

Elektromobilität und erneuerbare Energien: Lokal optimierter Einsatz von netzgekoppelten Fahrzeugen

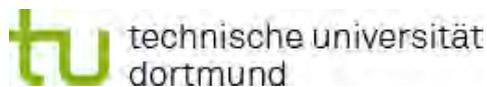
vorgelegte

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades:
Doktor der Ingenieurwissenschaften
(Dr.-Ing.)

an der
Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
der

Technischen Universität Dortmund



von

M. Sc. Jochen Link

Referent: **Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz**

Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft
an der Technischen Universität Dortmund

Korreferent: **Prof. Dr. rer. nat. Dirk Uwe Sauer**

Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe
an der RWTH Aachen

Tag der mündlichen Prüfung: 21.12.2011

Inhaltsübersicht

Kurzdarstellung der Arbeit	I
Abstract	III
1 Einleitung	1
2 Einbindung von Elektrofahrzeugen in die Elektrizitätswirtschaft	13
3 Netzintegrationskonzept	35
4 Optimierung	49
5 Modelle und Implementierung	71
6 Ergebnisse	99
7 Zusammenfassung & Zusammenführung der Ergebnisse, Fazit & Ausblick	119
Anhang	i
Literaturverzeichnis	xv
Formelzeichen & Abkürzungsverzeichnis	xvi
A Dokumente	xxiii
B Aktivitäten im Rahmen der Arbeit	xxxI
C Sonstiges	xxxix

Kurzdarstellung der Arbeit

Für eine signifikante Reduktion klimaschädlicher CO_2 -Emissionen, die mit der Einführung von Elektrofahrzeugen erzielt werden soll, ist eine auf erneuerbaren Energien basierende Elektrizitätserzeugung notwendig. Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, verschiedene Optionen zur Kopplung der Ladezeiten von Elektrofahrzeugen an die dezentrale erneuerbare Stromerzeugung aufzuzeigen. Als Basis der Betrachtungen dient das anhand statistischer Mobilitätsdaten erzeugte, zeitlich aufgelöste Energieanforderungsprofil für Elektrofahrzeuge. In der Arbeit werden exemplarisch die Ladeanforderungen bei einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen und verschiedenen Ladeszenarien zusammen mit der lokalen erneuerbaren Stromerzeugung und dem elektrischen Lastgang am Freiburger Verteilnetz betrachtet. Bei einer vollständigen Substitution der konventionellen Personenkraftwagen durch Elektrofahrzeuge würde sich der elektrische Energiebedarf des Freiburger Verteilnetzes um ca. ein Drittel erhöhen. Die dabei entstehenden Lastspitzen und Betriebsmittelauslastungen sind stark von der Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge und der Höhe der Ladeleistung abhängig. Eine Möglichkeit, das Ladeverhalten künftiger Elektrofahrzeuge zu beeinflussen, basiert auf der dezentralen tarifyanreizgesteuerten Ladeentscheidung. Im Untersuchungsgebiet konnte damit die residuale Netzlast ausgeglichen und die Beladung in Zeiten einer niedrigen Last und / oder einer hohen Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien verlagert werden.

Neben den Untersuchungen zu den Auswirkungen verschiedener Ladestrategien im Verteilnetz war die Realisierung eines Pilotsystems für Elektrofahrzeuge zur tarifyanreizbasierten Lastverlagerung ein weiteres Element der Arbeit. Vor der Konzeption und Entwicklung des sogenannten mobilen Dispatchers wurden unterschiedliche Anbindungskonzepte bewertet und notwendige Anpassungen der energiewirtschaftlichen Strukturen diskutiert. Auf Grundlage der im Nationalen Entwicklungsplan für Elektromobilität von der Bundesregierung definierten Anforderungen an die Netzintegration der Elektrofahrzeuge wurden u.a. Anbindungskonzepte mit mobilen und stationären Stromzählern verglichen.

Das Konzept der direkten Anbindung der Elektrofahrzeuge an die Energieversorgung mit mobilen Stromzählern diene anschließend als Grundlage für das entwickelte Pilotsystem des mobilen Dispatchers zur Ladeplanung im Fahrzeug. In der Arbeit werden die Erfahrungen aus dem praxisnahen Aufbau und dem erfolgreichen Einsatz des tarifyanreizbasierten mobilen Dispatchers mit bidirektionaler Energieübertragung für 20 Plug-In Hybridfahrzeuge beschrieben. Aufgaben des mobilen Dispatchers sind z. B. die Ermittlung der optimalen Lade- bzw. Rückspeisestrategie unter Beachtung aller Einflussfaktoren (dies sind unter anderem Nutzereingaben, Tarife für Energiebezug und Einspeisung, Batterie-degradationskosten) und die notwendige Kommunikation bzw. der Datenaustausch mit den Ladestationen sowie der Energieversorgung. Die ersten beiden Schwerpunkte zeigen visionäre Konzepte und die Auswirkungen vieler Elektrofahrzeuge im Energiesystem. Der dritte Schwerpunkt zeigt hingegen, welche Optionen lokal zu der Verknüpfung von Ladezeiten des Elektrofahrzeugs und einer nachhaltigen Energieerzeugung unter aktuellen und künftigen Rahmenbedingungen bestehen. Es wurde ein an die jeweilige lokale Situation und die Rahmenbedingungen adaptierbares, gemischt-ganzzahliges-lineares Optimierungsmodell zur Betriebsführung entwickelt. Die beiden Einspeisegesetze, das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und das Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG), bieten mit der Eigenstromvergütung monetäre Anreize, den ökologisch lokal erzeugten Strom in den Fahrzeugen zu nutzen und zwischenzuspeichern. In der Arbeit wird konkret gezeigt, wo aktuell Mehrwerte für den Elektrofahrzeugnutzer und die Möglichkeiten zur lokalen Kopplung mit den erneuerbaren Energien bestehen. An einer Freiburger Reihenhaussiedlung wurde durch die auf das Lade- und Rückspeiseverhalten zweier Elektrofahrzeuge abgestimmte Betriebsführung der lokalen Komponenten (u.a. PV- und KWK-Anlage) der Deckungsbeitrag im Simulationszeitraum (Januar bis Juli) um bis zu 2100 € verbessert. Die zu erwartenden Strompreissteigerungen, sinkende Batteriekosten sowie sinkende PV-Anlagenkosten machen die lokal optimierte Betriebsführung und Kopplung der lokalen erneuerbaren Energieerzeugung mit Elektrofahrzeugen künftig immer attraktiver, wie exemplarische Rechnungen für die Jahre 2015 und 2020 belegen.

Basis der unterschiedlichen Untersuchungen bildeten die in der Arbeit entwickelten und an die jeweilige Aufgabe angepassten Optimierungsfunktionen. Diese basieren auf einem kombinatorischen Algorithmus und einem Grafensuchalgorithmus sowie einem Modell zur gemischt-ganzzahligen-linearen Optimierung.

In der Arbeit werden Verfahren und Konzepte entwickelt und werden anhand anwendungsorientierter Beispiele verschiedene Möglichkeiten aufgezeigt, wie eine Verknüpfung der Ladezeiten der Elektrofahrzeuge mit der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien aktuell und in Zukunft realisiert werden kann.

Abstract

To reach significant CO_2 emission reduction with electric vehicles, electricity production based on renewable energies is required. The aim of this study is to determine different options for linking the charging times of electric vehicles with fluctuating local renewable energy production. Energy demand profiles for electric cars were generated on the basis of statistic mobility data for Germany. The impact of different charging strategies for a high market penetration of electric vehicles is analyzed considering the renewable energy production and the distribution grid of the city of Freiburg.

If all cars were substituted by electric vehicles, the electrical energy demand would increase by a third. Load peaks and the capacity usage of electric installations depend strongly on the amount of power and the simultaneity of the charging process. Decentralized electric vehicle charging based on tariff incentives is one option to influence the charging behavior. In the Freiburg area the residual grid load was adjusted by shifting the charging time to periods with high renewable energy production or low electric energy consumption.

Another important aspect of this study is the development and realization of a pilot system for tariff incentive based load shifting. The so called “mobile Dispatcher“ is principally used for the determination of the optimal charging strategy considering all relevant factors (e.g. user input data, time variable feed-in tariffs, energy consumption tariffs and battery degradation costs), the communication and data exchange with the charging station, as well as with the energy providers. Prior to the development of the “mobile Dispatcher“, concepts to connect the electric vehicle to the grid were evaluated, and necessary modifications of the electricity market structure were discussed. Based on the goals of the German national development plan, different grid integration strategies, such as mobile and stationary metering concepts, have been compared.

The charge planning of the onboard pilot system “mobile Dispatcher“ is based on direct communication between the energy system, the electric vehicle and a mobile metering concept. Experiences from implemented and successfully operating tariff incentive based charging done by “mobile Dispatchers“ with bidirectional energy flow in 20 Plug-In hybrid cars are described.

The “mobile Dispatcher“, the grid integration strategies, the charging control based on variable tariffs as well as the analysis of the distribution grid are visionary studies for high market penetration of electric vehicles. But what are the existing options to link electrical cars with renewable energy production and which potential do they have in the near future? Both German feed-in directives, the Renewable Energies Act (germ. EEG) and the Combined Heat and Power Generation Act (germ. KWKG) guarantee a higher compensation for decentralized generated energy that is consumed locally instead of fed into the public grid. In the context of an emerging Plug-In vehicle market, the actual German legislation as well as the prognosis (decreasing PV- System costs, decreasing battery costs and increasing energy costs) open up the perspective of linking local renewable energies with the electric vehicles and enable new options for additional revenues for the local energy system. To address this, optimized operation strategies for Plug-In vehicles and decentralized energy production within the Smart Home have been evaluated and exemplarily demonstrated in a row housing site located in Freiburg. The approach used in this study to evaluate the options is a model-based optimization using mixed integer linear programming (MILP) algorithms. The simulation, considering technical operation parameters as well as costs and revenues, revealed a potential financial benefit for optimized local operation management. Within the simulated period (January to July) benefits increased 2100 € (which is 40 % of the contribution margin) compared to a complete feed into the public grid. Further simulations show that these benefits will increase in the near future (2015 & 2020).

Optimization functions are the core elements for the different examinations in this study. Besides the model-based optimization using mixed integer linear programming (MILP), a combinatorial algorithm and an algorithm based on the graph theory have also been developed and adapted.

In this study, tools, methods and concepts are described to establish a linkage between the energy demand of electric vehicles with fluctuating renewable energy generation today and in future.

