auf, werden sie als Demand-Response-Signale

behandelt und der Algorithmus passt durch kurzfristige Nachoptimierung den Ladeplan an.

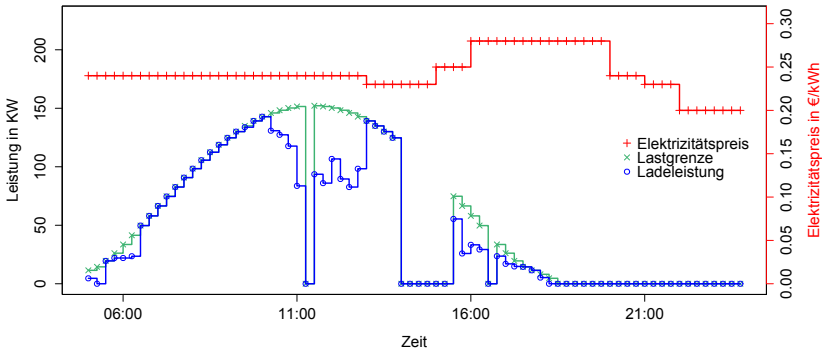


Abbildung 7.14: Ladeplan einer Poolflotte von 50 Elektrofahrzeugen mit Lastgrenze basierend auf Solarenergie

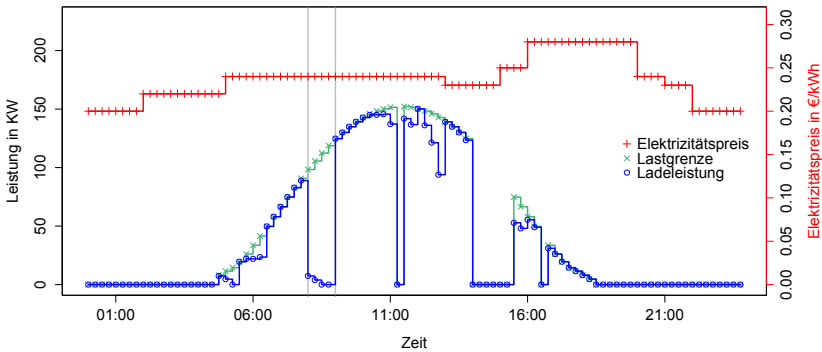


Abbildung 7.15: Ladeplan einer Poolflotte von 50 Elektrofahrzeugen mit Lastgrenze basierend auf Solarenergie mit kapazitätsbasiertem Demand-Response-Ereignis zwischen 8:00 und 9:00

Wird z. B. durch ein oben beschriebenes Ereignis ein kapazitätsbasiertes Demand-Response-Signal eine Minute vor Eintritt des Ereignisses mit einer Anfrage nach einem Lastabwurf zwischen 8:00 und 9:00 Uhr übermittelt, so berechnet der Algorithmus in Sekunden einen neuen Ladeplan und verschiebt die fehlende Last zu späteren Zeiten, wie in Abbildung 7.15 verdeutlicht wird. Diese Lastverschiebung von insgesamt 105 kWh kann dann vom Flottenbetreiber am Energiemarkt angeboten werden. Dies und insbesondere die kurze Laufzeit zeigen eine schnelle Anpassung an dynamische Änderungen. Der Ladeplan zeigt, dass nicht die komplette Last, die in diesem Zeitintervall geladen werden sollte, verschoben werden kann, da dies zu einer Verletzung des Einsatzplanes führen würde.

7.2 Privater Einsatz

Im Falle einer Ladeoptimierung für Privatkunden gibt es einige Aspekte zu beachten. Während Flotten sich durch eine hohe Planbarkeit auszeichnen, haben Privatkunden eine geringere Planbarkeit, da mehr spontane und auch nachträgliche Änderungen zum Teil auch während des Ladevorgangs vorkommen können, die vom Lademanagement berücksichtigt werden müssen. Dies führt auch zu geringerer Verlässlichkeit in Hinblick auf Demand-Response-Teilnahme. Des Weiteren erwartet der Kunde nach Möglichkeit eine direkte Antwort auf seine Anfrage bzw. seinen Ladewunsch, was die Anforderungen an die Laufzeit des Algorithmus erhöht. Zudem muss die Gleichbehandlung aller Fahrzeuge gewährleistet werden. Insbesondere darf keine Priorisierung der Fahrzeuge vorgenommen werden, höchstens über die Bereitschaft, mehr zu bezahlen.

Um das Szenario für Flotten sinnvoll für den privaten Gebrauch von Elektrofahrzeugen zu erweitern, wird der Ladeinfrastrukturbetreiber eingeführt. Er ersetzt den Flottenbetreiber und erweitert so die Einsatzmöglichkeiten. Er betreibt die Ladeinfrastruktur und gruppiert die Elektrofahrzeuge geeignet, um sie zu optimieren.

Der Ladesäulenbetreiber handelt analog zum Flottenbetreiber am Energiemarkt Preis und Kapazitätsgrenzen sowie Demand-Response-Bedingungen aus, um so Lademöglichkeiten für Kunden zur Verfügung zu stellen. Der

Algorithmus berechnet den optimalen Ladeplan, basierend auf dem Preis für den Ladeinfrastrukturbetreiber. Der Ladeinfrastrukturbetreiber entscheidet dann, wie er den Preis an den Endkunden weitergibt. So kann er z. B. dem Kunden einen Fixpreis pro kWh in Rechnung stellen oder Flexibilität durch einen günstigeren Preis belohnen. Dies ist nicht Teil der Ausführungen dieser Arbeit.

Da es keinen Einsatzplan wie bei Flotten gibt, muss der Kunde seine Ladewünsche über ein geeignetes Profil eingeben, was ein Nutzerprofil für höhere Nutzerakzeptanz sowie eine einfache Möglichkeit zur Kommunikation in Richtung des Kunden notwendig macht. Die Optimierung muss zusätzlich eine hohe Flexibilität mitbringen, um unangemeldete Fahrzeuge oder spontane Ladevorgänge mit zu berücksichtigen. Dies kann durch das Vorhalten einer gewissen Restkapazität von z. B. 20 % berücksichtigt werden. Dies bedeutet, dass die Optimierung versucht, nicht die ganze Lastgrenze auszuschöpfen, sondern in jedem Zeitfenster die 20 % für nicht eingeplante Ladevorgänge vorzuhalten. Außerdem kommt im privaten Umfeld eine Vielzahl von unterschiedlichen Fahrzeugtypen zum Einsatz. Dies alles führt zu einer höheren Komplexität.

Diese zusätzlichen Anforderungen werden im Folgenden beschrieben und es wird erläutert, wie eine sinnvolle Ladeoptimierung angewendet werden kann. Dazu wird zunächst ein geeignetes Kundenprofil vorgestellt.

7.2.1 Konzeptionierung der Kundenprofile

Ein auf die gegebene Netzsituation angepasster sowie kostenoptimierter Ladeplan führt dazu, dass das Laden von Elektrofahrzeugen länger dauern kann als das direkte Laden mit maximal möglicher Leistung ohne Berücksichtigung der Netzsituation. Um zu verhindern, dass der Endnutzer dadurch in seiner Mobilität eingeschränkt wird, ist es wichtig, dass der Kunde dem Lademanagement wichtige Informationen zur Verfügung stellt. Um die Kommunikation möglichst kundenfreundlich und den Aufwand für den Kunden möglichst gering zu halten, muss er nur ein Minimum an Daten zur Verfügung stellen, um ihm eine optimierte

Planung der Ladevorgänge bei gleichzeitiger Garantie der Flexibilität unabhängig von Netzbedingungen und Strompreisen zu gewährleisten. Zur Übermittlung dieses Datensets wurde ein entsprechendes Kundenprofil im Projekt openECOSPhERE [SAP14b] basierend auf den Bedürfnissen und Wünschen der Endkunden konzipiert. Dies ist in Abbildung 7.16 skizziert.

Zunächst soll der Kunde seinen geplanten Ladebeginn sowie die gewünschte Abholzeit des Fahrzeugs und die gewünschte Lademenge angeben. Alternativ kann er hier auch die Entfernung für die nächste Fahrt in km angeben und das System rechnet dies entsprechend des Fahrzeugmodells in die benötigte Energiemenge um. Um die Akzeptanz bei Kunden zu erhöhen und weiterhin spontane Fahrten oder Fahrten in Notfällen zu garantieren, kann der Kunde optional eine Mindestreichweite oder eine Mindestenergiemenge E_{min} spezifizieren, die immer im Fahrzeug vorgehalten werden soll. Diese Mindestenergie wird nach Ankunft des Fahrzeuges an der Ladesäule möglichst schnell geladen. Ist der Ladestand des Fahrzeuges bei Ankunft an der Ladesäule bekannt, wird solange geladen, bis dieser Zustand erreicht ist. Erst nach Erreichen dieser Marke wird für das Fahrzeug ein preisoptimaler Ladeplan flexibel eingeplant.

Solche Ladeprofile können als regelmäßige Profile hinterlegt werden und auch wochentags spezifische Profile erstellt werden. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, einzelne Profile zu hinterlegen, die nur in Einzelfällen oder gar einmalig vorkommen. Dies wurde im Rahmen des Projekt openECOSPhERE [SAP14b] praktisch realisiert und eingesetzt. Es dient insbesondere dazu, dass das Profil nicht täglich neu gepflegt werden muss, sondern der Kunde im Idealfall ein solches Profil für einen längeren Zeitraum, der ebenfalls vom Kunden spezifiziert werden kann, einmal hinterlegt und sich dann nicht mehr darum kümmern muss. Für die Fälle von spontanen Änderungen legt er dann ein einmaliges Profil an und kehrt anschließend automatisch zu seinem ursprünglichen Profil zurück. Darüber hinaus können auch mehrere regelmäßige Ladevorgänge an unterschiedlichen Orten, z. B. Laden zuhause oder auf der Arbeit, gepflegt werden. Die technischen Daten des Fahrzeugs werden unabhängig vom Nutzerprofil gepflegt, um so den Aufwand für den Kunden minimal zu halten.

Diese werden durch das ihm zugeordnete Fahrzeug und die Angabe der Ladesäule vom System des Ladeinfrastrukturbetreibers zugeordnet.

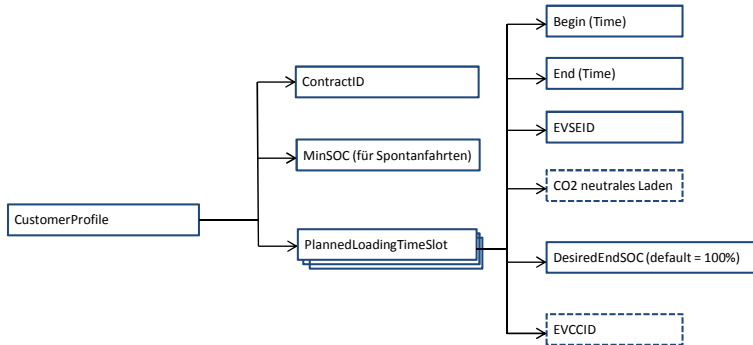


Abbildung 7.16: Schematische Darstellung der Parameter im Kundenprofil

Um die Kundenmotivation zur Profilpflege zu steigern und das Kundenverhalten zu beeinflussen, wurden in der Masterarbeit [Gör13] mögliche Anreizsysteme untersucht. Basierend darauf wurde das Konzept eines ganzheitlichen Anreizsystems zur Beeinflussung des Ladeverhaltens von privaten Elektromobilitätsnutzern durch intrinsische und extrinsische Anreize vorgestellt. Dieses Konzept ermöglicht es dem Nutzer über eine Gamification Plattform, sich mit anderen Nutzern zu messen und spielerisch typische Elemente wie Abzeichen oder Missionen zu erhalten. Diese intrinsischen Anreize sorgen für eine Steigerung der Nutzermotivation, das Profil wie vom Ladeinfrastrukturbetreiber gewünscht anzupassen und geben diesem so mehr Möglichkeiten zur Steuerung des Ladeverhaltens. Ebenso wurden extrinsische Anreize in Form eines Prämienshops integriert, in dem der Nutzer seine in Missionen oder durch ein geeignetes Profil gewonnenen Punkte in Prämien oder Freimengen umtauschen kann. Darüber hinaus wurden auch Ansätze erläutert, um die Integration in bestehende Businesssoftware oder in das in openECOSPHERE prototypisch umgesetzte System zu ermöglichen.

Im Falle, dass der Kunde kein Profil hinterlegt und dennoch einen Ladevorgang starten will, wird ein Standardprofil für ungeplantes Laden

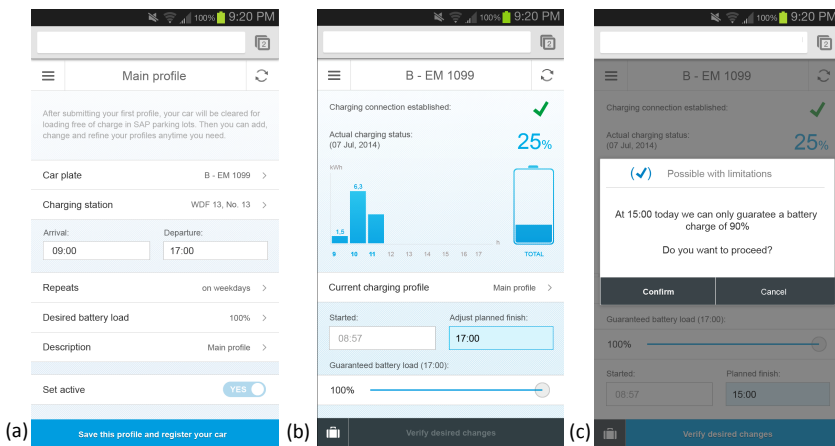
verwendet, das beispielsweise eine Standdauer von 6 Stunden und eine gewünschte Ladung von 100 % annimmt.

7.2.2 Benutzerzentrierte Kommunikation

Die Akzeptanz einer Kommunikationsschnittstelle zum Kunden z. B. über eine Mobile App hängt entscheidend von ihrer Nutzerfreundlichkeit ab. Im Idealfall erfordert das System selten eine Interaktion zum Kunden. Sollte diese doch erforderlich sein, muss eine solche App intuitiv verständlich sein und ein leicht zu bedienendes Nutzerinterface zur Verfügung stellen. Die Komplexität, die das Lademanagement und die Ladeoptimierung beinhalten, sollte dem Kunden möglichst verborgen bleiben. Dazu wurde im Projekt openECOSPhERE [SAP14b] eine intuitive Benutzeroberfläche entwickelt, die in Abbildung 7.17 dargestellt ist.

Bei der Erstanmeldung legt der Kunde ein Standardprofil sowie die gewünschte Mindestenergie für Spontanfahrten fest, diese ist profilunabhängig und muss entsprechend nur einmal festgelegt werden. Anschließend kann er in Fenster (a) weitere Profile durch das Spezifizieren der voraussichtlichen Ladezeiten sowie der gewünschten Lademenge anlegen. So muss der Nutzer nicht jedes Mal seine Ladezeiten angeben, da diese automatisch während der Gültigkeit des Profils gelten. Eine Anpassung dieser Profile ist jederzeit möglich. Jedes Profil kann über einen gewissen Zeitraum und bestimmte Wochentage gültig gemacht werden. Beispielsweise könnte für fünf Tage in der Woche das Profil für Laden auf der Arbeit aktiv sein und am Wochenende ein entsprechendes für Ladevorgänge an der Ladesäule zuhause. Nach der Einrichtung der gewünschten Profile erscheint bei nächster Benutzung der App die Startseite (b) mit den wichtigsten Informationen. So kann der Nutzer diese direkt und bequem erreichen. Zu diesen Informationen zählt die Übersicht über einen aktuell stattfindenden Ladevorgang mit Anzeige der bereits geladenen Energiemenge als Balkendiagramm und darüber hinaus die Möglichkeit, das Profil auch während des Ladevorgangs anzupassen. Konkret bedeutet dies, dass der Kunde die geplante Abfahrtszeit kurzfristig ändern oder die geplante Energiemenge korrigieren kann. Bei einer solchen Änderung bekommt der Kunde nach einer Prüfung der Anforderungen von der

Ladeoptimierung Feedback, (c) ob seine Wünsche erfüllt werden können. Da die Änderungen meist kurzfristig eingestellt werden, kann es passieren, dass beispielsweise bei einem früheren Abfahrtszeitpunkt nicht möglich ist, das Fahrzeug in der verbleibenden Zeit wie gewünscht komplett voll zu laden. In einem solchen Fall wird der Nutzer informiert, wie viel Energie bis dahin geladen werden kann. Diese kurzfristigen Änderungen werden von der Ladeoptimierung berücksichtigt und erstellen einen neuen Ladeplan für dieses Fahrzeug.



Screenshots openECOSPHERE Prototyp

Abbildung 7.17: Mobile Benutzeroberfläche [SAP14b]

7.2.3 Anwendungsszenarien

Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, werden zunächst die einzelnen Anwendungsfälle betrachtet. Die Grundideen für diese Anwendungsfälle wurden im Projekt openECOSPHERE [SAP14b] entwickelt.

Grundsätzlich wird zwischen Anwendungsfällen unterschieden, die einzelne Fahrzeuge betreffen und solchen, die die ganze Gruppe betreffen.

Wegen ihrer geringen Komplexität können erstere in Folge einer User-Interaktion schnell ausgeführt werden. Zweitere sind wegen ihrer etwas längeren Laufzeit für Anwendungen, bei denen der Kunde eine direkte Antwort erwartet, eher ungeeignet, da bereits Laufzeiten von 3 Sekunden für die Kundeninteraktion im Rahmen dieses Lademanagements vermieden werden sollen.

Die Voroptimierung findet analog zu der Optimierung bei Flotten in regelmäßigen Abständen statt und wird für zukünftige Ladevorgänge durchgeführt. Dabei werden alle Ladevorgänge, deren Beginn innerhalb eines gegebenen Zeitfensters, z. B. 24 Stunden, liegt, betrachtet. Das Ende wird hierbei durch den Ladevorgang gegeben, der als letzter endet. Innerhalb dieses Zeitraums wird ein Ladeplan erstellt, der sowohl die im Kundenprofil hinterlegten Angaben sowie die Kapazitätsgrenzen und Energiepreise berücksichtigt. Wenn nichts anderes bekannt ist, wird angenommen, dass die Batterie bei Ankunft komplett leer ist. Nach Berechnung wird das voroptimierte Profil pro Ladevorgang im Lademanagement beim Fahrzeug hinterlegt.

Kommt ein Fahrzeug an die Ladesäule, wird im Falle eines validen voroptimierten Profils eine schnelle Nachoptimierung für dieses Fahrzeug gestartet, da meist der genaue Ankunftszeitpunkt sowie der Batterieladezustand nicht bekannt ist. Dazu wird, basierend auf dem voroptimierten Profil, der Ladeplan an die nun bekannten Gegebenheiten angepasst, ohne dass dies die anderen Fahrzeuge der Gruppe beeinträchtigt. Die bereits eingeplante Leistung für die Ladepläne der anderen Fahrzeuge in dieser Gruppe wird im Feld `PlannedCapacityProfile` des `OptimizationRequest` übermittelt und kann so mitberücksichtigt werden, um eine Verletzung der Lastgrenze zu vermeiden.

Ein valides Voroptimierungsprofil erfüllt folgende Bedingungen:

- Der Kunde hat ein aktives Profil mit zutreffenden hinterlegten Angaben.
- Der Ladevorgang wurde innerhalb einer vom Ladeinfrastrukturprovider festgelegten Toleranzzeit um den angebenen Ladestartpunkt gestartet.

- Das Profil wurde nicht kurzfristig zu stark verändert, z. B. durch eine kurzfristige Anpassung der gewünschten Energiemenge.
- Das Laden findet nicht an einem anderen Standort statt.

Im Falle eines Kunden ohne valides Voroptimierungsprofil, sei es, weil der Kunde kein Profil hinterlegt hat, das Fahrzeug außerhalb der hinterlegten Ladezeiten oder an einem anderen Standort lädt, wird wie folgt vorgegangen:

- Die gegebene Restkapazität der Gruppe wird geprüft, um das Fahrzeug wie gewünscht in die Gruppe einzufügen, ohne die anderen Fahrzeuge zu verschieben. Dies kann mittels des eingeplanten Kapazitätspuffers geschehen.
- Ist dies nicht möglich, bekommt der Kunde eine kurze Benachrichtigung, dass das Ergebnis der längeren Optimierung in wenigen Sekunden folgt. Dann wird eine Nachoptimierung für die ganze Gruppe angestoßen, um das Fahrzeug mit einzuplanen, jedoch ohne die Ladevorgänge der Fahrzeuge mit hinterlegtem Profil oder bereits akzeptierten Fahrzeugen zu gefährden. Anschließend wird dem Kunden mitgeteilt, ob sein Fahrzeug geladen werden kann oder nicht.

Im Falle einer Nichterfüllung wird der Nutzer dieses Fahrzeugs benachrichtigt, dass die Wünsche nicht eingehalten werden können. Der Kunde erhält eine Mitteilung über längere Standzeiten oder die mögliche Energiemenge, die bis zur Endzeit geladen werden kann. Für den Kunden ist nur die schnelle Nachoptimierung erkennbar.

Um die Szenarien möglichst kundenfreundlich zu gestalten, wird die Komplexität vor dem Kunden verborgen. Es wird versucht, ihm durch die schnelle Nachoptimierung eine sofortige Antwort zu übermitteln. Nur in dem Fall, dass dies nicht das gewünschte Ergebnis liefert, wird eine komplexere Nachoptimierung für die ganze Gruppe durchgeführt. Wenn der Kunde bereits eine positive Antwort erhalten hat, wird ebenso eine lange Optimierung durchgeführt, um die Gesamtlösung zu verbessern, dies wird dem Kunden jedoch nicht mitgeteilt.

Im Falle, dass die Reservekapazität unter eine gewisse vom Ladeinfrastrukturbetreiber vorgegebene Grenze fällt, wird ebenfalls eine Nachoptimierung für die ganze Gruppe durchgeführt und versucht, dies wieder auszugleichen, um auch in Zukunft Reservekapazität für ungeplante Ereignisse vorzuhalten.

Führt der Kunde Änderungen an seinem Profil durch, nachdem die Voroptimierung beendet ist oder während der Ladevorgang bereits begonnen hat, stößt dies auch eine Nachoptimierung für dieses Fahrzeug an. Dazu werden die neuen Parameter in einem `optimizationRequest` an die Ladeoptimierung übermittelt. Hier wird ebenfalls zunächst versucht, mit der gegebenen Flexibilität zunächst nur diesen Ladeplan anzupassen. Ist dies nicht möglich, wird eine Nachoptimierung für die gesamte Gruppe angestoßen. Ändern sich die Bedingungen für alle Kunden, wird eine Nachoptimierung für die gesamte Gruppe angestoßen, beispielweise bei der Teilnahme an Demand Response. Die neuen Ladepläne werden an das Lademanagement weitergeleitet und dort einerseits hinterlegt, andererseits an die entsprechende Ladesäule übermittelt. Entsprechend dieser Szenarien wird im `optimizationRequest` der `otimizationCode` gesetzt, um der Ladeoptimierung mitzuteilen, welche Art der Optimierung durchgeführt wird.

7.2.4 Erweiterung der Parameter

Auch in diesem Szenario wird die Ladeoptimierung durch die Nachricht `optimizationRequest` aufgerufen. Wegen der neuen Anforderungen wurden die Parameter aus dem Flottenszenario erweitert, wie in Abbildung 7.18 in rot dargestellt ist. Diese Erweiterung basiert auf den Ergebnissen des Projekts `openECOSPhERE` [SAP14b]. Statt des Felds `OperationPlan` werden die Angaben zum Ladevorgang im Feld `CustomerRequirements` übermittelt. Dieses enthält zusätzlich den neu eingeführten Parameter E_{min} , d. h. die Energiemenge, die möglichst sofort nach Ladebeginn geladen werden soll. Zudem kommt das voroptimierte Profil hinzu und wird, falls vorhanden, beim Ladeplan gespeichert und als `PreoptimizedChargingProfil` im `optimizationRequest` übermittelt. Der letzte neu

erforderliche Parameter des OptimizationCode gibt je nach beschriebenen Anwendungsszenario die Art der Optimierung an. Dieses Feld kann folgende Einträge haben:

- Preoptimize: Voroptimierung für gesamte Gruppe
- PlannedStart: Start eines vorher eingeplanten Ladevorgangs
- UnplannedStart: Start eines nicht eingeplanten Ladevorgangs
- Update: Kunde ändert sein Profil vor oder während eines Ladevorgangs
- Reoptimize: Nachoptimierung für die gesamte Gruppe wird gestartet

Das Profil PlannedCapacityProfil enthält in diesem Szenario das aggregierte Profil über alle Ladevorgänge der eingeplanten Fahrzeuge. Dies ist insbesondere dann sinnvoll, wenn eine Nachoptimierung für ein Fahrzeug gestartet wird wie z. B. im Fall PlannedStart oder UnplannedStart.

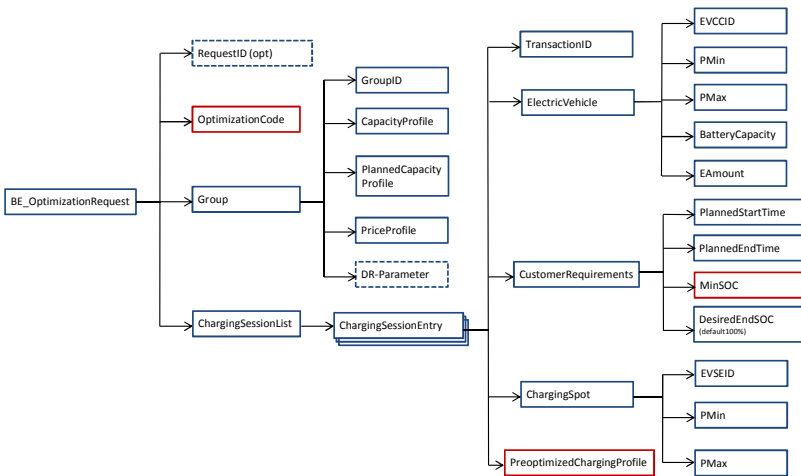


Abbildung 7.18: Aufbau und Struktur der Nachricht OptimizationRequest

Der Aufbau der optimizationResponse Nachricht ist analog zum Flottenszenario. Je nach Anwendungsfall wird nur ein Ladeplan oder die Ladepläne für die gesamte Gruppe an das Lademanagement übermittelt.