Inhaltsverzeichnis

Kurzdarstellung der Arbeit	I
Abstract	III
1 Einleitung	1
1.1 Elektromobilität und erneuerbare Energien	2
1.2 Kernthesen und Zielstellung der Arbeit	7
1.3 Aufbau der Arbeit	9
1.4 Methodik und Vorgehen	11
1.5 Stand der Wissenschaft & Abgrenzung	11
2 Einbindung von Elektrofahrzeugen in die Elektrizitätswirtschaft	13
2.1 Optimierte Ladung der Elektrofahrzeuge	14
2.1.1 Indirekte und direkte Ladebeeinflussung	15
2.1.2 Optionen des Lademanagements	17
2.1.3 Abgrenzung der Untersuchungen zum Lademanagement	18
2.2 Stationäre und mobile elektrische Verbraucher	19
2.3 Zusammenhänge der Abrechnung im liberalisierten Elektrizitätsmarkt	21
2.4 Eigenverbrauchsregelungen in den Einspeisegesetzen	23
2.4.1 Eigenverbrauchsregelungen im EEG	23
2.4.2 Eigenverbrauchsregelungen im KWKG	24
2.4.3 Kritische Aspekte der Eigenverbrauchsregelung und Entwicklung der PV-Vergütung	25
2.5 Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität	27
2.6 Schnittstelle Fahrzeug Stromnetz	29
2.7 Ladeoptionen für Elektrofahrzeuge	29
2.8 Ladeorte für Elektrofahrzeuge	30
2.9 Normen und Industriestandards im Bereich Elektromobilität	32

3	Netzintegrationskonzept	35
3.1	Vergleich ausgewählter Ladeinfrastrukturkonzepte	35
3.1.1	Indirekte Anbindung von Elektrofahrzeugen an das Abrechnungssystem	37
3.1.2	Direkte Anbindung der Elektrofahrzeuge (mobiles Metering)	41
3.1.3	Vergleich der vorgestellten Konzepte	45
4	Optimierung	49
4.1	Vergleich und Auswahl der Optimierungsverfahren	50
4.2	Gemischt-ganzzahlig-lineare Betriebsführungsoptimierung	52
4.2.1	Grundlagen zur gemischt-ganzzahlig-linearen Optimierung	52
4.2.2	Komponenten im System	54
4.2.3	Zielfunktion	55
4.2.4	Nebenbedingungen	57
4.2.5	Restriktionen und Statusgleichungen	57
4.2.6	Erweiterungen	58
4.2.7	Mathematische Umsetzung	59
4.3	Kombinatorische Optimierte Ladeplanung	59
4.3.1	Vorgaben und Annahmen	61
4.3.2	Ausgabe	61
4.3.3	Merkmale und Parameter des Algorithmus	62
4.3.4	Basisalgorithmus	63
4.3.5	Nachweis der Korrektheit	64
4.3.6	Beweis der optimalen Lösung	66
4.3.7	Grenzen und Ergänzungen des Algorithmus	67
4.4	Ladeplanung per Graphensuch-Algorithmus	68
5	Modelle und Implementierung	71
5.1	Energieanforderungsprofil einer elektrischen PKW Flotte	72
5.1.1	Verkehrsdaten	72
5.1.2	Energieanforderung einer elektrischen Fahrzeugflotte	74
5.1.3	Energienachfrageprofil pro Haushalt	75
5.1.4	Resultierendes Energie- und Leistungsanforderungsprofil des elektrifizierten Individualverkehrs	76
5.2	Elektrofahrzeugbatterie	77
5.3	Dezentral anreizbasierte Ladeoptimierung im mobilen Dispatcher	82
5.3.1	Kostenoptimale Ladefahrplanung im Fahrzeug	83
5.3.2	Implementierung im Flottenversuch Elektromobilität	85
5.3.3	Erfahrungen aus der Implementierungsphase	90
5.3.4	Einsatz des mobilen Dispatcher im Flottenversuch	94

5.3.5	Einordnung und Diskussion	96
6	Ergebnisse	99
6.1	Energieanforderungen einer elektrischen PKW-Flotte	100
6.1.1	Veränderung des Lastganges durch ungesteuerte Beladung	101
6.1.2	Lastgang im Verteilnetz bei gesteuerter Beladung	104
6.1.3	An die Residuallast angepasste anreizbasierte Beladung	105
6.1.4	Einordnung und Grenzen der Ergebnisse/Simulation	106
6.2	Dezentrale Lade- und Betriebsführungsoptimierung von Elektrofahrzeugen und dezentralen Erzeugern im “Smart Home“	108
6.2.1	Lokal optimierte Betriebsführung der Freiburger Reihenhaussiedlung	109
6.2.2	Lokale Optimierung unter künftigen Rahmenbedingungen	114
6.2.3	Bewertung der Ergebnisse und Diskussion	115
7	Zusammenfassung & Zusammenführung der Ergebnisse, Fazit & Ausblick	119
 Anhang		 i
 Literaturverzeichnis		 xv
 Formelzeichen & Abkürzungsverzeichnis		 xvi
A	Dokumente	xxiii
A.1	Energieverbrauch der Elektrofahrzeuge	xxiii
A.2	Ablaufdiagramm zur Erstellung des Energieanforderungsprofils	xxvi
A.3	Exemplarische Parameter der GGL-Optimierung	xxvii
A.4	Exemplarische Tagesplanung der Optimierten Betriebsführung aus Abschnitt 6.2.1	xxix
A.5	Darstellung der Betriebsführungsvarianten für die Jahre 2015 und 2020	xxx
B	Aktivitäten im Rahmen der Arbeit	xxxix
B.1	Veröffentlichungen	xxxix
B.2	Mitarbeit an Forschungsprojekten	xxxiv
B.3	Betreute Abschlussarbeiten	xxxvii
C	Sonstiges	xxxix
	Eidesstattliche Erklärung	xxxix
	Lebenslauf des Autors	xl
	Danksagung	xli

Einleitung

Die Europäische Union will die von ihr verursachten Treibhausgasemissionen und den Primärenergiebedarf bis 2020 um 20 % im Vergleich zu 1990 senken. Zusätzlich sollen 20 % des Endenergiebedarfs aus erneuerbaren Energien gedeckt werden [siehe u.a. EEC09]. Das integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung benennt Elektromobilität und den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien als wichtige Elemente zur Erreichung des deutschen Klimaschutzziels, Treibhausgasemissionen bis 2020 um 40 % zu reduzieren [BMU07]. Auch um eine von fossilen Brennstoffen unabhängige künftige Mobilität zu sichern, sollen Elektrofahrzeuge nach und nach Fahrzeuge mit herkömmlichen Verbrennungsmotoren ablösen. Im “Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität (2009)” [BRD09] der Bundesregierung wurden gemeinsam mit Experten aus Wirtschaft und Forschung Entwicklungsziele und Leitlinien erarbeitet. Die vier ersten Ziele des Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität lauten:

1. Die Elektromobilität soll einen signifikanten Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele leisten.
2. Durch die Nutzung regenerativer Quellen zur Deckung des Energiebedarfs von Elektrofahrzeugen soll gleichzeitig ein Beitrag zur Umsetzung der Ausbauziele für erneuerbare Energien und zur verbesserten Integration fluktuierender Erzeuger in die Netze geleistet werden. Damit kann langfristig ein Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit geleistet werden.
3. Die Stromnetze in Deutschland sollen durch Nutzung moderner Informationstechnologien und die Integration von Elektrofahrzeugen effizienter werden.
4. Der zusätzliche Bedarf an elektrischer Energie in diesem Sektor ist durch Strom aus erneuerbaren Energien zu decken. Vorrangig sollte dafür der anderweitig nicht nutz-

bare Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien im Rahmen des Lastmanagements durch Elektromobilität genutzt werden. Für den darüber hinaus gehenden Strombedarf für Elektromobilität sind weitere Ausbaupotentiale der erneuerbaren Energien zu erschließen.

Wie aus den vier Punkten hervorgeht, ist die Verknüpfung der Energieproduktion aus erneuerbaren Energien mit der Elektromobilität eine Grundvoraussetzung zur Erfüllung wesentlicher Ziele, die mit der Elektromobilität verbunden werden. Vor der Definition der Zielstellung der vorliegenden Arbeit in Abschnitt 1.2 und deren Aufbau in 1.3 wird daher zuerst auf die Verknüpfung der Elektromobilität mit den erneuerbaren Energien und auf die daraus resultierenden Basisannahmen der Arbeit eingegangen. Im Kontext dieser Arbeit wird der Begriff Elektromobilität auf den Straßenverkehr begrenzt. Hierbei handelt es sich insbesondere um Personenkraftwagen (PKW) und leichte Nutzfahrzeuge. Der in dieser Arbeit häufig verwendete Begriff Elektrofahrzeug bezieht sich auf jede Art der oben genannten Fahrzeugtypen, sofern diese Energie aus dem Stromnetz beziehen und speichern können (dazu zählen u.a. Plug-In Hybrid Fahrzeuge, reine Elektrofahrzeuge, Elektrofahrzeuge mit Range Extender etc.).

1.1 Elektromobilität und erneuerbare Energien

Elektrisch betriebene Fahrzeuge erzeugen geringe lokale Emissionen und haben einen signifikanten Wirkungsgradvorteil gegenüber konventionell angetriebenen Fahrzeugen. Des Weiteren ermöglicht die Elektromobilität eine breitere Diversifizierung der Primärenergieträger und verringert somit die starke Abhängigkeit vom Erdöl. Zusätzliche positive Eigenschaften und verbundene Hoffnungen mit einer großflächigen Einführung von Elektromobilität sind: Elektrofahrzeuge können ein Baustein für künftige Mobilitätskonzepte sein; Batteriefahrzeuge können zu einer Verbesserung der Effizienz der Netze beitragen und die Elektromobilität bietet der deutschen Wirtschaft die Chance zu einem neuen Innovationsschub [siehe u.a. BRD09]. Das Hauptargument für eine Umstellung der PKW-Flotte auf Elektrofahrzeuge ist jedoch die Hoffnung, dass die Elektromobilität einen wesentlichen Beitrag zur Verringerung der CO₂-Emissionen im Verkehrssektor leisten kann.