Auch in diesem Fall muss bestimmt werden, was in Ausnahmefällen passiert, in denen nicht genügend Last für alle Fahrzeuge verfügbar ist. In einem solchen Fall werden zunächst die geplanten Fahrzeuge mit gepflegtem Ladeprofil geladen und ungeplante eventuell weniger. In diesem Fall wird der Kunde darüber informiert. Müssen auch geplante Fahrzeuge abgelehnt werden, so werden diese im Zuge der Gleichbehandlung aller Kunden zufällig bestimmt. Es besteht unter Umständen die Möglichkeit, über die Bereitschaft mehr zu zahlen, sogenannte Premiumkunden zu bevorzugen. Diese Option obliegt dem Bepreisungssystem des Ladeinfrastrukturbetreibers, kann aber im Algorithmus berücksichtigt werden.

7.2.5 Szenario: Laden am Arbeitsplatz

Im Folgenden wird das Szenario von privaten Nutzern betrachtet, die ihr Fahrzeug auf der Arbeit laden. Dazu pflegen die Kunden ihr Profil und werden entsprechend während ihrer Arbeitszeit eingeplant. Um dies zu simulieren und um die Unterschiede zwischen dem Flottenszenario und dem privaten Szenario zu zeigen, werden die gleichen Daten von Future Fleet wie im Szenario der Firmenflotten, die in Abbildung 7.11 dargestellt sind, zugrunde gelegt. Zusätzlich werden die fehlenden Parameter im Kundenprofil gesetzt und für jedes zweite Fahrzeug wird ein E_{min} zwischen 20 % und 40 % der Batteriekapazität gewählt. Für alle anderen Fahrzeuge wird angenommen, dass E_{min} Null beträgt.

In Abbildung 7.19 ist der Ladeplan mit und ohne Optimierung dargestellt. Ohne Optimierung wird die Lastgrenze deutlich überschritten. Die Optimierung berücksichtigt die Lastgrenze und plant darüber hinaus 20 % Reserverekapazität für ungeplante Fahrzeuge und Änderungen im Kundenverhalten ein, wie vom Ladeinfrastrukturbetreiber vorgesehen. Durch die Zunahme der Mindestenergiemenge ist zu erkennen, dass im Vergleich zum Flottenszenario mehr Last direkt nach Ankunft der

Fahrzeuge bezogen wird. Die restliche Flexibilität wird dazu verwendet, um möglichst preiswert zu laden.

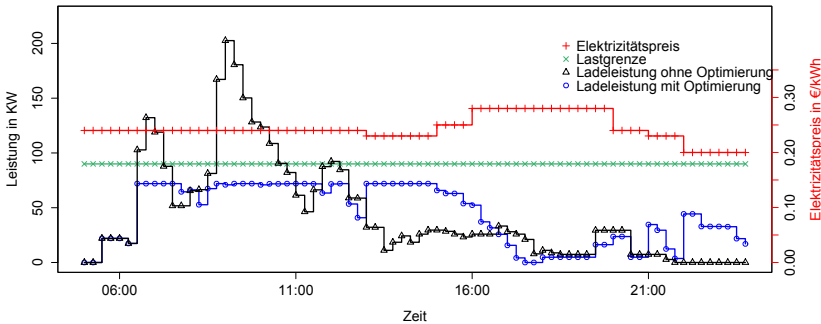


Abbildung 7.19: Ladeplan für 50 Elektrofahrzeuge mit konstanter Lastgrenze

Bei Demand-Response-Ereignissen bleibt es dem Ladeinfrastrukturbetreiber überlassen, ob er die 20% Reservekapazität beibehalten will oder für diese Zeit aussetzt, um mehr Lastverschiebung anzubieten. Allerdings besteht dann die Gefahr, dass ungeplante Kunden abgelehnt werden müssen, was ihn Kunden kosten und zur Unzufriedenheit beitragen könnte. Bei kurzfristigen Demand-Response-Ereignissen, die nicht zu lange andauern, kann es sinnvoll sein, die 20% zu ignorieren. Bei Demand-Response-Ereignissen, die über mehrere Stunden andauern, ist dies schwieriger. Sollten während Demand-Response-Ereignissen ungeplante Kunden hinzukommen, die mit der Reservekapazität geladen werden, muss dies dem Energiemarkt mitgeteilt werden, damit diese Änderung berücksichtigt werden kann und dies nicht zu Instabilitäten führt. Im privaten Szenario ist die Teilnahme an Demand-Response-Programmen viel schwieriger und unsicherer wegen unvorhergesehenen Ereignissen oder bereits eingeplanter Fahrzeuge, die zu spät oder gar nicht ankommen. Solche Änderungen müssen bei Bekanntwerden am Energiemarkt ausgeglichen werden. Innerhalb der Grenzen können auch solche Flotten an Demand-Response-Programmen teilnehmen.

Preisbasierte Demand-Response-Ereignisse sind unproblematischer, da keine direkte Übermittlung der Laständerung am Energiemarkt erforderlich ist.

In Abbildung 7.20 ist ein kapazitätsbasiertes Demand-Response-Ereignis, das eine zusätzliche Lastaufnahme von 32 kWh zwischen 16:00 und 17:00 Uhr motiviert, dargestellt. Dieses Signal wird nur kurze Zeit vor dem Ereignis kommuniziert, so dass der Ladeplan erst ab 16:00 Uhr angepasst werden kann.

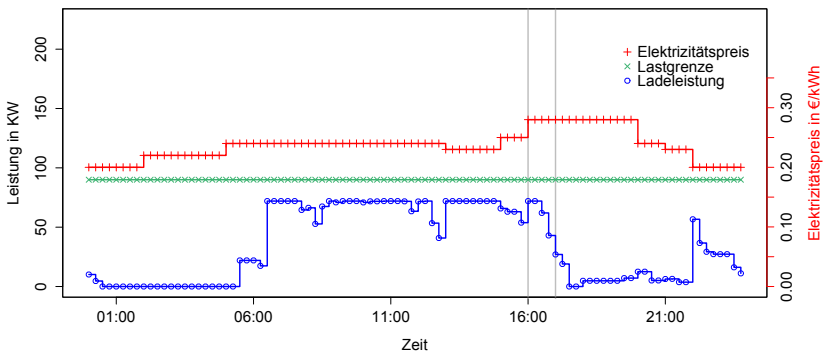


Abbildung 7.20: Ladeplan für 50 Elektrofahrzeuge mit konstanter Lastgrenze und kapazitätsbasiertem Demand-Response-Ereignis zwischen 16:00 und 17:00 Uhr

Ein preisbasiertes Demand-Response-Szenario ist in Abbildung 7.21 skizziert. Der Preis wird zwischen 13:00 und 15:00 Uhr erhöht, um so eine Lastreduktion zu motivieren. Auch dieses Ereignis wird kurzfristig kommuniziert, so dass der zukünftige Ladeplan ab 13:00 Uhr neu berechnet wird.

Neben der konstanten Lastgrenze besteht in diesem Szenario ebenfalls die Möglichkeit, die Fahrzeuge mit erneuerbaren Energiequellen zu laden. Ein solches Szenario ist in Abbildung 7.22 dargestellt. In Abbildung 7.22 ist dies für Windenergie dargestellt, die im NOBEL Projekt am 01. Juni 2012 gemessen wurde. Auch hier wird 20 % Reservekapazität vorgehalten. Abends und nachts können keine Fahrzeuge geladen werden, da keine

Stromerzeugung durch Windkraft verfügbar ist, obwohl tagsüber eine starke Überproduktion herrscht.

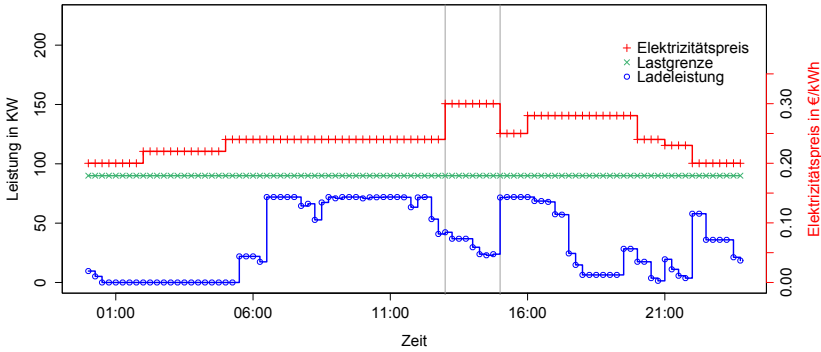


Abbildung 7.21: Ladeplan für 50 Elektrofahrzeuge mit konstanter Lastgrenze und preisbasiertem Demand-Response-Ereignis zwischen 13:00 und 15:00 Uhr

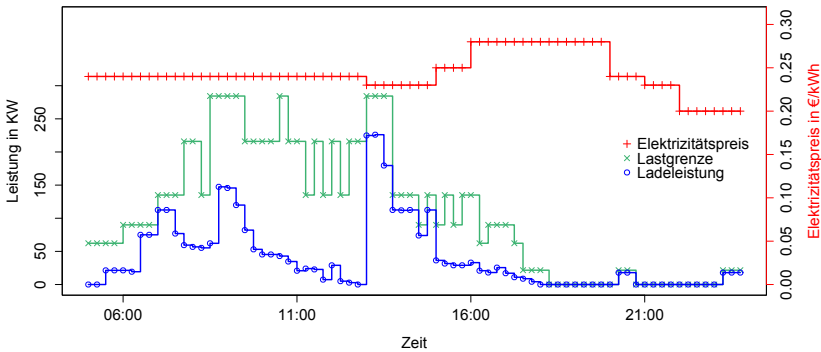


Abbildung 7.22: Ladeplan für 50 Elektrofahrzeuge mit Lastgrenze basierend auf Windenergie

7.2.6 Szenario: Laden zuhause

In diesem Szenario wird ein Apartmentgebäude mit zugehöriger Tiefgarage betrachtet, in der die Bewohner mit Elektrofahrzeugen ihre Fahrzeuge laden. Der Netzübergabepunkt versorgt sowohl das Gebäude als auch die Tiefgarage. Dies bedeutet insbesondere, dass die Lastgrenze für die Elektrofahrzeuge durch die Energienutzung der Bewohner reduziert wird.

Die Ladezeiten basieren auf den Ergebnissen der Mobilitätsstudie von 2008 „MOBILITÄT IN DEUTSCHLAND“ (MiD). Dies ist „eine bundesweite Befragung von Haushalten zu ihrem alltäglichen Verkehrsverhalten im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI)“ [FGJ⁺10]. Die Ankunftszeiten sind daran orientiert, wann die Fahrzeugbesitzer üblicherweise von der Arbeit zurückkommen, die Abfahrtszeiten daran, wann sie die nächste Fahrt antreten. So werden die Fahrzeuge zuhause meist über Nacht geladen.

Tabelle 7.6: Technische Daten der verwendeten Fahrzeugtypen im Szenario des Ladens im privaten Umfeld zuhause

Anzahl	Fahrzeugtyp	P_{max}	P_{min}	Batteriekapazität
3	Renault Zoe	22 kW	7.6 kW	22 kWh
4	BMW i3	7.36 kW	1.38 kW	19 kWh
4	e-Smart	3.68 kW	1.38 kW	19 kWh
2	e-Smart (22 kW Bordlader)	22 kW	1.38 kW	19 kWh
4	Nissan Leaf	3.68 kW	1.38 kW	24 kWh
3	A-Class E-CELL	7.36 kW	2.76 kW	36 kWh

Insgesamt wurden 20 Fahrzeuge mit unterschiedlichen Fahrzeugtypen simuliert, deren Fahrzeugdaten sich an real verfügbaren Elektrofahrzeugen orientieren. Die verwendeten Fahrzeugtypen mit zugehörigen technischen Daten sind in Tabelle 7.6 aufgeführt.

Zur Vervollständigung des Kundenprofils wurde 11 Fahrzeugen eine Mindestenergie E_{min} zugeteilt. Vier Kunden haben eine gewünschte Mindestenergie von 4 kWh, drei von 5 kWh und jeweils zwei 8 kWh bzw.

10 kWh. Als gewünschte Ladeleistung wird ein Wert zwischen 70 % und 100 % der Batteriekapazität angenommen.