Der Straßenverkehr ist für rund 28 % des Endenergieverbrauchs und über 19 % der energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland verantwortlich. Der überwiegende Teil dieser Emissionen ist dem motorisierten Straßenverkehr zuzuordnen, der wiederum vom

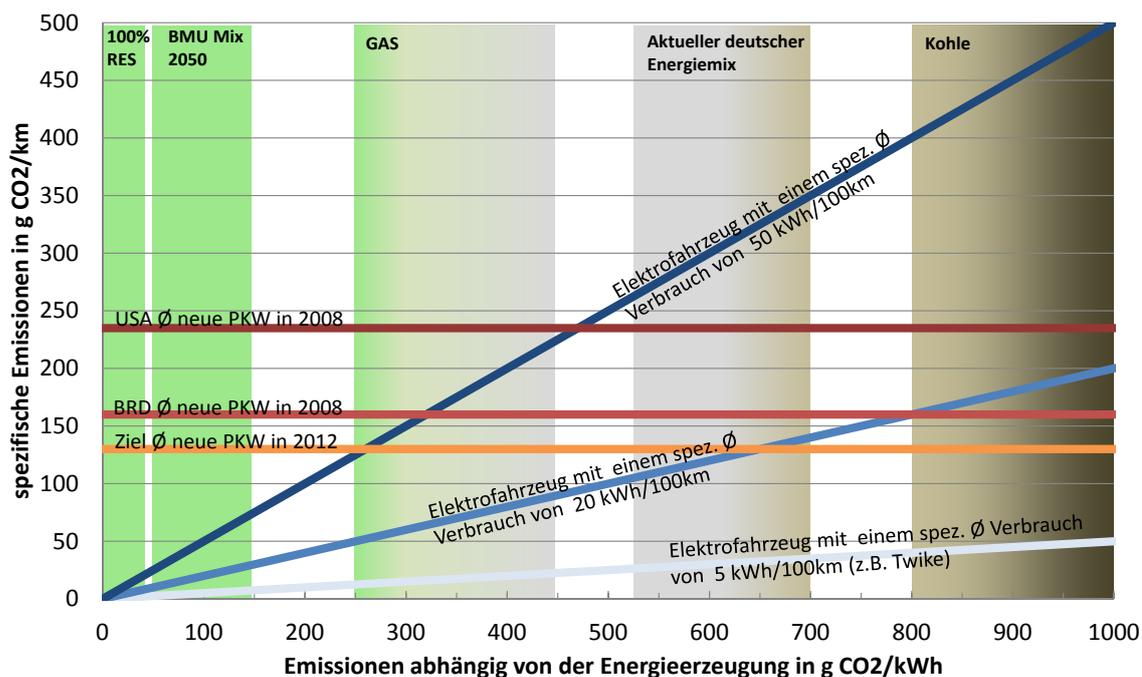


Abbildung 1.1: Vergleich der spezifischen Emissionen von Elektrofahrzeugen abhängig vom Energieerzeugungsmix (auf der Abszisse) und Verbrauch (diagonale Linien) mit den Emissionen von konventionellen Fahrzeugen (waagerechte Linien).

Personenverkehr dominiert wird [UBA11]. Anhand der Flottenwertbegrenzung¹(2012: $130 \frac{\text{gCO}_2}{\text{km}}$) versucht die Bundesregierung die PKW-Gesamtemission zu reduzieren. Hierbei werden bei den Verbrennungsmotoren ausschließlich die Emissionen der Fahrzeuge ab dem Tankdeckel (Tank-to-Wheel) berücksichtigt. Im Gegensatz zum Verbrennungsmotor hängen bei Elektrofahrzeugen die Emissionen des einzelnen Fahrzeugs nicht so stark von der Güte und Effizienz des einzelnen Fahrzeugs ab, sondern ebenso von den Emissionen des zum Laden verwendeten Energieerzeugungsmixes. Es müssen daher die Emissionen über den gesamten Energieerzeugungspfad bis hin zur Bewegung des Fahrzeuges betrachtet werden (Well-to-Wheel). Die Emissionen der Fahrzeugproduktion sowie deren Komponenten sind dabei nicht berücksichtigt. Abbildung 1.1 vergleicht die Emissionen von Elektrofahrzeugen mit verschiedenen spezifischen Verbräuchen in Abhängigkeit vom verwendeten Energiemix. Auf der Ordinate sind die spezifischen Emissionen der Fahrzeuge in $\frac{\text{gCO}_2}{\text{km}}$ und auf der Abszisse die spezifischen Emissionen der Elektrizitätsgenerierung in $\frac{\text{gCO}_2}{\text{kWh}}$ aufgetragen. Die im Diagramm farbig hinterlegten Bereiche markieren die Emissionen der Energieerzeugung mit verschiedenen Erzeugungstechnologien und Energiemixen. Die horizontalen Linien zeigen die mittleren spezifischen Emissionen der 2008 in Deutschland und den USA neu zugelassenen Fahrzeuge, die unterste Linie stellt den Zielwert der Flottenwertbegrenzung für das Jahr 2012 dar. Diagonal aufgetra-

¹ Autohersteller müssen auf Antriebsseite ihre PKW bis 2012 auf den Zielwert von $130 \frac{\text{gCO}_2}{\text{km}}$ verbessern. Dabei handelt es sich jedoch nicht um eine starre Obergrenze für einzelne Fahrzeuge, sondern um den Durchschnitt der gesamten EU-Neuwagenflotte des jeweiligen Herstellers in Abhängigkeit des Durchschnittsgewichtes der Flotte.[siehe u.a. BRD08]

gen sind die vom Energieerzeugungsmix abhängigen Emissionswerte für Elektrofahrzeuge mit verschiedenen Energieverbräuchen. Nur bei Leichtfahrzeugen wie dem CityEL oder Twike mit einem sehr geringen Verbrauch von rund $5 \frac{kWh}{100km}$ liegen die Emissionen auch bei hohen Emissionen der Stromerzeugung weit unter denen der Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor. Bei den jedoch bisher typischen Fahrzeuggrößen ist ein künftiger spezifischer Energieverbrauch von 15 bis zu $35 \frac{kWh}{100km}$ realistisch. Mit allen Nebenverbrauchern (z.B. Klimaanlage, Heizung) und je nach Fahrweise sind auch $50 \frac{kWh}{100km}$ möglich. Eine wesentliche Emissionsreduktion durch die Umstellung auf Elektromobilität ist daher nur bei einer gleichzeitigen Umstellung der Energieproduktion auf CO₂-arme Erzeugung und erneuerbarer Energien zu erzielen. Aus der Abbildung 1.1 lässt sich ebenfalls ableiten, dass durch den Einsatz einer kWh erneuerbarer Energie in Elektrofahrzeugen ähnliche CO₂ Emissionsminderungen erzielt werden wie bei der direkten Einspeisung ins Stromnetz.

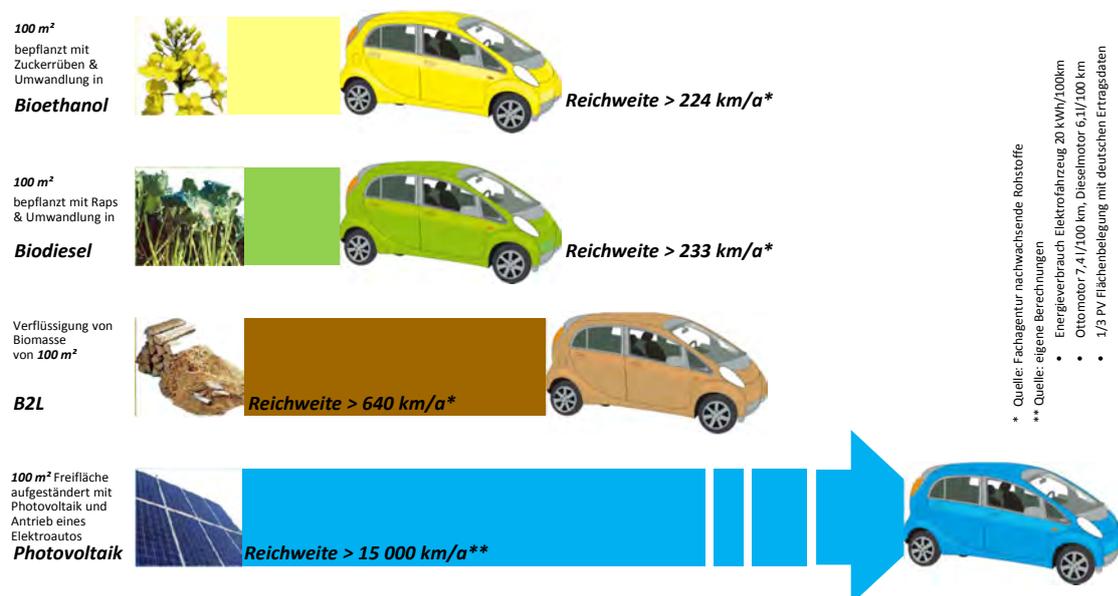


Abbildung 1.2: Vergleich realistischer Energieerträge und der daraus resultierenden Fahrstrecken bei einer Ackerfläche von 100 m² in Deutschland. Die höchste Flächeneffizienz hat dabei die Kombination aus Elektrofahrzeug und Solarenergie. Trotz Aufständigung der PV-Module und der aus der Verschattung bedingten Belegung von nur einem Drittel der Fläche, kommt das Elektrofahrzeug auf rund 15 000 $\frac{km}{a}$. Dies ist etwas mehr als die mittlere Jahresfahrleistung eines Durchschnitts-PKW von rund 13 500 $\frac{km}{a}$ in Deutschland.

Überschlägige Rechnungen zeigen, dass die Versorgung der PKW-Flotte mit Strom aus regenerativen Energiequellen darstellbar ist. So betrüge der Energiebedarf der deutschen PKW-Flotte, würde sie durch Elektrofahrzeuge ersetzt werden, rund 120 TWh bei einem durchschnittlichen Verbrauch der Fahrzeuge von $20 \frac{kWh}{100km}$. Dies entspricht ca. 20 % der aktuellen deutschen Bruttostromerzeugung. Die von der Bundesregierung für 2020 angepeilten eine Million Elektroautos (dies sind rund 2 % aller Fahrzeuge) benötigen rund 3 TWh. Die bilanziell benötigte Energiemenge entspricht rund der Hälfte des Ertrags der

in 2010 gebauten PV-Anlagen in Deutschland. Abbildung 1.2 unterstreicht das Potential der Kopplung der regenerativen Stromerzeugung mit der Elektromobilität. In der Abbildung werden exemplarisch die flächenspezifischen Erträge verschiedener Erzeuger zusammen mit möglichen Fahrzeugkonzepten auf Basis erneuerbarer Energien verglichen. Die höchste Reichweite auf Basis des Jahresenergieertrags erzielt die Kombination aus Elektrofahrzeug und Solarenergie.

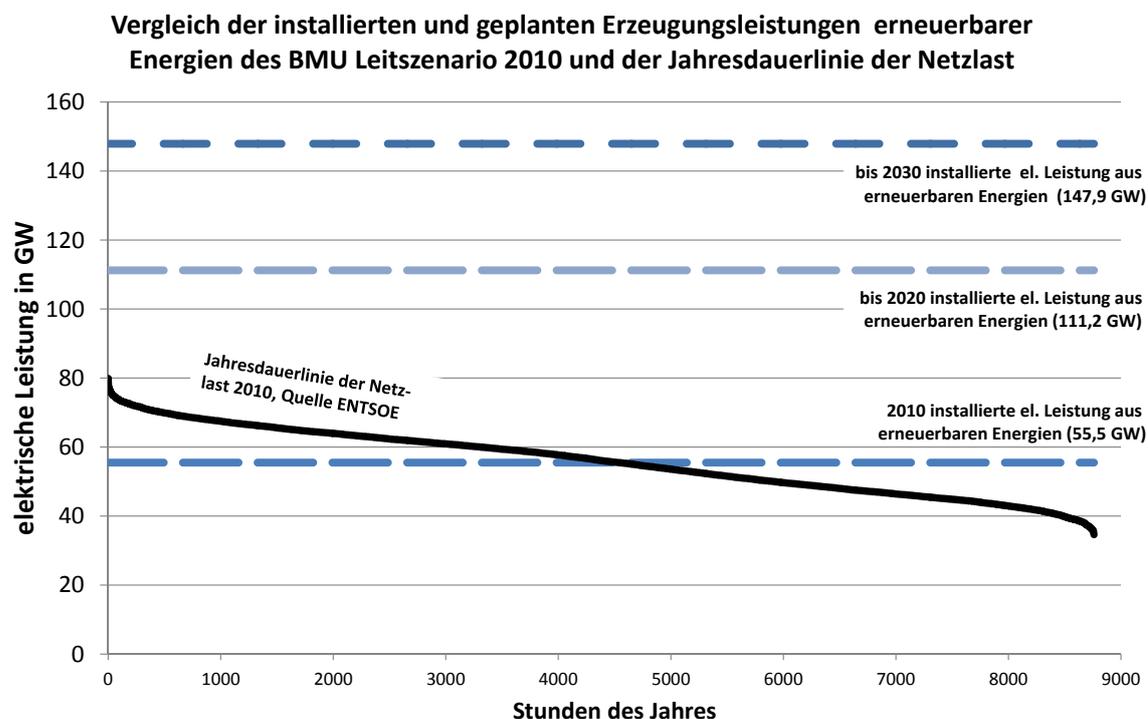


Abbildung 1.3: Vergleich der installierten und geplanten Erzeugungsleistungen aus erneuerbaren Energien [Quelle: BMU Leiststudie 2010 NPS⁺10] mit der Jahresdauerlinie der Netzlast des Jahres 2010 [Eur09].