Dieses Szenario ist in Abbildung 7.23 dargestellt. Die in grün dargestellte Lastgrenze mit vier Stufen orientiert sich am Verlauf des Standardlastprofils von Haushalten. Die rote Preiskurve hat drei Stufen, die zwischen 33 und 24 Cent liegen. In schwarz ist dargestellt, wie das Laden ohne Ladeoptimierung aussehen würde. Die Fahrzeuge laden direkt nach Ankunft mit voller Leistung. Dies führt dazu, dass die Lastgrenze deutlich überschritten wird. Mit Optimierung, wie in blau dargestellt ist, wird lediglich die Mindestenergie direkt nach Ankunft geladen, ohne dass die Lastgrenze überschritten wird. Die restliche Energie wird ab 23:00 geladen, wenn der Strompreis am günstigsten ist. Dies führt zu einer Kostenersparnis von 22 %. So entstehen keine Stromausfälle durch Überlastung des Netzübergabepunktes, ein weiterer Netzausbau ist nicht nötig und die Fahrzeuge können wie vom Nutzer gewünscht geladen werden, der darüber hinaus noch Geld spart.

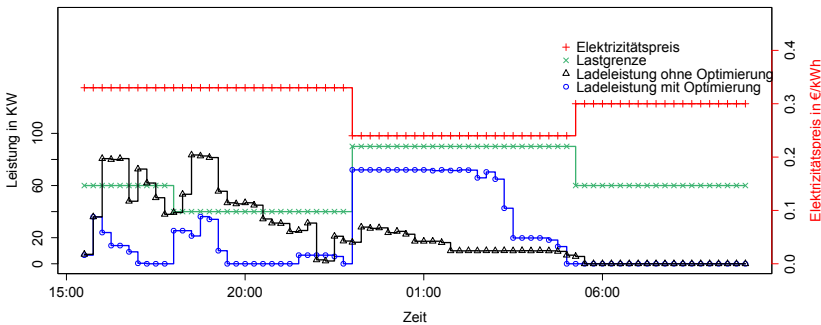


Abbildung 7.23: Ladekurve mit und ohne Ladeoptimierung von 20 Fahrzeugen im privaten Umfeld mit Lastgrenze basierend auf H0-Profil

Diese Optimierung kann schon durchgeführt werden, bevor ein Fahrzeug an der Ladesäule ankommt. Bei tatsächlicher Ankunft eines Fahrzeuges an die Ladesäule wird eine Nachoptimierung für dieses Fahrzeug ausgelöst, um den genauen Ankunftszeitpunkt sowie die Restenergie, die noch in

der Batterie vorhanden ist, mit zuberücksichtigen. Diese Parameter sind vorher unbekannt. In Abbildung 7.24 ist dies dargestellt. Generell wird angenommen, dass die Batterie bei Ankunft leer ist. Das betrachtete Fahrzeug hat bei Ankunft noch eine Restenergie von 5 kWh. Da die Mindestenergie 10 kWh beträgt, wird die fehlende Energie sofort geladen. Die restliche gewünschte Energie von 20 kWh wird zum günstigsten Zeitpunkt bezogen.

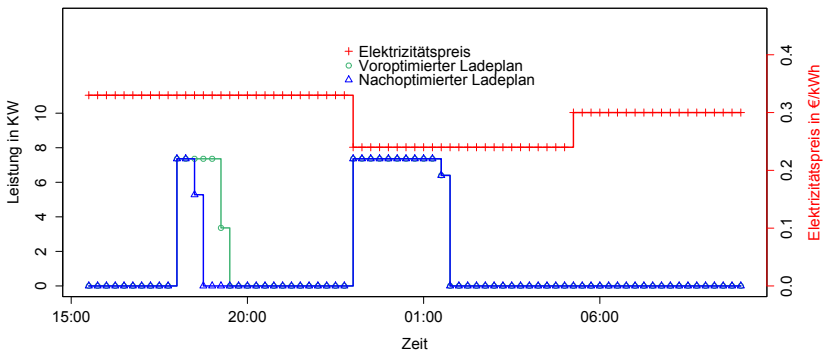


Abbildung 7.24: Neuberechnung des Ladeplans bei Ankunft eines Fahrzeuges

In Abbildung 7.25 erhält der Kunde eine spontane Einladung für 22:00 Uhr und ändert deshalb um 18:30 Uhr sein Profil, damit sein Fahrzeug bis 22:00 Uhr vollgeladen ist. Bei einer früheren gewünschten Abfahrtszeit, z. B. 21:00 Uhr, wären die Kundenwünsche nicht vollständig erfüllbar. Dem Kunden kann dann nur eine Energiemenge von 25 kWh oder eine um 45 Minuten verlängerte Standzeit angeboten werden.

Ausgehend vom Ladeplan für 20 Fahrzeuge kommt in Abbildung 7.26 um 19:00 ein ungeplantes Fahrzeug dazu (in schwarz eingezeichnet). Dieses wird mithilfe der vorgehaltenen Ladekapazität eingeplant. Das ankommende Fahrzeug ist ein e-Smart mit 22 kW Bordlader und technischen Spezifikationen wie in Tabelle 7.6 beschrieben und einer gewünschten

Lademenge von 22 kWh. Da es sich um ein ungeplantes Fahrzeug handelt, wird eine Standzeit von sechs Stunden angenommen.

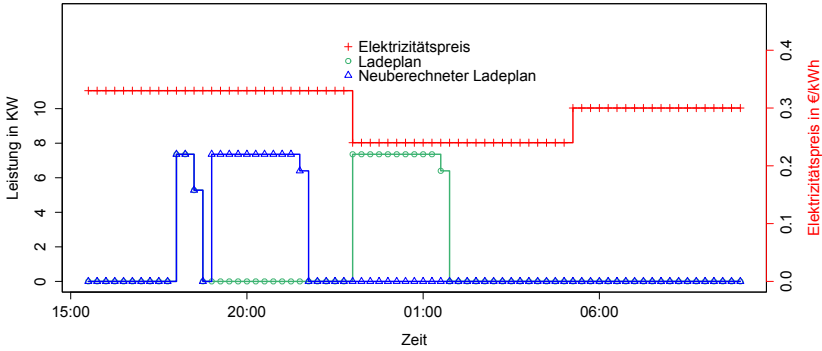


Abbildung 7.25: Anpassung des Ladeplans nach Änderung des Kundenprofils

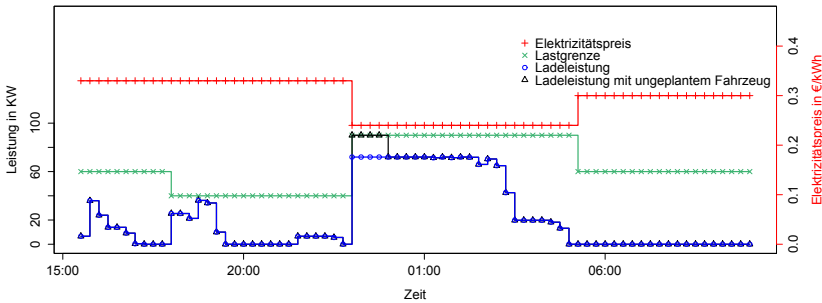


Abbildung 7.26: Ladeplan mit ungeplantem Fahrzeug

Nach Einplanung des ungeplanten Fahrzeuges findet eine Nachoptimierung für die ganze Gruppe statt, um die Restkapazität von 20 % wiederherzustellen. Dies ist in Abbildung 7.27 dargestellt.

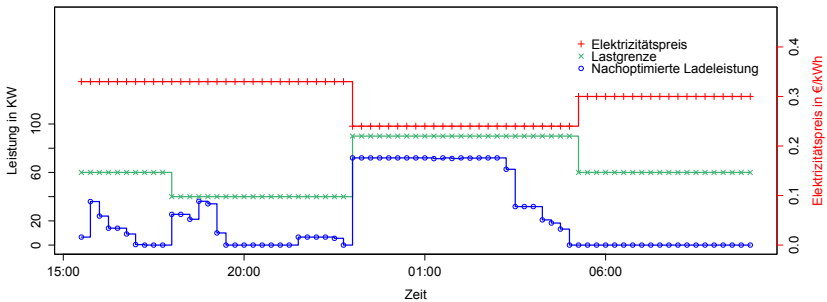


Abbildung 7.27: Nachoptimierter Ladeplan mit ungeplantem Fahrzeug

7.3 Vergleich und Zusammenfassung

Die Evaluation untersucht die Ladeoptimierung basierend auf den gegebenen Daten an zufällig ausgewählten Tagen. Die Einsatzpläne der Flotten bzw. das Verhalten der privaten Nutzer der Fahrzeuge wird basierend auf gegebenen Daten von realen Flotten bzw. gesammelten Daten aus vorangegangenen Forschungsprojekten und der Mobilitätsstudie 2008 simuliert.

In beiden betrachteten Szenarien wird anhand dieser Beispiele gezeigt, dass die Ladeoptimierung einen Mehrwert bietet, da ein teurer Netzausbau vermieden werden kann. Sowohl beim Flottenszenario als auch beim Laden im privaten Umfeld wird mithilfe des Algorithmus eine Netzüberlastung vermieden. Weiterhin entstehen durch die Flexibilität der Elektrofahrzeuge, gegeben durch die Rahmenbedingungen aus Einsatzplan und Kundenvorgaben, Kostenvorteile durch die Einplanung der Ladevorgänge zu Zeiten günstiger Strompreise. In beiden Szenarien besteht die Möglichkeit zur Teilnahme an Demand-Response-Ereignissen. In der Evaluation wird gezeigt, dass die Ladeoptimierung auf kapazitäts- und preisbasierte Demand-Response-Signale reagiert.

Im Hinblick auf Demand-Response-Ereignisse bringen Flotten eine höhere Verlässlichkeit mit sich. Gründe hierfür sind der im Voraus bekannte Einsatzplan sowie wenig nachträgliche Änderungen und Spontanfahrten. Bei Privatkunden besteht immer die Möglichkeit zur spontanen Änderung des Ladeplans durch Neuberechnung wegen ungeplanter Fahrzeuge. Diese Änderung des Lastverhaltens während eines Demand-Response-Ereignisses muss dem Energiemarkt mitgeteilt werden. Generell müssen bei Privatkunden die Parameter, z.B. durch Einführung der Mindestenergiemenge und des Kundenprofils, erweitert werden. Durch diese Erweiterung sowie das Vorhalten einer Reservekapazität für ungeplante Fahrzeuge und Änderungen wird die Kostenoptimierung im Vergleich zum Flottenszenario eingeschränkt. Dies geschieht jedoch zu Gunsten der Kundenzufriedenheit und der Akzeptanz eines Lademanagements und Elektromobilität im Allgemeinen. Nicht nur die spontanen Änderungen erhöhen die Komplexität, sondern auch die vielen unterschiedlichen Fahrzeugtypen sowie das erforderliche Treffen von Annahmen bei fehlendem oder fehlerhaftem Kundenprofil.

In der Evaluation wird gezeigt, dass das entwickelte Lademanagement sowohl im Bereich von Fahrzeugflotten als auch im privaten Bereich sinnvoll einsetzbar ist. Dies wird anhand verschiedener Anwendungsbeispiele, dem Einsatz bei gewerblichen und Firmenflotten sowie dem privaten Einsatz zuhause und auf der Arbeit, nachgewiesen. Mittels dieser Szenarien wird auch die Integration erneuerbarer Energien und die Teilnahme an preis- und kapazitätsbasierten Demand-Response-Ereignissen im Zuge der Elektromobilität erläutert.

Kapitel 8

Fazit und Ausblick

In Deutschland und Europa gibt es eine Vielzahl an Maßnahmen, die darauf abzielen, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Energieversorgung zu erhöhen, die Energieeffizienz zu steigern sowie die Treibhausgasemissionen zu verringern, z. B. im Rahmen der 20-20-20-Ziele und der weiterführenden Ziele bis zum Jahr 2030. Dies trägt zu den politischen Klimazielen bei.

Aufgrund seines revolutionären Charakters wird das in Deutschland verabschiedete Paket zur Umgestaltung der Energieerzeugung und des Energieverbrauchs zu Recht als Energiewende bezeichnet. Durch den zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien und dezentraler Erzeugung wird der Bedarf an flexiblen Lasten und der Netzstabilisierung auf Verteilnetzebene immer wichtiger. Die Erweiterung des jetzigen Netzes zu einem Smart-Grid durch intelligente Informations- und Kommunikationstechnologien und stärkere Einbindung der Verbraucher sowie eine bessere Vernetzung der Akteure sind wichtige Maßnahmen, um die Ziele der Energiewende voranzutreiben und zu unterstützen. Der Entwicklungsplan Elektromobilität zur Erhöhung der Nachhaltigkeit des zukünftigen Individualverkehrs sieht vor, dass eine Million Elektrofahrzeuge bis zum Jahr 2020 zugelassen sind. Dies führt zu einer Zusatzbelastung der Stromnetze, bietet aber auch die Möglichkeit, die Fahrzeuge als flexible Lasten einzuplanen, eine verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien zu unterstützen und zur Netzstabilisierung beizutragen. Elektrofahrzeuge können bei der Erreichung der Klimaziele hilfreich sein. Außerdem sind Elektrofahrzeuge nur wirklich nachhaltig, wenn sie CO_2 -neutral geladen werden. Deshalb bietet sich das Laden aus erneuerbaren Energiequellen an.

Ein Lademanagement, das in der Lage ist, diesen Aufgaben und Anforderungen auf flexible Art nachzukommen, wird im Rahmen dieser Arbeit vorgestellt. Dieses ist auch dazu geeignet, zukünftige Entwicklungen und Demand-Response-Programme mit einzubeziehen.

Bezüglich der Einsatzfelder zeigen Studien, dass es wegen ihres ökonomischen Potentials sinnvoll ist, Elektrofahrzeuge im gewerblichen Umfeld einzusetzen. Besonders die günstigeren laufenden Kosten und die Emissionsfreiheit begünstigen den Einsatz im urbanen Umfeld für Flotten mit kurzen Strecken. Darüber hinaus können Elektrofahrzeuge die Nachhaltigkeit von Firmen steigern und so deren Reputation und Umweltfreundlichkeit erhöhen. Dies führt dazu, dass Firmen beginnen, Elektrofahrzeuge für Dienstfahrten oder gleich als Dienstwagen für Mitarbeiter in den Fuhrpark aufzunehmen. Dies wurde bereits in Forschungsprojekten wie Future Fleet umgesetzt. Ebenso testen Paketdienstleister wie DHL den Einsatz von Elektrofahrzeugen.

Im folgenden Abschnitt werden die wesentlichen Rahmenbedingungen, Kerngedanken und Merkmale des Lademanagements sowie der Ladeoptimierung zusammengefasst. Zudem werden die wichtigsten Kernresultate zum Einsatz in einem realen Szenario umrissen. Ein Ausblick auf die Weiterentwicklungsmöglichkeiten und zukünftige Erweiterungen des Lademanagements sowie der Ladeoptimierung runden das Kapitel ab.

8.1 Zusammenfassung

Ziel der Arbeit ist die Konzipierung und Umsetzung einer Ladeoptimierung, die in ein Lademanagement für einen Flottenbetreiber bzw. einen Ladeinfrastrukturbetreiber eingebettet ist, und dies anschließend mit realen Daten zu evaluieren.

Dazu ist zunächst die zukünftige Entwicklung des Stromnetzes vom bisherigen System hin zu einem Smart-Grid mit Ausbau der dezentralen Erzeuger und vermehrter Integration der erneuerbaren Energien beschrieben. Im Zuge des Ausbaus einer flächendeckenden IKT-Infrastruktur werden die Marktteilnehmer besser vernetzt und so besteht die Möglichkeit, die

Erzeugung, die Übertragung und den Verbrauch des Stroms zu messen und zu regulieren. So können Elektrofahrzeuge als flexible Lasten in den Strommarkt integriert werden. Über kurz- und langfristige Signale von Seite des Energiemarktes lassen sie sich entsprechend einplanen. Darüber hinaus wird mit dem Ausbau des Smart-Grid ein Demand-Side-Management, insbesondere Demand-Response-Programme, ermöglicht.

Anschließend sind die Protokolle, die ein sinnvolles Energiemanagement ermöglichen und außerdem hinreichend verbreitet sind, vorgestellt. Zur Kommunikation zwischen Ladesäule und Elektrofahrzeug findet der zukünftige Standard ISO/IEC 15118 Anwendung, die Kommunikation zwischen Ladesäule und Lademanagement erfolgt mit dem Protokoll OCPP 2.0. Diese beiden Protokolle bestimmen signifikant den Austausch wichtiger Parameter sowie die Struktur des berechneten Ladeplans. Im Anschluss daran sind zukünftige Einsatzfelder und möglichen Ladeorte von Elektrofahrzeugen erläutert. Fahrzeuge im privaten Besitz laden meist zuhause, am Arbeitsplatz oder an öffentlichen Ladesäulen, wohingegen gewerbliche Fahrzeuge meist auf dem Firmengelände geladen werden.

Im nächsten Kapitel sind die mathematischen Grundlagen erläutert, die zum Verständnis der Ladeoptimierung wichtig sind. So sind Grundbegriffe der Optimierung, das Grundprinzip der Evolutionären Algorithmen sowie Scheduling eingeführt, da diese auch bei der in dieser Arbeit etablierten Ladeoptimierung Verwendung finden.

Anschließend findet zur besseren Einordnung ein Vergleich mit ausgewählten verwandten Arbeiten statt.

Im darauffolgenden Kapitel ist nach Klärung der wichtigsten Definitionen, wie Ladeplan und Lastverschiebungspotential, eine Architektur beschrieben, die die Anforderungen des Lademanagements umsetzen kann.

Anschließend sind zwei Demand-Response-Szenarien erarbeitet und vorgestellt, die es einem Flottenbetreiber bzw. Ladeinfrastrukturbetreiber ermöglichen, die Flexibilität der ladenden Fahrzeuge dem Energiemarkt zur Verfügung zu stellen und so günstiger zu laden oder Geld zu verdienen. Eine Möglichkeit ist das preisbasierte Demand-Response-Szenario, bei dem der Lieferant oder die zukünftige Marktrolle des Demand-Response-Aggregators den Strompreis kurzfristig ändert und so eine Neuberechnung

des Ladeplans initiiert, um eine Änderung im Ladeverhalten zu erzielen. Darüber hinaus ist es dem Netzbetreiber im kapazitätsbasierten Demand-Response-Szenario möglich, Anreize zu setzen, um eine Lastverschiebung zu erwirken, ohne dass er einen direkten Vertrag mit dem Endkunden hat. Dazu erfragt er beim Flottenbetreiber bzw. Ladeinfrastrukturbetreiber das Lastverschiebungspotential, je nach Wunsch also die maximale Lastaufnahme oder den maximalen Lastabwurf in diesem Zeitfenster. So können die Fahrzeuge auch kurzfristig zur Netzstabilisierung beitragen. Nach Klärung der Architektur und der damit einhergehenden Kommunikation zu den einzelnen Akteuren ist die mathematische Modellierung beschrieben. Dazu sind zunächst die Grenzen geklärt. Dabei stellt der Strompreis eine weiche Grenze dar, während die technischen Restriktionen des Fahrzeugs sowie die Lastgrenze eine feste Grenze darstellen. Eine Nichteinhaltung dieser Grenze wirkt sich negativ auf das Fahrzeug oder das Netz aus. Im schlimmsten Fall erhält das Fahrzeug einen nicht umsetzbaren Ladeplan oder das lokale Netz wird überlastet. Basierend auf diesen Grenzen ist ein mathematisches Modell erstellt, das das Laden von Elektrofahrzeugen ISO/IEC 15118-konform in Form einer diskreten Funktion als Optimierungsproblem beschreibt. Mittels zusätzlicher Parameter kann dieses Problem als nichtlineares ganzzahliges Optimierungsproblem beschrieben werden, welches sich analytisch mittels eines Branch-and-Bound-Algorithmus lösen lässt. Aus Laufzeitgründen ist jedoch ein Evolutionärer Algorithmus für die algorithmische Umsetzung und spätere Implementierung gewählt. Dieser Algorithmus verwendet eine Permutation der Reihenfolge der geplanten Ladevorgänge mit zugehöriger vom Algorithmus vorgegebener maximaler Ladeleistung. Die Operatoren orientieren sich an einem Crossover-Rekombinationsoperator und einem Swap-Mutationsoperator. Zur Berechnung der Fitness werden die Gesamtkosten für das Laden mit zusätzlichen Strafkosten für Nichterfüllung von Ladewünschen oder Ablehnung von Fahrzeugen verwendet. Neben einem Evolutionären Algorithmus finden bewährte Strategien aus dem Scheduling in der Initiierung der Startpopulation Anwendung.

Dieser Algorithmus berechnet sowohl den optimierten Ladeplan als auch auf Anfrage das gewünschte Lastverschiebungspotential zur Teilnahme an Demand-Response-Ereignissen. Diese Ladeoptimierung und das zugehörige Lademanagement sind in der Projektumgebung „openECOSPHERE“

konkret mit bestehenden Technologien verknüpft, umgesetzt und bereits während der Projektlaufzeit produktiv in zwei Parkhäusern eingesetzt.

In der anschließenden Evaluation mit realen Daten aus vorausgegangenen Forschungsprojekten sind zwei Szenarien, ein Flottenszenario und ein Szenario mit privaten Elektrofahrzeugen, koordiniert durch einen Ladeinfrastrukturbetreiber, ausgewertet. Beim Flottenszenario sind zunächst der Aufbau und die Struktur der Nachrichten `OptimizationRequest` und `OptimizationResponse` beschrieben. Anschließend werden die Parameter des Algorithmus, basierend auf bewährten Angaben aus der Literatur und der Evaluation bezüglich des Mehrwerts und der Fitnessentwicklung, gesetzt. Zur experimentellen Untersuchung finden ein dynamisches Profil für die Preiskurve sowie eine Lastgrenze aus Windenergie Verwendung. Nach dieser Kalibrierung des Algorithmus wird dieser anhand verschiedener Szenarien evaluiert. Das erste Szenario betrachtet eine DHL-Flotte. Es verwendet die Ladeoptimierung mit dynamischer Preiskurve sowie H0-Profil und Windenergie als Lastgrenze. Im Vergleich zum Laden ohne Optimierung wird beim optimierten Ladeplan die Lastgrenze eingehalten. Darüber hinaus bietet die Optimierung für den Flottenbetreiber einen Mehrwert durch Kostenersparnis dank kosteneffizienter Einplanung der Elektrofahrzeuge. Der Algorithmus reagiert auf preisbasierte Demand-Response-Signale und ist außerdem in der Lage, Lastverschiebung sowie zusätzliche Lastaufnahme nachträglich einzuplanen. Das zweite Szenario betrachtet eine Firmenflotte, bei der Mitarbeiter die Fahrzeuge 24 Stunden im Voraus buchen sollen. Die Ladeoptimierung ist mit konstanter Lastgrenze sowie Lastgrenze basierend auf Wind- und Solarenergie durchgeführt. Auch hier kann nachgewiesen werden, dass der Algorithmus in der Lage ist, auf preis- und kapazitätsbasierte Demand-Response-Signale zu reagieren.

Beim Laden von Elektrofahrzeugen in privater Nutzung müssen zusätzliche Aspekte berücksichtigt werden. So muss es z. B. stets möglich sein, auf unangemeldete Fahrzeuge reagieren zu können und spontane Änderungen zu berücksichtigen. Dazu ist eine Reservekapazität eingeführt, die der Algorithmus genau für diese Fälle vorhält. Des Weiteren besteht die Möglichkeit, neben der allgemeinen Optimierung für die Gruppe eine schnelle Nachoptimierung für einzelne Fahrzeuge aufzurufen, um

so die Fahrzeuge bzw. die veranlassten Änderungen mithilfe der Reservekapazität einzuplanen. Dem Kunden wird direkt eine Antwort auf seinen Ladewunsch oder seine Änderung mitgeteilt. Für die Erfüllung der Kundenwünsche ist ein entsprechendes Profil erforderlich. Dazu ist ein kundenfreundliches Nutzerprofil vorgestellt, welches mit einem Minimum an Daten die Kundenvorgaben beim Laden berücksichtigt. Der Kunde hat die Möglichkeit, sein Kundenprofil über einen längeren Zeitraum anzulegen, sodass es nur dann angepasst werden muss, wenn Änderungen notwendig sind. So wird die Interaktion mit dem Kunden möglichst gering gehalten. Änderungen am Kundenprofil können jederzeit, auch während des Ladevorgangs, vorgenommen werden und der Kunde erhält sofort eine Rückmeldung, ob die gewünschte Änderung möglich ist. Bei negativer Rückmeldung bekommt der Kunde die Möglichkeit für eine längere Standzeit bzw. eine geringere Lademenge. Falls ein Kunde kein Profil hat, werden eine Ladezeit von sechs Stunden und eine gewünschte Vollladung angenommen. So können auch Nutzer ohne Profil laden. Bei privaten Fahrzeugen sind zusätzliche Parameter wie die Mindestenergie eingeführt, um Notfall- und Spontanfahrten zu ermöglichen. Anschließend ist die Ladeoptimierung im privaten Umfeld anhand zweier Szenarien evaluiert. Zunächst liegt der Fokus auf dem Laden von privaten Fahrzeugen auf der Arbeit. Der optimierte Ladeplan ist mit konstanter Lastgrenze sowie Lastgrenze basierend auf Windenergie berechnet. Es ist zu erkennen, dass im Gegensatz zum Ladeplan ohne Optimierung die Lastgrenze eingehalten ist und zusätzlich eine Preisoptimierung erfolgt. Darüber hinaus reagiert der Algorithmus auch in diesem Szenario auf preis- und kapazitätsbasierte Demand-Response-Signale. Beim nächsten Szenario, dem privaten Laden in einem Apartmentgebäude, ist der Ladeplan basierend auf dem H0-Profil für die Gruppe von Fahrzeugen eines Apartmenthauses berechnet. Anschließend ist beschrieben, wie der Algorithmus bei Anpassung des Kundenprofils reagiert sowie ungeplanter Fahrzeuge mittels der Reservekapazität berücksichtigt.

Diese Evaluation mit realen Daten zeigt die Funktionalität des Lademanagements sowohl im Anwendungsfall von Flotten als auch bei privat genutzten Elektrofahrzeugen. Die Integration in das Energienetz auch mit Berücksichtigung erneuerbarer Energiequellen kann aufgezeigt werden und Elektrofahrzeuge werden als flexible Lasten für den Energiemarkt

nutzbar gemacht. Dies zeigt insbesondere die Reaktion auf Demand-Response-Ereignisse. Für den Kunden wird die Flexibilität ausgenutzt und kostenoptimiert geladen, ohne seinen Fahrkomfort zu beeinträchtigen.