Abbildung 1.3 zeigt in schwarz die Jahresdauerlinie der Last des Jahres 2010 [Eur09]. Vergleicht man die Last mit der bis Ende 2010 in Deutschland installierten Leistung aus erneuerbaren Energien, erkennt man, dass die Energieproduktion erneuerbarer Energien die bundesweite Netzlast zeitweise übersteigen kann. Die Abregelungen von Windkraftanlagen durch Netzbetreiber und auch negative Preise an der Strombörse zeigen, dass trotz der geringen Volllaststundenzahl der volatilen Erzeuger aktuell temporäre Energieüberschüsse existieren. Die Ausbauziele der erneuerbaren Energien des BMU-Leitszenarios aus dem Jahr 2010 [NPS⁺10] liegen deutlich oberhalb der aktuellen Leistungsspitze. Auch andere gängige Studien gehen von einem deutlichen Anstieg der installierten Leistung von erneuerbaren Energien aus. Folglich wird es künftig immer mehr Zeiten mit einer Überproduktion aus erneuerbaren Energien geben, in denen theoretisch keine weiteren Kraftwerkskapazitäten gebraucht werden. Eine wichtige Herausforderung an die Energieversorgung ist die Umstellung des Energiesystems auf diese Anforderungen mit einem hohen Anteil fluktuierender Energieerzeuger. Abweichungen zwischen dem vom Arbeits-

und Lebensrhythmus der Verbraucher bestimmten Leistungsbedarf und der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien, die, wie Sonnen- und Windenergie, von saisonalen und meteorologischen Einflüssen abhängen, sind unvermeidbar. Mit dem weiteren Ausbau der fluktuierenden Stromerzeugung nimmt der Bedarf an kurzfristiger Flexibilität in der Energieversorgung zu. Die VDE/ETG Studie “Smart Energy 2020“ [VDE10b] fasst diese Herausforderung wie folgt zusammen:

“Es muss ein Paradigmenwechsel stattfinden - weg von der Annahme, dass Energie immer in dem Maße verfügbar ist wie sie von den Lasten/ Verbraucher benötigt wird, hin zu dem Ansatz die Energie dann zu nutzen, wenn sie verfügbar ist.“

Ein Schritt auf dem Weg dahin ist die Einführung variabler Strompreise für Endkunden. Jeder Stromanbieter muss seit Beginn 2011 variable Strompreise anbieten (EnWG §40,3) und kann somit dem Kunden Anreize geben, sein Lastverhalten entsprechend anzupassen. Zusätzlich zu dem begrenzten Lastverlagerungspotential im Haushalt [siehe u.a. BAM⁺09] bieten Elektrofahrzeuge aufgrund der hohen Standzeiten sowie der existierenden Netzinfrastruktur ein großes Verlagerungspotential.² Mittel- bis langfristig bietet sich die Option, auch mit den Batterien der Elektrofahrzeuge Erzeugungsspitzen und -täler abzufedern [Siehe BRD09; VDE10a; VDE10b; VDE08, uva.].

Eine Grundannahme aller Untersuchungen der vorliegenden Arbeit ist die letztendlich dezentrale Entscheidungsgewalt beim Energiebezug. Der Autor ist der Überzeugung, dass es entscheidend ist, dem Endkunden und Elektrofahrzeugnutzer die Freiheit bezüglich seines Energieverbrauchs zu lassen, aber ihm zugleich monetäre Anreize (z.B. über einen variablen Tarif) zu bieten, positiv zum Netzbetrieb beizutragen. Die dezentrale Entscheidung bietet dem Endnutzer maximale Flexibilität. Über statistische Auswertungen des Verhaltens vieler Endnutzer bietet die dezentrale Entscheidungsgewalt auch der Energieversorgung einen sehr hohen Grad an Zuverlässigkeit bei Prognosen [siehe u.a. Nes07]. In Abschnitt 2.1.1 werden die verschiedenen prinzipiellen Möglichkeiten zur Beeinflussung des Lastverhaltens des Endnutzers ausführlicher erörtert.

²Lastverlagerung ist auch als Demand Side Management (DSM) bekannt

1.2 Kernthesen und Zielstellung der Arbeit

In den vorherigen Abschnitten wurde skizziert, dass die Kopplung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien mit dem Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge sowohl aus Gründen der Emissionsreduktion der Fahrzeuge, als auch aus Aspekten des künftigen Energieversorgungssystems sinnvoll erscheint. Die dezentrale anreizbasierte Kopplung zwischen den Elektrofahrzeugen und einer auf erneuerbaren Energiequellen basierenden Energieerzeugung ist dabei eine vielversprechende Option. Variable Stromtarife, die die Balance zwischen der künftig immer stärker von fluktuierenden Energiequellen abhängigen Stromerzeugung, dem Stromverbrauch und der installierten Infrastruktur abbilden, bieten die Möglichkeit künftig den Strombezug und damit das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen anreizbasiert zu beeinflussen.

Eine wesentliche Herausforderung bei der Netzintegration von Elektrofahrzeugen ist die notwendigen Anpassungen und Abstimmung der verschiedenen Konzepte mit den Rahmenbedingungen des liberalisierten deutschen Strommarktes. Vor möglichen Anpassungen sind Vergleiche der verschiedenen Anbindungsvarianten, deren Auswirkungen und die transparente Bewertungen möglicher Netzintegrationskonzepte Grundvoraussetzung. Die Anbindung über Stromzähler in den Elektrofahrzeugen an das Stromnetz eröffnet individuellen Gestaltungsspielraum und Optionen für die jeweiligen Fahrzeugbetreiber und Fahrstromversorger sowie die Möglichkeit zur Realisierung einer anreizbasierten Beeinflussung der Ladezeiten der Elektrofahrzeuge zur Kopplung mit erneuerbaren Energien.

Schwerpunkt der Arbeit bilden Untersuchungen zur Verknüpfung der Energieanforderungen von Elektrofahrzeugen mit der Energieerzeugung aus erneuerbaren Stromquellen basierend auf einer dezentralen anreizbasierten Ladeentscheidung mit Stromzähler im Fahrzeug. Anreizbasierte Ladeentscheidungen bieten sowohl dem Anreiz setzenden (z.B. dem Fahrstromversorger) wie auch demjenigen, der auf diese reagiert, (z.B. dem Elektrofahrzeugbesitzer) Einflussoptionen. Optimierer können helfen, trotz vieler Einflussgrößen und Rahmenbedingungen die individuell ideale Entscheidung zu treffen. Unterschiedliche Optimierungsverfahren für diverse Fragestellungen sind ein Kernelement der Arbeit.

Die Grundlage, um die verschiedenen Lastverlagerungsmöglichkeiten zu bewerten, bildet die Analyse der unterschiedlichen Energieanforderungen, die aus einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen resultieren. Bei der Analyse der Lastverlagerungsoptionen im Verteilnetz werden künftige Aspekte berücksichtigt und mögliche neue Lösungen zur Elektrofahrzeugnetzintegration bei einer starken Verbreitung von Elektrofahrzeugen untersucht.

Neben den Untersuchungen zu visionären Szenarien und Konzepten zur Netzintegration vieler Elektrofahrzeuge, wie unter anderem mit variablen Strompreisen im Verteilnetz, gibt es auch bei den aktuellen Rahmenbedingungen mögliche Potentiale zur Kopplung der Fahrzeuge mit erneuerbaren Energien. Private PV-Anlagen oder auch Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung bieten vor Ort den Elektrofahrzeugbesitzern die Möglichkeit zur Kopplung der lokalen Energieerzeugung mit den Ladezeiten der Elektrofahrzeuge.

Im Bereich der Verknüpfung der erneuerbaren Energien mit den Ladezeiten der Elektrofahrzeuge ergeben sich, aufbauend auf den zuvor erläuterten Thesen und Aspekten, folgende Kernfragen für die Untersuchungen dieser Arbeit:

- Wie können Konzepte zur Netzanbindung der Fahrzeuge gestaltet werden?
- Welche Vor- und Nachteile bietet die Anbindung von Elektrofahrzeugen mit mobilem Stromzähler?
- Was sind geeignete Optimierungsverfahren für die unterschiedlichen Fragestellungen im Bereich der anreizbasierten Ladung von Elektrofahrzeugen?
- Welche Auswirkungen hat eine hohe Durchdringung von Elektrofahrzeugen auf das Verteilnetz?
- Welche Herausforderungen hat eine anreizbasierte dezentrale Ladeentscheidung der Elektrofahrzeuge?
- Welche Optionen bieten sich mit aktuellen und künftigen Rahmenbedingungen zur lokalen Verknüpfung von Elektrofahrzeugen mit erneuerbaren Energien?

Ziel der Arbeit ist eine möglichst ganzheitliche Betrachtung von potentiellen neuen Lösungen und Konzepten für die Einbindung von Elektrofahrzeugen in die Stromnetze. Die anwendungsorientierte und praxisnahe Verwendung der Ergebnisse wird angestrebt. Im Fokus der Arbeit stehen daher konkrete Fragestellungen sowie die Entwicklung geeigneter, adaptierbarer Werkzeuge und Pilotsysteme, die auf andere Situationen und Fragestellungen übertragbar sind. Diese werden anhand von konkreten Beispielen demonstriert. Hauptaugenmerk ist immer die Kopplung der erneuerbaren Energieerzeugung im Energiesystem mit den Anforderungen der Elektrofahrzeuge.

1.3 Aufbau der Arbeit

Im klassisch gegliederten Aufbau der Arbeit werden nach der Einführung, dem Aufbau und der Abgrenzung zu anderen Arbeiten die notwendigen Grundlagen im Kapitel "Einbindung von Elektrofahrzeugen in die Elektrizitätswirtschaft" erläutert. Das Kapitel setzt sich zusammen aus der Beschreibung der wesentlichen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, bestehenden und aktuell diskutierten Konzepten der Netzintegration von Elektrofahrzeugen sowie deren Anforderungen.