8.2 Ausblick

In zukünftigen und weiterführenden Entwicklungen könnte die Ladeoptimierung dank ihres modularen Aufbaus auch als Service in der Cloud angeboten werden. Dazu schickt dann der Flottenbetreiber über eine entsprechende Webschnittstelle einen OptimizationRequest und erhält als Antwort den optimierten Ladeplan.

Für den entwickelten Evolutionären Algorithmus sind verschiedene Erweiterungen und Verbesserungen denkbar. Zum einen könnte der Rahmen des Evolutionären Algorithmus beibehalten werden, während die Struktur des Genotyps geändert wird. Als Codierung kann z. B. eine Liste von Bitvektoren verwendet werden. Außerdem könnte der komplette Ladeplan des Fahrzeugs pro Zeitintervall im Genotyp gespeichert werden. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, die Repräsentation als gemischt ganzzahliges Individuum in Anlehnung an die exakten Lösungsverfahren zu speichern. Bei einer Änderung der Repräsentationen müssten die Operatoren entsprechend angepasst werden. Mit der gegebenen Repräsentation könnte ein komplexerer Ansatz zur Einplanung der einzelnen Fahrzeuge untersucht werden und anschließend ausgewertet werden, ob dieser bessere Ergebnisse liefert. Weiterhin ist es möglich, andere Mutations- oder Rekombinationsoperatoren zu testen und zu untersuchen, ob diese zu einer besseren Durchsuchung des Lösungsraumes beitragen. Zusätzlich kann als mögliche Verbesserung des Evolutionären Algorithmus eine Parallelisierung vorgeschlagen werden. Besonders sinnvoll ist die Parallelisierung der Bewertung der Individuen, da dies den größten Rechenaufwand darstellt. Dies würde die Laufzeit des Evolutionären Algorithmus auf Computern mit mehreren Prozessoren stark verkürzen.

In dieser Arbeit wird nur eine grobe Untersuchung der optimalen Parametrisierung des Algorithmus vorgenommen. Die Parameter der Optimierung und konkret des Algorithmus könnten mit weiteren Daten und Szenarien

untersucht werden, um so das Optimum der Parametereinstellungen wie der Populationsgröße sowie der Mutations- und Rekombinationshäufigkeit zu finden. Dies könnte weitere Laufzeit- und Konvergenzvorteile mit sich bringen. Je nach konkretem Anwendungsfall können sich hier unterschiedliche Maxima herauskristallisieren. Dies müsste dann mit einer geeigneten Testumgebung für jedes neue Szenario neu überprüft werden.

Generell wäre als nächster Schritt eine Evaluierung mit weiteren Szenarien, anderen Restriktionen und einer höheren Anzahl an Elektrofahrzeugen möglich. Bei einer Evaluation anhand realer Daten ist es sinnvoll, die Ergebnisse auch mit denen anderer Lösungsmethoden zu vergleichen. Nach Ausbau der öffentlichen Ladeinfrastruktur könnte das Lademanagement auch produktiv im öffentlichen Raum und nicht nur im Parkhaus-szenario eingesetzt werden. Allgemein könnte ein produktiver Einsatz des Lademanagements für Flotten und Ladeinfrastrukturbetreiber in weiteren Szenarien mit realen Nutzern über einen längeren Zeitraum getestet werden.

In Demand-Response-Szenarien könnten auch weitere zukünftige Energiemarktteilnehmer involviert werden und die Szenarien entsprechend erweitert werden. Die Schrittweite von 15 Minuten ist im Modell und Algorithmus nicht fest verankert und kann entsprechend feingranularer gewählt werden. Auch eine Erweiterung hin zu unterschiedlich langen Zeitintervallen ist denkbar. Solange alle Profile dies synchron umsetzen, kann der Algorithmus dies in dieser Form schon umsetzen. Ist es erforderlich, asynchrone Zeitintervalle bei Profilen zu berücksichtigen, muss das Modell erweitert werden, was die Komplexität erhöht.

In dieser Arbeit wird eine Rückspeisung ins Netz von Fahrzeugseite nicht berücksichtigt. Dies bietet einen weiteren Anknüpfungspunkt für weiterführende Arbeiten. Mit der zukünftigen „Vehicle-to-Grid“-Technologie kann bei entsprechenden Anreizen, wie z. B. hohe Strompreise, eine Entladung von Elektroautos geplant werden. Hierbei speisen die Elektroautos ins Energienetz ein und generieren so zusätzliche Einnahmen für den Nutzer. Neben dem finanziellen Effekt kann so das Fahrzeug als mobiler Energiespeicher benutzt werden und z. B. beim Laden zuhause verwendet werden, um den Eigenverbrauch in Kombination mit Solaranlagen auf dem Dach

zu erhöhen. Außerdem ist es möglich, im Fall von Netzengpässen und Stromausfällen eine unterbrechungsfreie Versorgung zu gewährleisten.

Im privaten Umfeld kann es auch sinnvoll sein, die maximale Ladeleistung der einzelnen Ladesäulen zeitabhängig zu gestalten. Dies ist vor allem beim Laden zuhause sinnvoll, wenn Ladesäule und Haus einen gemeinsamen Netzübergabepunkt haben. Konkret könnte ein Kunde tagsüber, wenn der Strom im Haushalt benötigt wird, die maximale Ladeleistung der Ladesäule senken, um seinen Netzübergabepunkt zu schonen. Nachts, wenn die Hausbewohner schlafen und keinen bzw. wenig Strom konsumieren, kann die volle Kapazität des Netzübergabepunktes für das Laden freigegeben werden. So könnte die individuelle Grenze des Hauses zeitabhängig berücksichtigt werden. Darüber hinaus können die Elektrofahrzeuge als Gruppe eines Netzstrangs zusammengefasst werden und sich koordiniert an die Gegebenheiten des lokalen Netzes anpassen. So wird dieses nicht überlastet und gleichzeitig werden die dynamischen Grenzen der Haushaltsanschlüsse respektiert, sofern diese auch noch andere Verbraucher versorgen müssen.

Ein Nachteil des hier vorgestellten Lademanagements ist, dass eine gewisse Kundeninteraktion in Form der Angabe der Ladewünsche erforderlich bleibt. Diese wird zwar möglichst gering gehalten und durch eine kundenfreundliche Kommunikation ergänzt, kann jedoch nicht vollständig ersetzt werden. Eine weitere Möglichkeit besteht daher darin, das Lademanagement noch kundenfreundlicher zu gestalten. Zum einen kann aus dem bisherigen Kundenverhalten gelernt werden und somit ein Vorhersagemodell etabliert werden, um sein zukünftiges Verhalten abzuschätzen. Beispielsweise wäre es möglich, dass ein Kunde ohne Profil regelmäßig an einem bestimmten Wochentag zu einer bestimmten Uhrzeit einen Ladevorgang startet. Dieses Verhalten kann vorgemerkt und präventiv mit eingeplant werden. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, das Kundenprofil mit dem Kalender des Kunden zu synchronisieren und damit automatisch, angelehnt an seine Termine, Ort und Zeit für die Ladung anzupassen. Dies führt dazu, dass der Kunde sein Profil nur bei außerterminlichen Aktivitäten pflegen muss.

Ein weiterer Nachteil ist, dass der genaue Restladezustand des Fahrzeugs vor allem bei privat genutzten Fahrzeugen erst bei Ankunft an der

Ladesäule bekannt ist. In weiterführender Forschung könnte untersucht werden, ob dies mit Vorhersagemodellen schon vor Ankunft ermittelt werden kann.

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf Flotten mit hoher Planbarkeit. Es stellt sich die Frage, ob es auch für Flotten mit wenig Planbarkeit möglich ist, in Kombination mit geeigneten Vorhersagemodellen ein Lademanagement zu etablieren. Beispielsweise ist es denkbar, die Fahrzeiten und die benötigte Energiemenge von Taxis aus früherem Kundenverhalten abzuleiten und im Vorfeld einzuplanen. Hierzu ist es notwendig, eine gewisse Reservekapazität für spontane Fahrten stets in der Batterie zu belassen. Für neue Technologien wie induktives Laden ist es interessant zu untersuchen, ob das vorgestellte Lademanagement weiterverwendet werden kann bzw. angepasst werden muss.

In dieser Arbeit werden keine komplexen Batteriemodelle betrachtet. Eine Erweiterungsmöglichkeit wäre es, solche Modelle wie z. B. die Berücksichtigung eventuell temperaturabhängiger Sekundärverluste oder Einbeziehung der Batteriealterung zu betrachten. Darüber hinaus könnte auch batterieschonende Ladeeinplanung bevorzugt werden, um Alterungseffekten vorzubeugen.

Der Ansatz dieser Arbeit ist, den Ladeplan nach dem Einsatzplan bzw. Kundenprofil auszurichten. Ein umgekehrter Ansatz könnte für manche Flotten ebenfalls angemessen sein oder sogar einen Mehrwert bieten. Konkret bedeutet dies, dass sich der Einsatzplan aus der Netzsituation ableitet und die Flotten so besser der Stromproduktion und dem Verhalten anderer Verbraucher folgen können. Ein weiterer Ansatz wäre, den Einsatzplan und den Ladeplan so auszurichten, dass die Flotte zu jedem Zeitpunkt eine konstante Mindestflexibilität von z. B. 200 kWh vorhält und diese dem Energiemarkt garantiert. So könnte die Flotte, sofern der Einsatzplan sich darauf ausrichten lässt, in Richtung Regelernergie agieren.

Literaturverzeichnis

- [AES08] ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. F.: A summary of demand response in electricity markets. In: *Electric Power Systems Research* 78, 2008, Nr. 11, S. 1989–1996
- [All14] ALLERDING, F.: *Organic Smart Home - Energiemanagement für intelligente Gebäude*. KIT Scientific Publishing, 2014
- [APSS12] ALLERDING, F.; PREMM, M.; SHUKLA, P. K. ; SCHMECK, H.: Electrical Load Management in Smart Homes Using Evolutionary Algorithms. In: *Evolutionary Computation in Combinatorial Optimization*. Springer, 2012, S. 99–110
- [ARAAG14] ALVARADO-RUIZ, M.; ABI-ABDALLAH, F. ; GAGNAIRE, M.: On-line scheduling policies for Electric Vehicle charging over public lighting systems. In: *Electric Vehicle Conference (IEVC), 2014 IEEE International IEEE*, 2014, S. 1–8
- [AS11] ALLERDING, F.; SCHMECK, H.: Organic smart home - Architecture for Energy Management in Intelligent Buildings. In: *Proceedings of the 2011 workshop on Organic computing* ACM, 2011, S. 67–76
- [BDE14a] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014 Haushalte und Industrie*. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreissteigen-weiter-de/\\$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreissteigen-weiter-de/$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf), 20. Juni 2014. – Abruf am: 20.10.2015
- [BDE14b] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *Erneuerbare Energien und das EEG*:

- Zahlen, Fakten, Grafiken (2015)*. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/B2F6D4CCC2CB5324C1257C8A003AB831/\\$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20\(2015\)_11.05.2015_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/B2F6D4CCC2CB5324C1257C8A003AB831/$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%20(2015)_11.05.2015_final.pdf), 20. Juni 2014. – Abruf am: 20.10.2015
- [Bel00] BELLARMINE, G. T.: Load management techniques. In: *Southeastcon 2000. Proceedings of the IEEE* IEEE, 2000, S. 139–145
- [Ber15] BERLINGHOF, H.: *SAP: Jeder fünfte Mitarbeiter soll elektrisch fahren*. http://www.rnz.de/wirtschaft/wirtschaftsregional_artikel,-SAP-Jeder-fuenfte-Mitarbeiter-soll-elektrisch-fahren-_arid,8649.html, 2015. – Abruf am: 02.11.2015
- [BKZ10] BIRKNER, P.; KÜPPERS, S. ; ZDRALLEK, M.: Anforderungen und zukünftiger Bedarf für intelligente Netze in Deutschland. In: *VDE-Kongress 2010* VDE VERLAG GmbH, 2010
- [BS09] BOTSFORD, C.; SZCZEPANEK, A.: Fast charging vs. Slow Charging: Pros and cons for the New Age of Electric Vehicles. In: *International Battery Hybrid Fuel Cell Electric Vehicle Symposium*, 2009
- [Bun09] BUNDESREGIERUNG: *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung*. https://www.bmbf.de/files/nationaler_entwicklungsplan_elektromobilitaet.pdf, August 2009. – Abruf am: 20.10.2015
- [Bun10] BUNDESVERBAND DER DEUTSCHEN INDUSTRIE E.V.: *Internet of Energy - ICT for Energy Markets of the Future*. http://www.bdi.eu/BDI_english/download_content/ForschungTechnikUndInnovation/BDI_initiative_IoE_us-IdE-Broschure.pdf, 2010. – Abruf am: 01.09.2015
- [Bun11] BUNDESNETZAGENTUR: *Smart Grid und Smart Market - Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems*. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2011/07/SmartGridSmartMarket.pdf?__blob=publicationFile, 2011. – Abruf am: 20.10.2015



- [//www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile), 2011. – Abruf am: 02.11.2015
- [Bun12] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND TECHNOLOGIE: *Die Energiewende in Deutschland - Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050. Sonderheft Schlaglichter der Wirtschaftspolitik*. Februar 2012
- [Bun14] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Europäische Energiepolitik*. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Europaische-und-internationale-Energiepolitik/europaische-energiepolitik.html>, 2014. – Abruf am: 02.11.2015
- [Bun15a] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ, BAU UND REAKTORSICHERHEIT: *Definition der Elektromobilität nach der Bundesregierung*. <http://www.erneuerbar-mobil.de/de/schlagwortverzeichnis/definition-der-elektromobilitaet-nach-der-bundesregierung>, 2015. – Abruf am: 28.09.2015
- [Bun15b] BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ, BAU UND REAKTORSICHERHEIT: *Nationale Plattform Elektromobilität*. <http://www.bmub.bund.de/themen/luft-laermverkehr/verkehr/elektromobilitaet/nationale-plattform-elektromobilitaet/>, 2015. – Abruf am: 02.11.2015
- [Bun15c] BUNDESREGIERUNG: *Energiewende*. <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/0-Buehne/ma%C3%9Fnahmen-im-ueberblick.html>, 2015. – Abruf am: 02.11.2015
- [CLRS09] CORMEN, T. H.; LEISERSON, C. E.; RIVEST, R. L. ; STEIN, C.: *Introduction to Algorithms, Third Edition*. 3rd. The MIT Press, 2009

- [CLVV07] COELLO, C. C.; LAMONT, G. B. ; VAN VELDHUIZEN, D. A.: *Evolutionary Algorithms for Solving Multi-Objective Problems*. Springer Science & Business Media, 2007
- [Dai11] DAIMLER: *Mercedes-Benz Vito E-CELL*. Daimler corporate web site, Vito E-CellFlyer, Der Vito E-CELL. Bewusst effizient von heute nach morgen, 2011. – Abruf am: 02.11.2015
- [Dec03] DECHTER, R.: *Constraint processing*. Morgan Kaufmann, 2003
- [DEK15] DETZLER, S.; EICHHORN, C. ; KARNOUSKOS, S.: Charging optimization of enterprise electric vehicles for participation in demand response. In: *International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)* IEEE, 2015, S. 284–289
- [Deu10] DEUTSCHE POST DHL GROUP: *Deutsche Post testet Mercedes-Benz Vito E-CELL*. http://www.dpdhl.com/de/presse/pressemitteilungen/2010/dp_testet_vito_e_cell.html, 2010. – Abruf am: 05.11.2015
- [Deu11a] DEUTSCHE POST: *Paketzustellung in zwei Wellen*. Medien-Service: Schwerpunkt Ausgabe Frankfurt/M, 2011
- [Deu11b] DEUTSCHE POST: *Tagesablauf eines DHL-Paketzustellers*. <http://www.paketda.de/dhl/paketzusteller-tagesablauf.php>, 2011. – Abruf am: 05.11.2015
- [Deu14] DEUTSCHE POST DHL GROUP: *Alternative Fahrzeugflotte von Deutsche Post DHL wächst weiter*. http://www.dpdhl.com/de/presse/pressemitteilungen/2014/alternative_fahrzeugflotte_deutsche_post_dhl_waechst.html, 2014. – Abruf am: 05.11.2015
- [DK15] DETZLER, S.; KARNOUSKOS, S.: A model and an evolutionary algorithmic approach towards optimization of electric vehicle fleet charging. In: *International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)* IEEE, 2015, S. 20–25

- [ele15] ELEKTRONIK-KOMPENDIUM: *Powerline-Kommunikation / Powerline Communications (PLC)*. <http://www.elektronik-kompodium.de/sites/kom/0310061.htm>, 2015. – Abruf am: 28.09.2015
- [Eto96] ETO, J.: The Past, Present, and Future of U.S. Utility Demand-Side Management Programs / Lawrence Berkeley National Lab., CA (United States). 1996. – Forschungsbericht
- [Eur15] EUROPIAN COMMISSION: *2020 climate & energy package*. http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index_en.htm, 2015. – Abruf am: 02.11.2015
- [FGJ⁺10] FOLLMER, R.; GRUSCHWITZ, D.; JESKE, B.; QUANDT, S.; LENZ, B.; NOBIS, C.; KÖHLER, K. ; MEHLIN, M.: *Mobilität in Deutschland 2008: Ergebnisbericht Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends / Federal Ministry for Transport, Building and Urban Development, Germany*. 2010. – Forschungsbericht. – Abruf am: 02.10.2015
- [Fog01] FOGEL, D. B.: *Blondie24: Playing at the Edge of AI*. Morgan Kaufmann, 2001
- [FOW66] FOGEL, L. J.; OWENS, A. J. ; WALSH, M. J.: *Artificial Intelligence Through Simulated Evolution*. John Wiley, 1966
- [Fre09] FREY, H.: Lastmanagement mit intelligenten Tarifen. In: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 126, 2009, Nr. 10, S. 358–364
- [Gel85] GELLINGS, C. W.: The concept of demand-side management for electric utilities. In: *Proceedings of the IEEE* 73, 1985, Nr. 10, S. 1468–1470
- [GHB⁺15] GRAVE, K.; HAZRAT, M.; BOEVE, S.; BLÜCHERAND CHARLES BOURGAULT, F. von; BADER, N.; BREITSCHOPF, B.; FRIEDRICHSEN, N.; ARENS, M.; AYDEMIR, A.; PUDLIK, M.; DUSCHA, V.; ORDONEZ, J.; LUTZA, C.; GROSSMANN, A. ; FLAUTE, M.: *Stromkosten der energieintensiven*

- Industrie - Ein internationaler Vergleich - Zusammenfassung der Ergebnisse.* http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/projekte/Strompreiswirkung_330639/Industriestrompreise_Abschlussbericht.pdf, Juli 2015. – Abruf am: 20.10.2015
- [Gol89] GOLBERG, D. E.: *Genetic algorithms in search, optimization, and machine learning.* Addison-Wesley Longman, Bonn, 1989
- [Gör13] GÖRL, O.: *Anreizsysteme zur Beeinflussung des Ladeverhaltens von Elektromobilitätsnutzern*, Karlsruhe Institute of Technology, Masterarbeit, 2013
- [Got15] GOTTWALT, S.: *Managing Flexible Loads in Residential Areas*, Karlsruhe, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Dissertation, 2015
- [GPF+08] GASTÓN, M.; PASCAL, E.; FRÍAS, L.; MARTÍ, I.; IRIGOYEN, U.; CANTERO, E.; LOZANO, S. ; LOUREIRO, Y.: Wind resources map of Spain at mesoscale. Methodology and validation. In: *Proceedings of European Wind Energy Conference*, 2008
- [HDS13] HEUCK, K.; DETTMANN, K. D. ; SCHULZ, D.: *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis, 9. aktualisierte und korrigierte Auflage.* Springer Vieweg, Deutschland, 2013
- [Hol62] HOLLAND, J. H.: Concerning efficient adaptive systems. In: *Self-Organizing Systems* 230, Spartan Press, 1962
- [Hol92] HOLLAND, J. H.: *Adaptation in Natural and Artificial Systems: An Introductory Analysis with Applications to Biology, Control and Artificial Intelligence.* MIT press, 1992
- [IEC10] IEC 61851-1:2010: *Electric vehicle conductive charging system - Part 1: General requirements.* <https://webstore.iec.ch/publication/6029>, 2010. – Abruf am: 28.09.2015

- [IEC16] IEC 62196-2:2016: *Plugs, socket-outlets, vehicle connectors and vehicle inlets - Conductive charging of electric vehicles - Part 2: Dimensional compatibility and interchangeability requirements for a.c. pin and contact-tube accessories*. <https://webstore.iec.ch/publication/24204>, 2016. – Abruf am: 18.04.2016
- [IMM14] IVERSEN, E. B.; MORALES, J. M. ; MADSEN, H.: Optimal Charging of an Electric Vehicle using a Markov Decision Process. In: *Applied Energy* 123, 2014, S. 1–12
- [ITW15] ITWISSEN: *Ladestation*.<http://www.itwissen.info/definition/lexikon/Ladestation-charge-station.html>, 2015. – Abruf am: 28.09.2015
- [JHPZ06] JACOMINO, M.; HA, D. L.; PLOIX, S. ; ZAMAI, E.: Tabu search for the optimization of household energy consumption. In: *2006IEEE International Conference on Information Reuse and Integration*, 2006, S. 86–92
- [Joh13] JOHANSEN, J. S.: *Fast-Charging Electric Vehicles using AC*, Technical University of Denmark, Diplomarbeit, September 2013
- [Ka113] KALLRATH, J.: *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis: mit Fallstudien aus Chemie, Energiewirtschaft, Metallgewerbe, Produktion und Logistik*. Springer-Verlag, 2013
- [KCM11] KRISTOFFERSEN, T. K.; CAPION, K. ; MEIBOM, P.: Optimal charging of electric drive vehicles in a market environment. In: *Applied Energy* 88, 2011, Nr. 5, S. 1940–1948. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.12.015>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2010.12.015. – ISSN 0306–2619
- [KEL15] KELAG - KÄRNTNER ELEKTRIZITÄTS-AKTIENGESELLSCHAFT: *Stromtankstellenfinder*. <https://e-tankstellenfinder.com/at/de/elektrotankstellen>, 2015. – Abruf am: 20.10.2015

- [KGDSI12] KARNOUSKOS, S.; GONCALVES DA SILVA, P. ; ILIĆ, D.: Energy Services for the Smart Grid City. In: *6th IEEE International Conference on Digital Ecosystem Technologies – Complex Environment Engineering (IEEE DEST-CEE), Campione d’Italia, Italy, 2012*
- [KH12] KIRBY, J.; HASSAN, F.: AC Recharging Infrastructure for EVs and future smart grids - A review. In: *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2012 47th International*, 2012, S. 1–6
- [KM11] KIVILUOMA, J.; MEIBOM, P.: Methodology for modelling plug-in electric vehicles in the power system and cost estimates for a system with either smart or dumb electric vehicles. In: *Energy* 36, 2011, Nr. 3, S. 1758–1767
- [Kon13] KONSTANTIN, P.: *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. Springer-Verlag GmbH, 2013 (VDI-Buch). <https://books.google.de/books?id=zf6ZnAEACAAJ>
- [Koz92] KOZA, J. R.: *Genetic Programming: On the Programming of Computers by Means of Natural Selection*. Bd. 1. MIT press, 1992
- [Kra15] KRAFTFAHRT-BUNDESAMT: *Bestand an Pkw am 1. Januar 2015 nach ausgewählten Kraftstoffarten*. http://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/2014_b_umwelt_dusl_absolut.html, 2015. – Abruf am: 02.11.2015
- [Kre05] KRENGEL, U.: *Einführung in die Wahrscheinlichkeitstheorie und Statistik*. Springer, 2005
- [KSMM11] KARNOUSKOS, S.; SERRANO, M.; MARQUÉS, A. ; MARRÓN, P. J.: Prosumer interactions for Efficient Energy Management in SmartGrid neighborhoods. In: *2nd Workshop on eeBuildings Data Models, CIB Conference W078-W012, Sophia Antipolis, France, European Commission, Oktober 26–28 2011*, S. 243–250

- [Lin12] LINK, J.: *Elektromobilität und erneuerbare Energien: Lokal optimierter Einsatz von netzgekoppelten Fahrzeugen*, Technischen Universität Dortmund, Dissertation, 2012
- [LS06] LI, D.; SUN, X.: *Nonlinear integer programming*. Bd. 84. Springer Science & Business Media, 2006
- [Mau12] MAUSER, I.: *Kurzfristiges Lastmanagement in einem Smart Home und Bereitstellung von Netzdienstleistungen*, Karlsruhe Institute of Technology, Diplomarbeit, 2012
- [Men11] MENNEKES: *IEC hat weltweiten Ladestecker-Standard mit drei Systemen definiert*. http://www.mennekes.de/index.php?id=aktuell_details&tx_ttnews%5Btt_news%5D=549&cHash=a1e58e0f4199cc11233cc55acac971cb, 2011. – Abruf am: 28.09.2015
- [Men13] MENNEKES: *Typ 2 Ladestecker zur gemeinsamen Norm für Europa vorgeschlagen*. http://www.mennekes.de/aktuell_details.html?tx_ttnews%5Btt_news%5D=922&cHash=90c28bcd144f87c0d54cc5cb3b6a527e, 2013. – Abruf am: 28.09.2015
- [MGS13] MÜLTIN, M.; GITTE, C. ; SCHMECK, H.: Smart Grid-Ready Communication Protocols And Services For A Customer-Friendly Electromobility Experience. In: *LNI-Konferenz-Proceedings der INFORMATIK 2013 Smart Grid Workshop der INFORMATIK 2013*, Gesellschaft für Informatik, Springer, September 2013, S. 15
- [Mic12] MICHEL, C.: *Standardisation of Infrastructure that Supports Innovation: the Case of the Dutch EV Charging Infrastructure*, Utrecht, Universiteit, Diplomarbeit, 2012
- [MS14] MÜLTIN, M.; SCHMECK, H.: Plug-and-Charge and E-Roaming - Capabilities of the ISO/IEC 15118 For The E-Mobility Scenario. In: *at - Automatisierungstechnik* Band 62, 2014, März, Nr. Heft 4, 241-248. <http://dx.doi.org/10.1515/auto-2014-0002>