Abbildung 1.4 skizziert die inhaltliche Struktur der vorliegenden Arbeit. Links neben den zwei tragenden Säulen des skizzierten Hauses ist die gewählte Untergliederung in die einzelnen Kapitel der Arbeit dargestellt. Die Untersuchungsschwerpunkte »Elektrofahrzeuge (EV) & erneuerbare Energien (EE) im "Smart Home"« und »Elektrofahrzeuge (EV) & erneuerbare Energien (EE) im Verteilnetz« symbolisieren die beiden tragenden Elemente des Hauses. Aus der selbst definierten Zielstellung einer möglichst anwendungsorientierten Forschung im Rahmen der Arbeit bildete die Entwicklung des Pilotsystems "mobiler Dispatcher" für die optimierte, dezentrale, anreizbasierte Ladeplanung ein Kernelement der Arbeit. Fragestellungen und die Erfahrungen aus der praxisnahen Umsetzung sowie aus der konkreten Anwendung ergänzen, unterstützen und untermauern theoretisch gewonnene Erkenntnisse beider Untersuchungsschwerpunkte.

Aufbauend auf der Einführung und den Grundlagen in Kapitel 1 und 2 wird ein Vergleich verschiedener Konzepte zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen angewandt und anhand von Vergleichskriterien auf Basis des Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität bewertet. Diese Untersuchungen haben inhaltliche Überschneidungen mit den beiden Schwerpunkten der tragenden Säulen und sind Grundlage für die Entwicklung des Pilotsystems.

Im Kapitel 4 "Optimierung" werden zu Beginn die angewendeten Optimierungsverfahren vorgestellt und mit Hilfe eines einfachen Beispiels für die entsprechenden Anwendungen der Arbeit kategorisiert. Die verwendeten und entwickelten Optimierungsalgorithmen werden anschließend anhand der spezifischen Problemstellung des jeweiligen Untersuchungsschwerpunktes erläutert.

Bausteine, die für die konkrete Anwendung der entwickelten Optimierungsverfahren notwendig sind, werden in Kapitel 5 beschrieben. Dazu gehören, die Ermittlung verschiedener Energieanforderungsprofile für Elektrofahrzeuge auf Basis statistischer Daten, die Beschreibung eines Modells zur Abschätzung der Batteriedegradationskosten sowie die

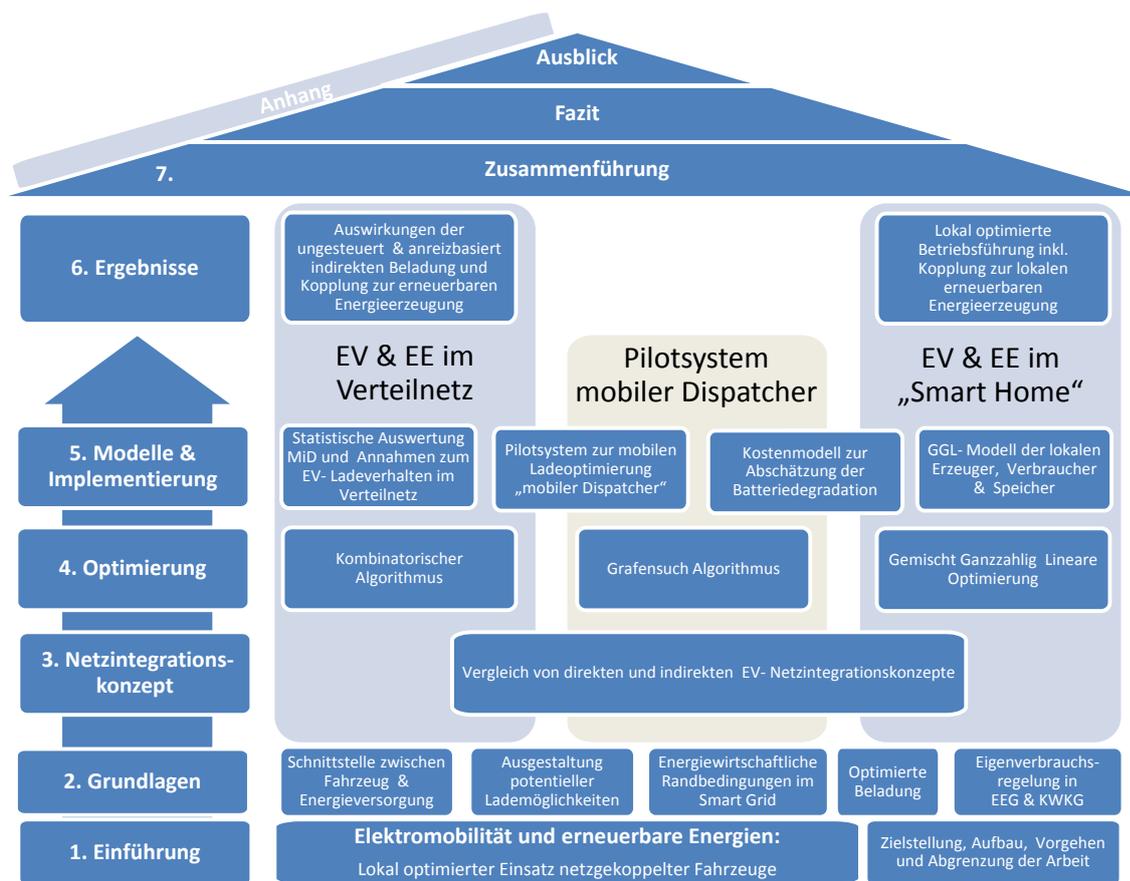


Abbildung 1.4: Darstellung des gewählten Aufbaus der vorliegenden Arbeit.

darstellung von Erkenntnissen aus der technischen und konzeptionellen Implementierung des mobilen Dispatchers.

Erkenntnisse exemplarischer Untersuchungen, die sich aus den im Rahmen der Arbeit entwickelten Werkzeugen und Optimierungsverfahren ergaben, werden im Ergebnisteil in Kapitel 6 beschrieben und diskutiert. Differenziert nach dem jeweiligen Untersuchungsschwerpunkt werden dabei die Auswirkungen der ungesteuerten und anreizbasierten Beladung der Fahrzeuge im Verteilnetz und deren Kopplung mit erneuerbaren Energien sowie die lokal optimierte Betriebsführung inklusive der Kopplung der Ladezeiten der Elektrofahrzeuge mit der lokalen erneuerbaren Energieerzeugung untersucht.

Die Zusammenfassung und -führung der einzelnen Teilergebnisse der Untersuchungsschwerpunkte sowie Fazit und Ausblick der Arbeit repräsentieren das Dach des Hauses und bilden den Abschluss der Arbeit.

1.4 Methodik und Vorgehen

Bei beiden Schwerpunkten wurden Simulationen und Optimierungsverfahren zur Abbildung realer und zukünftiger Szenarien angewendet, um Problemstellungen bzw. sich bietende Chancen vorab zu erkennen und ggf. frühzeitig auf künftige Anforderungen reagieren zu können. Eine wichtige Basisannahme war immer die letztendlich dezentrale Entscheidungsgewalt bezüglich der Lade- bzw. Entladevorgänge von Elektrofahrzeugen. Die Simulationen und Optimierungsverfahren der vorliegenden Arbeit wurden auf Basis der dezentralen Ladeentscheidung ausgesucht und entwickelt bzw. adaptiert. Fokus war daher nicht der optimale Dispatch der Ladeanforderungen aus Sicht eines Energieversorgungsunternehmens bzw. Flottenbetreibers von Elektrofahrzeugen. Hauptaugenmerk lag vielmehr auf den Auswirkungen und Anforderungen dezentraler Entscheidungen im Netz sowie den lokal optimierte Lade- bzw. Entladeentscheidung und der Verknüpfung der Ladeentscheidung mit erneuerbaren Energien. Aufgrund des relativ frühen Forschungsstadiums und der wenigen bestehenden Rahmenbedingungen im Bereich der Netzintegration von Elektrofahrzeugen basiert die Arbeit auf repräsentativen Untersuchungen und einer anschließenden Einordnung der Annahmen und Ergebnisse. So werden die Auswirkungen verschiedener Ladeintegrationskonzepte in Abschnitt 6.1 am Freiburger Verteilnetz untersucht. Auf detaillierte Untersuchungen anhand verschiedener Netztopologien und Variationen der Annahmen sowie auf die anschließende Klassifizierung wurde verzichtet. Wichtiger sind dem Autor die Betrachtung der anreizbasierten dezentralen Ladeentscheidung und die Kopplung der Elektrofahrzeuge an die erneuerbaren Energien aus verschiedenen Blickwinkeln. Die unterschiedlichen Methoden sowie die Datengrundlage, die bei den Untersuchungsschwerpunkten und deren Voruntersuchungen angewendet wurden, sind in den entsprechenden Abschnitten der Arbeit erläutert. Abbildung 1.4 strukturiert die wichtigsten verwendeten Verfahren und Datengrundlagen anhand der Untersuchungsschwerpunkte und der entsprechenden Kapitel im vorliegenden Dokument.

1.5 Stand der Wissenschaft & Abgrenzung

Neben der vorliegenden Arbeit behandeln verschiedene Forschungsprojekte und Arbeiten künftige Herausforderungen bei der Einbindung elektrischer Fahrzeuge in die Elektrizitätsversorgung. Zusätzlich zu den Literaturverweisen und der Abgrenzung zur Fachliteratur in den Kapiteln, wird im Folgenden eine kurze Zusammenfassung zum Stand der Wissenschaft und den Forschungsschwerpunkten dieser Arbeit gegeben.

Statistische Analysen potentieller Ladezeiten und -orte der Elektrofahrzeuge auf Basis verfügbarer Mobilitätsdaten und die Ableitung daraus resultierender Netzbelastungen durch viele Elektrofahrzeuge dienen auch anderen Arbeiten als Grundlage [siehe u.a. PSM⁺10; Bla07; LDS10; LPS⁺09; RR10; DLKW10; DNR09]. Untersuchungen anreizbasiert gesteuert Fahrzeuge in einem künftigen Energieversorgungssystem macht dabei [DLKW10] auf Basis des in dieser Arbeit entwickelten Grafensuch- Optimierungsalgorithmus. Im Gegensatz zu den in der Arbeit betrachteten Netzbelastungen im exemplarischen Verteilernetz und die Verknüpfung der Ladezeiten mit den lokal verfügbaren erneuerbaren Energien stehen bei [DLKW10] die Auswirkungen auf den deutschen Elektrizitätsmarkt im Fokus. Ein Überblick zu den internationalen Veröffentlichungen zu Elektrofahrzeugen im Verteilernetz bietet u.a. [GWA11]. Im Vergleich mit den internationalen Beiträgen zur Verknüpfung der Ladezeiten von Elektrofahrzeugen mit den erneuerbaren Energien [siehe u.a. LLW09; KT05b; PSAS09; ØFX⁺09] sind folgende Punkte neben den betrachteten deutschen Rahmenbedingungen Alleinstellungsmerkmale der Arbeit: 1.) die Simulation der anreizbasierten Ladeentscheidung, individuell optimiert für jedes Elektrofahrzeug 2.) die Beachtung von Batteriedegradationskosten je Entladevorgang.

Eine Analyse sowie einen transparenten Vergleich verschiedener Netzintegrationskonzepte im liberalisierten, deutschen Elektrizitätssystem mit einem hohen Anteil von Elektrofahrzeugen und fluktuierender Erzeugung sind dem Autor zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht bekannt. Es gibt jedoch einige Beiträge, die die verschiedenen individuellen Integrationslösungen vorstellen und untersuchen [siehe u.a. FLL10; Eng10b; Plo10; BZHP11; FFG11]. Im Gegensatz zu [FFG11], die die Aspekte mobiler und stationärer Meteringlösungen unter aktuellen energiewirtschaftlichen Fragestellungen bewerten, wurden in der vorliegenden Arbeit die künftigen Anforderungen aus dem Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität als Bewertungskriterien der verschiedenen Netzintegrationskonzepte herangezogen.

Bei der Einbindung der Elektrofahrzeuge in die lokale Energieversorgung verfolgt [siehe SMM⁺10] einen ähnlichen Ansatz. Für einen kommerziellen Bürogebäudekomplex in San Francisco untersuchen [SMM⁺10] anhand einer linearen Betriebsführungsoptimierung auf Stundenbasis die Ladeoptionen für die Fahrzeuge der Angestellten und den Einfluss der Ladestrategie auf die CO_2 -Emissionen der Gebäudeenergieversorgung.

Wie gezeigt, wurden die verschiedenen Facetten des lokal optimierten Einsatzes netzgekoppelter Elektrofahrzeuge verknüpft mit den Anforderungen einer Energieerzeugung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien aktuell noch nicht ausreichend wissenschaftlich untersucht und publiziert.

Einbindung von Elektrofahrzeugen in die Elektrizitätswirtschaft

Nach der Begriffsdefinition am Anfang des folgenden Grundlagenteils werden verschiedene Lademanagementkonzepte zur optimierten Ladung von Elektrofahrzeugen vorgestellt. Es folgt eine Ab- und Eingrenzung der in der Arbeit untersuchten Konzepte zur optimierten Ladung. Im Anschluss werden die wesentlichen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen erläutert. Dazu zählen das Mess- und Abrechnungskonzept stationärer und mobiler Verbraucher im liberalisierten Strommarkt sowie die beiden Energieeinspeisegesetze EEG und KWKG. Die in der Arbeit untersuchten Netzintegrationskonzepte für Elektrofahrzeuge werden anhand der in Abschnitt 2.5 vorgestellten Anforderungen und Zielsetzungen des Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität der Bundesregierung bewertet. Die Realisierung des aufgrund der Bewertungsergebnisse bevorzugten Konzepts erfolgte im Rahmen des Flottenversuchs Elektromobilität [siehe u. a. PHL⁺11; PSM⁺10; K LW10]. Ab Abschnitt 2.6 werden die existierenden Konzepte und Anforderungen zur Ausgestaltung der Schnittstelle zwischen Elektrofahrzeug und Stromnetz erläutert.

Im Umfeld der behandelten Themen werden häufig Begriffe wie “Smart Grid“, “Smart Home“, “Smart Metering“ und “V2G“ verwendet. Die Definition und Einordnung der Begriffe “V2G“ und “Smart Metering“ erfolgt in den entsprechenden Abschnitten (V2G in 2.1.2 und Smart Metering in 2.2). Bei einem Stromnetz mit vielen steuerbaren Erzeugern und Lasten spricht man häufig von einem “Smart Grid“. Laut DKE¹ [DKE10] umfasst der Begriff Smart Grid: *“die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Er-*

¹Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik

zeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Ziel ist auf Basis eines transparenten energie- und kosteneffizienten sowie sicheren und zuverlässigen Systembetriebs die nachhaltige und umweltverträgliche Sicherstellung der Energieversorgung.“ Bei der Verwendung des Begriffs im Rahmen der Arbeit wird auch immer von einem künftigen Energiesystem mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien ausgegangen. “Smart Home“ bzw. intelligentes Wohnen steht laut ZVEI² für Lösungen im privaten Wohnbereich, bei denen Geräte und Systeme eingesetzt werden, die mehr Komfort, Wirtschaftlichkeit, Energieeffizienz, Flexibilität und Sicherheit schaffen. Im Kontext der Arbeit bedeutet dies hauptsächlich die Verknüpfung Hausenergieversorgung mit Verbrauchern und Speichern sowie potentieller Elektrofahrzeuge.

2.1 Optimierte Ladung der Elektrofahrzeuge

Um Synergien zwischen den flexiblen Lasten, der Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen und der fluktuierenden Energiebereitstellung durch erneuerbare Energien zu nutzen, ist ein Lademanagement der Fahrzeuge unabdingbar. Aufgabe eines solchen Lademanagements ist es, unter der Berücksichtigung der verschieden gewichteten Einflussfaktoren einen optimierten Energiefluss zwischen Fahrzeug und Netz zu realisieren. Abbildung 2.1 skizziert die wesentlichen Faktoren, die dabei berücksichtigt werden sollten.

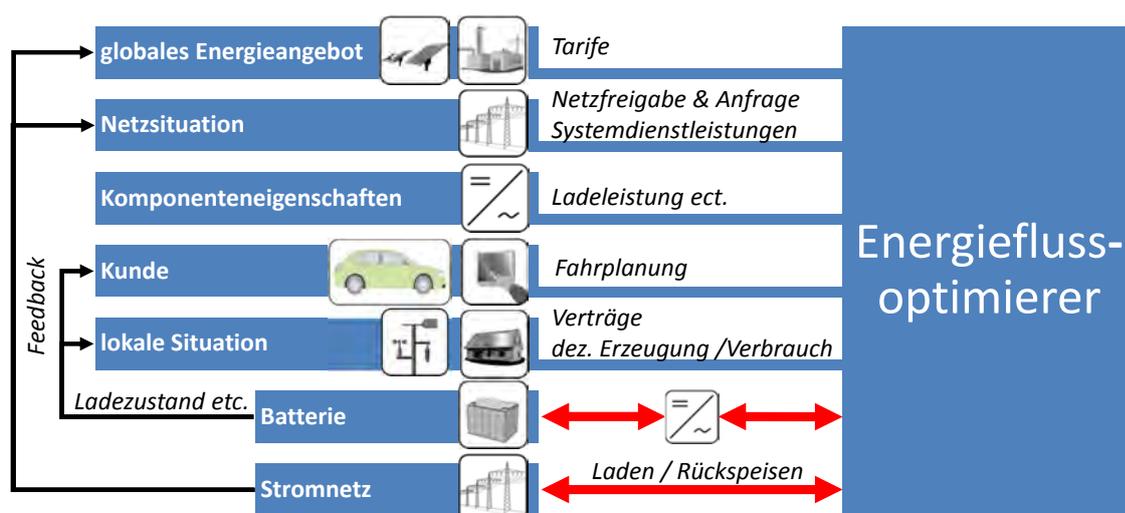


Abbildung 2.1: Visualisierung der wichtigsten Einflussgrößen, die beim Lademanagement von Elektrofahrzeugen eine Rolle spielen.

²ZVEI - Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V.

Bei der konkreten Umsetzung des Lademanagements und den daraus resultierenden Untersuchungen zu Auswirkungen im Energiesystem sind Abgrenzungen und konzeptionelle Festlegungen notwendig, die im Weiteren erläutert werden.

2.1.1 Indirekte und direkte Ladebeeinflussung

Eine wesentliche Rolle bei der Steuerung der Ladezeiten spielen die Art und der Ort der letztendlichen Ladeentscheidung. In Abbildung 2.2 werden konträre Möglichkeiten mit den wesentlichen Vor- und Nachteilen gegenübergestellt.

Beim ungesteuerten Laden, der einfachsten Variante, kann der Nutzer frei entscheiden, wann er seine Elektrofahrzeugbatterie lädt. In der Regel ist dies gekoppelt mit dem Anschließen des Fahrzeugs an das Stromnetz. Vorteile sind der geringere Infrastrukturaufwand in Bezug auf Kommunikation sowie die geringeren Einschränkungen für den Kunden. Solange der Anteil von Elektrofahrzeugen am motorisierten Individualverkehr gering ist, sind keine negativen Auswirkungen auf das Energiesystem zu erwarten.

Soll das Be- und Entladen der Elektrofahrzeuge an die Netzlast und an die erneuerbare Elektrizitätsproduktion angepasst werden, kann auf die gesteuerte Beladung von Elektrofahrzeugen nicht verzichtet werden. Die langen Standzeiten von PKWs sowie die meist kurzen Fahrten bieten Spielraum für die Verlagerung der Ladezeiten und ggf. die Möglichkeit, den Batterien Energie zu entnehmen, um das Netz in Engpasssituationen zu unterstützen. Um dies zu koordinieren, muss die Be- und Entladung gesteuert werden. Für das Lademanagement gibt es eine Vielzahl von Durchführungsvarianten. Diese sind abhängig von der Netzanschlussvariante, dem Abrechnungssystem und der genutzten Soft- sowie Hardware. Grundsätzlich kann die Ladeentscheidung zentral unter Beachtung der lokalen Randbedingungen oder lokal unter Beachtung der überregionalen Einflussfaktoren erfolgen. Diese unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Flexibilität der Nutzer.

Eine direkte zentrale Steuerung bedeutet, dass es eine Instanz (z.B. Netzbetreiber, Energieversorger oder anderer Dienstleister) gibt, die in der Lage ist, auf Fahrzeuge oder Ladestationen zentral zuzugreifen und die Energieflüsse beim Laden zu beeinflussen. Ein vergleichbares Beispiel sind Windparks. In kritischen Netzsituationen hat der Netzbetreiber die Möglichkeit, Anlagen abzuschalten oder abzuregeln [E.O06]. Ein Vorteil der direkten Steuerung ist, dass sie zu eindeutigen und vorher bestimmbareren Ergebnissen führt. Für diese Art der Steuerung sind verschiedene Konzepte denkbar. Diese Konzepte hängen davon ab, wie viele und welche Informationen zum Steuern genutzt werden und wo die



Abbildung 2.2: Grundsätzlich kann zwischen ungesteuerter, direkter und indirekter Einflussnahme auf die Ladezeiten der Elektrofahrzeuge unterschieden werden.

Steuerung ansetzt. Je kundengerechter die Ladezeiten geplant werden sollen, umso mehr Informationen werden benötigt. Dies führt zu einem erhöhten Bedarf an kommunikationsfähigen Systemen und erhöht die Kosten der Steuerung.