- [MSK⁺10] MARQUÉS, A.; SERRANO, M.; KARNOUSKOS, S.; MARRÓN, P. J.; SAUTER, R.; BEKIARIS, E.; KESIDOU, E. ; HÖGLUND, J.: NOBEL – A Neighborhood Oriented Brokerage Electricity and Monitoring System. In: *1st International ICST Conference on E-Energy, 14-15 October 2010 Athens Greece*, Springer, Oktober 2010
- [Mül13a] MÜLTIN, M.: Intelligentes Laden über ISO/IEC 15118 - Potentiale und Funktionsweise des Standards. In: *Neue Mobilität* 12, 2013, Juli, S. 56–57
- [Mül13b] MÜLTIN, M.: Wie IKT die eMobilität und das Smart Grid verbindet. In: *Neue Mobilität* , 2013, Oktober, Nr. 13, S. 26–27
- [Mül14] MÜLTIN, M.: *Das Elektrofahrzeug als flexibler Verbraucher und Energiespeicher im Smart Home*, Karlsruhe Institute of Technology (KIT), Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Dissertation, 2014
- [Nat15a] NATIONALE PLATTFORM ELEKTROMOBILITÄT: *Organisation*. <http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/die-npe/organisation/>, 2015. – Abruf am: 02.11.2015
- [Nat15b] NATIONALE PLATTFORM ELEKTROMOBILITÄT: *Der Ansatz*. <http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/hintergrund/der-ansatz/>, 2015. – Abruf am: 02.11.2015
- [Nat15c] NATIONALE PLATTFORM ELEKTROMOBILITÄT: *Fortschrittsbericht 2014 - Bilanz der Marktvorbereitung*. https://www.bmbf.de/files/NPE_Fortschrittsbericht_2014_barrierefrei.pdf, 2015. – Abruf am: 02.11.2015
- [Nat15d] NATIONALE PLATTFORM ELEKTROMOBILITÄT: *Ziele und Ansatz auf einen Blick*. <http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/>, 2015. – Abruf am: 02.11.2015
- [Nat16] NATIONALE PLATTFORM ELEKTROMOBILITÄT: *Fahrzeug*. <http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/themen/fahrzeug/>, 2016. – Abruf am: 17.04.2016

- [Nis94] NISSEN, V.: *Evolutionäre Algorithmen, Darstellung, Beispiele, betriebswirtschaftliche Anwendungsmöglichkeiten*. DUV Deutscher Universitäts Verlag, Wiesbaden, 1994
- [Ope13] OPEN CHARGE ALLIANCE: *Open Charge Point Protocol 2.0 - Interface description between Charge Point and Central System*. http://www.openchargealliance.org/uploads/files/OCPP_2.0_Release_Candidate_2.pdf, 2013. – Abruf am: 28.09.2015
- [Ope14] OPEN CHARGE ALLIANCE: *Open Charge Alliance*. <http://www.openchargealliance.org>, 2014. – Abruf am: 28.09.2015
- [Pin12] PINEDO, M. L.: *Scheduling: Theory, Algorithms and Systems*. Springer Science & Business Media, 2012
- [PSJ+09] PUTRUS, G. A.; SUWANAPINGKARL, P.; JOHNSTON, D.; BENTLEY, E. C. ; NARAYANA, M.: Impact of electric vehicles on power distribution networks. In: *Vehicle Power and Propulsion Conference, 2009. VPPC'09. IEEE IEEE*, 2009, S. 827–831
- [Qua15] QUASCHNING, V.: *Regenerative Energiesysteme: Technologie-Berechnung-Simulation*. Carl Hanser Verlag GmbH Co KG, 2015
- [Rec94] RECHENBERG, I.: *Evolutionsstrategie'94, Volume 1 of Werkstatt Bionik und Evolutionstechnik*. Frommann Holzboog, Stuttgart, 1994
- [Riv05] RIVER, C.: *Primer on demand-side management with an emphasis on price-responsive programs. prepared for The World Bank by Charles River Associates*. 2005. – Tech. Rep
- [RLAS09] REINER, U.; LEIBFRIED, T.; ALLERDING, F. ; SCHMECK, H.: Potenzial rückspeisefähiger Elektrofahrzeuge und steuerbarer Verbraucher im Verteilnetz unter Verwendung eines dezentralen Energiemanagementsystems. In: *ETG-Fachbericht-Internationaler ETG-Kongress 2009* VDE VERLAG GmbH, 2009

- [RSRW11] RUTHE, S.; SCHMUTZLER, J.; REHTANZ, C. ; WIETFELD, C.: Study on V2G Protocols against the Background of Demand Side Management. In: *Ibis* 11, 2011, S. 33–44
- [RW09] REHTANZ, C.; WIETFELD, C.: Das Internet der Energie. Trends in der Automatisierung von Energienetzen (Internet for Energy). In: *at-Automatisierungstechnik Methoden und Anwendungen der Steuerungs-, Regelungs- und Informationstechnik* 57, 2009, Nr. 10, S. 514–524
- [RWE15a] RWE: *Ladesäulenfinder*. <https://www.rwe-mobility.com/web/cms/de/1195202/emobility/rwe-ladesaeulenfinder/>, 2015. – Abruf am: 20.10.2015
- [RWE15b] RWE: *RWE ePOWER SMS VOLLE FLEXIBILITÄT ERFAHREN*. <https://www.rwe-mobility.com/web/cms/de/1311934/produkte-services/rwe-epower/rwe-epower-sms/>, 2015. – Abruf am: 20.10.2015
- [SAP14a] SAP: *Abschlussbericht Verbundprojekt “intelligent Zero Emission Urban System“*. 2014
- [SAP14b] SAP: *Abschlussbericht Verbundprojekt “open ECOSPhERE“ Enabling open Markets with Grid & Customer-oriented Services for Plug-in Electric Vehicles*. 2014
- [SAW13] SCHMUTZLER, J.; ANDERSEN, C. A. ; WIETFELD, C.: Evaluation of OCPP and IEC 61850 for Smart Charging Electric Vehicles. In: *Proceedings of EVS27: 27th Electric Vehicle Symposium* Bd. 2013. Barcelona, Spain, 2013, S. 1–12
- [SB10a] SUNDSTRÖM, O.; BINDING, C.: Optimization methods to plan the charging of electric vehicle fleets. In: *Proceedings of the International Conference on Control, Communication and Power Engineering*, 2010, S. 28–29
- [SB10b] SUNDSTRÖM, O.; BINDING, C.: Planning electric-drive vehicle charging under constrained grid conditions. In: *Power System Technology (POWERCON), 2010 International Conference on IEEE*, 2010, S. 1–6

- [Sch95] SCHWEFEL, H.-P.: *Evolution and Optimum Seeking. Sixth-Generation Computer Technology Series*. Wiley, New York, 1995
- [Sch13] SCHWARZER, C. M.: *Doppelte Ladehemmung*. <http://www.zeit.de/mobilitaet/2013-10/elektroauto-stecker-standard/seite-2>, 2013. – Abruf am: 20.10.2015
- [Sch15] SCHWAB, A. J.: *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Springer Berlin Heidelberg, 2015
- [Sma06] SMART GRIDS EUROPEAN TECHNOLOGY PLATFORM: *What is a SmartGrid?* <http://www.smartgrids.eu/ETPSmartGrids>, 2006. – Abruf am: 01.09.2015
- [SNRB11] SCHWIPPE, J.; NÜSSLER, A.; REHTANZ, C. ; BETTZÜGE, M. O.: Netzausbauplanung unter Berücksichtigung probabilistischer Einflussgrößen. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 35, 2011, Nr. 2, S. 125–138
- [Sol14] SOLANKA, A.: *Integration heterogener Ladeprotokolle in der Elektromobilität*, Karlsruhe Institute of Technology, Masterarbeit, 2014
- [SOM06] SCHNEIDER-OBERMANN, H.; MILDENBERGER, O.: *Basiswissen der Elektro-, Digital- und Informationstechnik: Für Informatiker, Elektrotechniker und Maschinenbauer*. Vieweg+Teubner Verlag, 2006 (Literatur für das Grundstudium)
- [SSKB10] STRESE, H.; SEIDEL, U.; KNAPE, T. ; BOTTHOF, A.: *Smart Home in Deutschland – Untersuchung im Rahmen der wissenschaftlichen Begleitung zum Programm Next Generation Media (NGM) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*. Institut für Innovation und Technik (iit) in der VDI/VDE-IT.(Mai 2010), 2010
- [Ste13] STECK, M. H. E.: *Entwicklung und Bewertung von Algorithmen zur Einsatzplanerstellung virtueller Kraftwerke*, Universitätsbibliothek der TU München, Dissertation, 2013

- [Str15a] STROM-REPORT: *Strommix in Deutschland 2014*. <http://strom-report.de/medien/stromerzeugung.png>, 2015. – Abruf am: 02.11.2015
- [Str15b] STROM-REPORT: *Strompreise*. <http://strom-report.de/strompreise/>, 2015. – Abruf am: 20.10.2015
- [Swi08] SWIDER, D. J.: *Handel an Regellenergie- und Spotmärkten: Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber*. Springer-Verlag, 2008
- [UCT04] UCTE: *UCTE Operation Handbook / Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*. Wien, 2004
- [U.S06] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY: *Benefits Of Demand Response In Electricity Markets And Recommendations For Achieving Them*. http://energy.gov/sites/prod/files/oeprrod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf, 2006. – Abruf am: 02.10.2015
- [Wei07] WEICKER, K.: *Evolutionäre Algorithmen*. Springer-Verlag, 2007
- [WPKG13] WIETSCHEL, M.; PLÖTZ, P.; KÜHN, A. ; GNANN, T.: *Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge – Langfassung*. <http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e/de/publikationen/Fraunhofer-ISI-Markthochlaufszszenarien-Elektrofahrzeuge-Langfassung.pdf>, 2013. – Abruf am: 02.11.2015
- [YCDS011] YU, X.; CECATI, C.; DILLON, T. ; SIMÕES, M. G.: The new frontier of smart grids. In: *Industrial Electronics Magazine, IEEE* 5, 2011, Nr. 3, S. 49–63
- [YHF14] YANG, J.; HE, L. ; FU, S.: An improved PSO-based charging strategy of electric vehicles in electrical distribution grid. In: *Applied Energy* 128, 2014, S. 82–92

- [ZJBS14] ZHANG, L.; JABBARI, F.; BROWN, T. ; SAMUELSEN, S.: Coordinating plug-in electric vehicle charging with electric grid: Valley filling and target load following. In: *Journal of Power Sources* 267, 2014, S. 584–597
- [ZXO⁺14] ZHANG, K.; XU, L.; OUYANG, M.; WANG, H.; LU, L.; LI, J. ; LI, Z.: Optimal decentralized valley-filling charging strategy for electric vehicles. In: *Energy Conversion and Management* 78, 2014, S. 537–550

Eidesstattliche Versicherung

Eidesstattliche Versicherung gemäß § 6 Abs. 1 Ziff. 4 der Promotionsordnung des Karlsruher Instituts für Technologie für die Fakultät für Wirtschaftswissenschaften:

1. Bei der eingereichten Dissertation zu dem Thema „Lademanagement für Elektrofahrzeuge“ handelt es sich um meine eigenständig erbrachte Leistung.
2. Ich habe nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt und mich keiner unzulässigen Hilfe Dritter bedient. Insbesondere habe ich wörtlich oder sinngemäß aus anderen Werken übernommene Inhalte als solche kenntlich gemacht.
3. Die Arbeit oder Teile davon habe ich bislang nicht an einer Hochschule des In- oder Auslands als Bestandteil einer Prüfungs- oder Qualifikationsleistung vorgelegt.
4. Die Richtigkeit der vorstehenden Erklärungen bestätige ich.
5. Die Bedeutung der eidesstattlichen Versicherung und die strafrechtlichen Folgen einer unrichtigen oder unvollständigen eidesstattlichen Versicherung sind mir bekannt.

Ich versichere an Eides statt, dass ich nach bestem Wissen die reine Wahrheit erklärt und nichts verschwiegen habe.

Karlsruhe, den 19.04.2016

Sarah Katharina Detzler

Die vorliegende Arbeit beschreibt ein Lademanagement mit eingebetteter Ladeoptimierung für Elektrofahrzeuge, das ein Flottenbetreiber einer Flotte bzw. ein Ladeinfrastrukturbetreiber einer Gruppe von Privatkunden zur Verfügung stellt. Ziel der Ladeoptimierung ist die gegen den Strompreis sowie feste Lastgrenzen optimierte Berechnung der Ladepläne bei gleichzeitiger Berücksichtigung der Nutzeranforderungen. Diese Ladeoptimierung wird im Rahmen dieser Arbeit konzipiert und implementiert.

ISBN 978-3-7315-0565-5



9 783731 505655 >

Gedruckt auf FSC-zertifiziertem Papier