Beim indirekten Steuern werden von einer zentraler Stelle Anreize an den Kunden gegeben, um beim Kunden dezentral gewünschte Reaktionen zu erreichen. Im Gegensatz zum direkten Steuern kann beim indirekten Steuern eine gesteigerte Kundenakzeptanz erwartet werden, da die Entscheidung zu reagieren in der letzten Instanz beim Kunden liegt. Um Kunden zu erreichen, sind mögliche Ersparnisse/Gewinne (z.B. variable Tarife) wirkungsvolle Anreize. Variable Tarife könnten den Kunden über Tarifsignale übermittelt werden, so dass geladen wird, wenn der Tarif niedrig ist und das Laden vermieden wird, wenn die Energie teuer ist. Eine andere Möglichkeit sind spezielle Verträge, die z. B. einen günstigeren Energiebezug ermöglichen, sofern nur zu bestimmten Zeiten geladen wird. Ein Nachteil aus Sicht des Steuernden sind die nicht genau vorhersehbaren Reaktionen. Diese werden mit Hilfe von Vorhersagen und Statistiken abgeschätzt. Reagieren durch einen Anreiz gesteuert viele Einheiten gleichzeitig, kann es jedoch auch passieren, dass genau zu diesem Zeitpunkt alle Fahrzeuge beginnen zu laden und somit eine hohe vermeidbare Last verursachen [siehe auch Hei09; Dös09]. Die relativ langfristige Einführungsphase der Elektromobilität, die guten Erfahrungen bei der statistischen Prognose des Lastverhaltens sowie die Möglichkeit unterschiedlichen Nutzern unterschiedlich strukturierte Anreize anzubieten, können zur Eingrenzung dieser Effekte dienen.

2.1.2 Optionen des Lademanagements

Neben dem Ort und den Zugriffsrechten auf die letztendliche Ladeentscheidung gibt es bei der Einbindung von Elektrofahrzeugen weitere Unterscheidungsmerkmale. Eine oft kontrovers diskutierte Eigenschaft ist, ob nur die Ladezeit und Ladeleistung der Fahrzeuge durch das Lademanagement beeinflusst werden oder ob die Batterien der Fahrzeuge auch zeitweise die gespeicherte Energie zurückspeisen werden. Die Netzintegration der Elektromobilität über eine intelligente Anbindung, die die Energieübertragung der Fahrzeuge in beide Energieflussrichtungen ermöglicht, wird in aktuellen Berichten und Artikeln auch unter der Bezeichnung "vehicle-to-grid" oder "V2G" geführt [siehe u.a. KT05a; KTL⁺01; KT05b; KM06]. Auf Grund der meist großen Anzahl an Fahrzeugen, der hohen Standzeit und der damit hohen erreichbaren Kapazität des schnell verfügbaren elektrischen Speichers, bieten sich viele Optionen bei der bidirektionalen Einbindung der Fahrzeuge. Welches Potential hier besteht, zeigt eine einfache Abschätzung: Werden die für 2020 anvisierten eine Million Elektrofahrzeuge mit Batteriespeichern von etwa 20 kWh ausgestattet, ergibt sich eine Speicherkapazität von mehr als 10 GWh - dem Wert eines großen Pumpspeicherwerkes. Neben dem Potential zur Energiezwischen-speicherung eignen sich die schnell verfügbaren und gut regelbaren Speicher der Fahrzeuge theoretisch zur Bereitstellung weiterer Mehrwerte für die Netzstabilität. Aufgeteilt nach der Aktivierungszeit zeigt Abbildung 2.3 verschiedene mögliche Netzdienstleistungen im Bereich der Wirk- und Blindleistung. In vielen Untersuchungen werden Elektrofahrzeuge bezüglich ihres Potentials zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen, wie der Bereitstellung von Primär- und Sekundärleistung und Minutenreserve, bewertet. Trotz der meist idealisierten Annahmen bei den Kosten rechtfertigen die potentiellen Erlöse der Fahrzeuge am Regelenenergiemarkt den Mehraufwand bei der Infrastruktur nicht [siehe u.a. RR09; RR10].

Andere derzeit diskutierte Anforderungen an die Funktionen des Lademanagements sind die Anforderungen an die Wirkleistungseinspeisung bei Überfrequenz, wie sie aktuell im Rahmen der VDE-Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 erarbeitet werden. Die Regelung soll helfen, das sogenannte 50,2 Hertz Problem³ im Niederspannungsnetz zu verringern, und die Wechselrichter von PV-Anlagen auffordern, in kritischen Netzsituationen ihre Leistung anzupassen [siehe VF11]. Bei einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen sind ähnlich geartete Vorschriften bei den Netzanschlussbedingungen durchaus denkbar.

³Nach aktuellem Regelwerk für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz wird bei Erreichen und Überschreiten einer Netzfrequenz von 50,2 Hz eine unverzügliche Abschaltung gefordert. Damit ergeben sich Risiken für den Netzbetrieb. [VF11]

Lokal begrenzte Betriebsmittelkapazitäten, wie zum Beispiel Netzanschlusstransformatoren in Parkhäusern, können ebenfalls ein Lade- bzw. Leistungsmanagement zwischen den ladewilligen Fahrzeugen und der Infrastruktur erfordern. Dies wird häufig als Bandweitenmanagement an Ladestationen bezeichnet [siehe u.a. Eng10b].

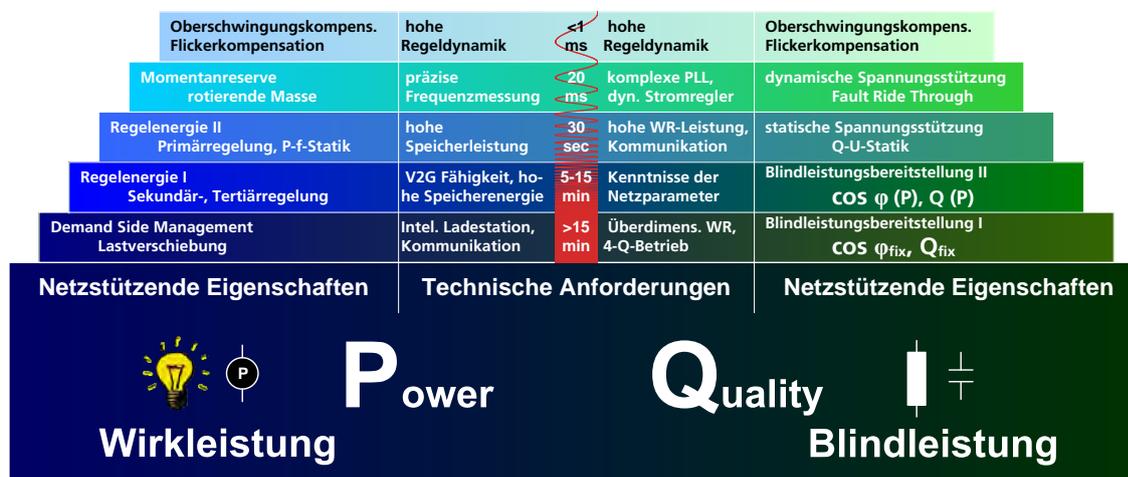


Abbildung 2.3: Darstellung potentieller Möglichkeiten zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen mittels Leistungselektronik von dezentralen Teilnehmern am Stromnetz, wie PV-Wechselrichter und Ladegeräte der Elektrofahrzeuge [Quelle: ISE10a].

Die Verlagerung der Ladezeiten in Lasttäler und die mögliche Energierückspeisung bei Lastspitzen ist das zeitlich am wenigsten kritische Lademanagement. Mit gezielter Lastverlagerung vieler einzelner Teilnehmer kann ein Beitrag zur Umsetzung der Ausbauziele für erneuerbare Energien und zur verbesserten Integration fluktuierender Erzeuger in die Netze geleistet werden [siehe u.a. BRD09; Dös09]. Unterschiedliche Strombezugskosten können ein Anreiz für den Elektrofahrzeugbesitzer zum Verlagern der Last sein. Die Spreizung des Tarifs und das Lastverlagerungspotential sind entscheidend für die Wirtschaftlichkeit und den Einsatz von technischen Hilfsmitteln wie einem Lademanagement. Die im §40 Absatz 3 des EnWG ab 2011 geforderte Einführung von “insbesondere lastvariablen oder tageszeitabhängigen Tarifen“ soll einen Anreiz zur “Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs“ bieten.

2.1.3 Abgrenzung der Untersuchungen zum Lademanagement

In den vorangegangenen Abschnitten wurde zwischen den konträren Konzepten der Ladesteuerung unterschieden. Anschließend wurden verschiedene Optionen, die bei einem Lademanagement berücksichtigt werden können, diskutiert. Die Abgrenzung und Erläuterung zur Auswahl der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Lademanagementkonzepte wird im Folgenden diskutiert.

Mit dem Umstieg von einem nahezu universal einsetzbaren Auto mit Verbrennungsmotor auf ein Elektrofahrzeug, das möglichst in die sich wandelnde Energieversorgung eingebunden ist, werden vom Endnutzer Veränderungen seines Verhaltens erwartet. Der Autor ist der Überzeugung, dass es entscheidend ist, dem Elektrofahrzeugnutzer weiterhin die individuelle Freiheit bezüglich des Einsatzes seines Autos zu gewährleisten. Die Koordinations- und Kommunikationsanforderungen, um viele individuelle Präferenzen und aktuelle lokale Anforderungen zentral optimal zu berücksichtigen, werden vom Autor kritisch bewertet. Die guten Erfahrungen der Elektrizitätswirtschaft, anhand statistischer Auswertungen das kumulierte Verhalten der Stromkunden zu prognostizieren, sowie die Lernphase beim Ladeverhalten, aufgrund des erwarteten langsamen Markteintritts der Elektrofahrzeuge lassen vermuten, dass das Ladeverhalten, beeinflusst durch monetäre Anreize, ebenfalls gut prognostizierbar ist. Basis aller Untersuchungen der vorliegenden Arbeit ist daher die letztendlich dezentrale Entscheidungsverantwortung bei der Ladung der Fahrzeuge.

Im Rahmen der Arbeit wurden die Anforderungen und Untersuchungen zum Lademanagement und den Mess- und Abrechnungskonzepten immer im typischen elektrizitätswirtschaftlichen viertelstunden Zeitintervall betrachtet. Die messtechnische Erfassung, monetäre Bewertung und die Abrechnung von möglichen Netzdienstleistungen der Elektrofahrzeuge in kürzeren Zeitintervallen ist mit weiteren Anforderungen verbunden. Daher ist die Bewertung des Einsatzes von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Netzdienstleistungen nicht Ziel der Arbeit [siehe dazu u.a. RR10]. Potentielle Dienstleistungen im dynamischen Bereich der Ladeleistungselektronik, die zur Netzstabilisierung beitragen können, werden im Rahmen der Arbeit nicht berücksichtigt. Diese sind ebenso wie sicherheitsrelevante Anforderungen in die Netzanschlussbedingungen zu integrieren.

2.2 Stationäre und mobile elektrische Verbraucher

Mobile Stromverbraucher, die sich über Grundstücks- und Bilanzkreisgrenzen hinweg bewegen, bilden in der derzeitigen Energieversorgung die Ausnahme. Auch Elektrofahrzeuge werden bisher wie ortsfeste (stationäre) Verbraucher gehandhabt. Es werden nicht die Fahrzeuge selbst, sondern die Ladestationen als Verbrauchseinrichtungen angesehen. Wohnmobile auf Campingplätzen, Yachten in Häfen oder auch große Kreuzfahrtschiffe ohne eigene Stromerzeugung an Bord werden entweder pauschal oder je bezogener Kilowattstunde (kWh) über den stationären Anschlussnehmer (Hafenmeister oder Campingplatzbesitzer) und dessen Energieversorger abgerechnet. Alle Verbraucher können somit als ortsgelassen mit Netzzugangspunkt (jede Entnahmestelle) und Zähleinheit betrach-

tet werden. Eine Ausnahme bildet der Schienenverkehr. Die Deutsche Bahn verfügt über ein eigenes 110-kV-Hochspannungsnetz mit einer Gesamtlänge von rund 7400 Kilometern, welches zu großen Teilen aus eigenen Kraftwerken versorgt wird. Jedoch wird das deutsche Schienennetz von Zügen unterschiedlicher Betreiber genutzt und diese Betreiber können ihren individuellen Stromversorger wählen. In den Zügen ist daher zur Ermittlung des verursachergerechten Stromverbrauchs eine eigene mobile Zählerleinheit installiert [DB09]. Neben der Abrechnung der tatsächlich verbrauchten Energie hilft die Zählerleinheit den Strombedarf der Kunden zu prognostizieren. Die im Privaten bisher typisch eingesetzten Zählerleinheiten sind elektromechanische Messeinrichtungen. Da diese sogenannten Ferrariszähler nur einen aufsummierten Messwert zur Verfügung stellen können, sind zur Abrechnung unterschiedlicher Tarife auch unterschiedliche Zählerleinheiten/-register notwendig, die die Messwerte getrennt erfassen.

Mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes 2008 [EnW] ist laut §21b die zentrale Aufgabe einer Messeinrichtung (Zähler), unabhängig vom Jahresverbrauch "...dem jeweiligen Anschlussnutzer den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit..." widerzuspiegeln (EnWG §21b Abs. 3b). Um den Anforderungen zu genügen, werden Zähler installiert, die auf dem Prinzip der registrierenden Leistungsmessung basieren. Diese Zähler werden Smart Meter genannt. Laut Definition des DKE [DKE10] sind Smart Meter eine "Technologie zum Aufzeichnen der Messwerte von Messeinrichtungen bei Endabnehmern, in Echtzeit, und zur Bereitstellung eines beidseitig gerichteten Kommunikations- und/oder Steuerungsweges, der sich vom Elektrizität-Versorgungsnetz zu den Haushaltsgeräten der Endabnehmer erstreckt."

Stationäre Großverbraucher werden per Lastgangmessung über Fernwirktechnik vom Energieversorger ausgelesen und abgerechnet. Bei einer künftig hohen Durchdringung mobiler elektrischer Verbraucher im Stromnetz wird aus Elektrizitätswirtschaftlicher Perspektive die Frage gestellt, ob der Ansatz der stationären Verbrauchsermittlung sowie ortsfesten Entnahmestellen mit bekannten Vertragspartnern bestehen bleiben oder mobile Zähl- und Entnahmestellen ähnlich zu dem Konzept des Bahnstroms eingeführt werden. In Kapitel 3 wird auf diese Fragestellung näher eingegangen.

2.3 Zusammenhänge der Abrechnung im liberalisierten Elektrizitätsmarkt

Um die Umsetzung eines Abrechnungssystems für Elektrofahrzeuge, wie in Kapitel 3 beschrieben, nachvollziehen zu können, werden die vorherrschenden aktuellen Rahmenbedingungen des Elektrizitätsmarktes vorab erläutert.

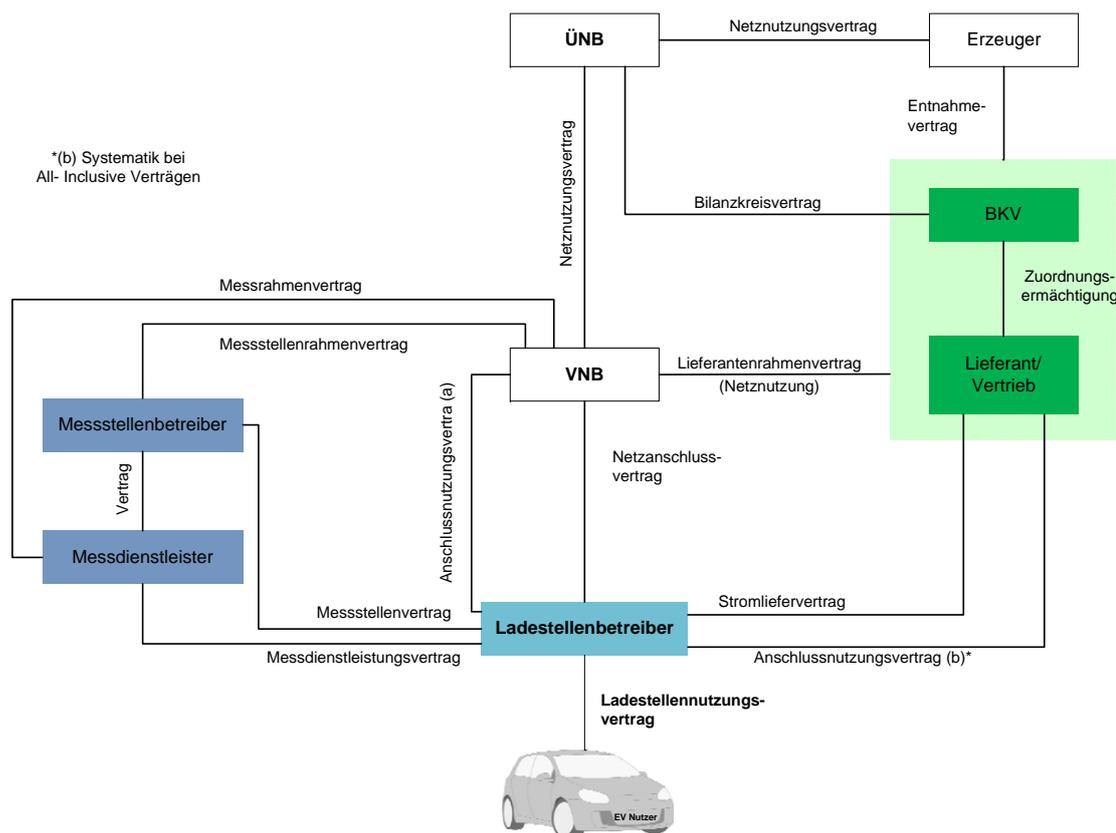


Abbildung 2.4: Visualisierung der aktuellen Vertragsbeziehungen am deutschen Elektrizitätsmarkt und die mögliche Eingliederung von Elektrofahrzeugen.

Wichtige energiewirtschaftliche Grundlagen werden durch das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie durch damit in Zusammenhang stehende Verordnungen und Beschlüsse definiert. Abbildung 2.4 beschreibt die aus den Verordnungen und Gesetzen abgeleiteten Vertragsbeziehungen zwischen den Marktakteuren. Zunächst wird zwischen Verteilnetzbetreiber und Anschlussnehmer, z.B. dem Ladestellenbetreiber ein Netzanschlussvertrag geschlossen, der die Anbindung zum Verteilnetz zum Ziel hat. Sind Anschlussnehmer und Anschlussnutzer (ANU) unterschiedliche Personen, so besteht zwischen diesen ein Mietverhältnis (§17,20 EnWG). In der Messzugangsverordnung (§3 MessZV) wird der Messstellenrahmenvertrag zwischen Verteilnetzbetreiber und Messstellenbetreiber (MSB) geregelt. Im bisherigen System ist der Verteilnetzbetreiber zentrale Instanz zur Weitergabe der Messdaten, daher muss u.a. das Datenformat einheitlich geregelt wer-

den. Sofern der Zähler elektronisch auslesbar ist, ist der Messstellenbetreiber gleichzeitig auch Messdienstleister (MDL). Ansonsten ist deren Verhältnis vertraglich begründet. Der Messstellendienstleister hat eine Vertragsbeziehung zum Verteilnetzbetreiber über den Messrahmenvertrag. Dies ist ebenfalls geregelt in der Messzugangsverordnung. Der Verteilnetzbetreiber ist für die Weitergabe der Daten, z.B. an Energielieferanten, zuständig. Der Anschlussnutzer schließt mit dem Messstellendienstleister einen Messdienstleistungsvertrag ab und beauftragt den Messstellenbetreiber mit Errichtung, Wartung und Betrieb der Messstelle. Mit Änderung des §21 b EnWG wurde dem Anschlussnutzer die freie Wahl des Messdienstleisters bzw. Messstellenbetreibers zugestanden. Vorher wurde diese Aufgabe automatisch vom entsprechenden Verteilnetzbetreiber durchgeführt. Die Energielieferung an den Endkunden bzw. Anschlussnutzer wird durch den Stromliefervertrag mit einem Lieferanten vereinbart. Transport und Verteilung der Energie erfolgt über das Stromnetz. Hierfür kann der Anschlussnutzer einen Netznutzungsvertrag mit dem Verteilnetzbetreiber abschließen. Die Belastung, neben dem Stromliefervertrag einen weiteren Vertrag abschließen zu müssen, wird meist umgangen, indem ein "All-inclusive"-Vertrag mit dem Lieferanten abgeschlossen wird, der auch den Netznutzungsvertrag abdeckt. Der Lieferant muss dafür mit dem betroffenen Verteilnetzbetreiber einen Lieferantenrahmenvertrag vereinbaren. Dieser regelt alle Rechte und Pflichten im Zusammenhang mit der Belieferung der Kunden des Lieferanten in einem Netzgebiet des Netzbetreibers. Darin wird u.a. der Umfang in Form von Fahrplänen, der Datenaustausch zwischen dem Lieferanten und den Verteilnetzbetreibern geregelt, sowie die Abrechnung von Netznutzungs- und Messentgelt vereinbart [Pan09]. Sämtliche Verträge, die eine Nutzung des Stromnetzes beinhalten, werden grundlegend in der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) geregelt. Die an den Endkunden gelieferte Energie muss vom Lieferanten - sofern er nicht selbst Erzeuger ist - eingekauft werden. Dafür beauftragt er einen Erzeuger und schließt mit ihm den Entnahmevertrag ab. Entnahme- und Einspeisestellen werden in Bilanzkreisen zusammengefasst. Zu jedem Bilanzkreis gibt es einen bilanzkreisverantwortlichen Lieferanten (BKV). Dieser schließt mit dem Bilanzkreiskoordinator einen Bilanzkreisvertrag ab. Bilanzkreiskoordinator ist der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Bilanzkreise kann man sich als ein Konto vorstellen, über das sämtliche Transaktionen eines Netz- bzw. Transportkunden (z.B. Stromlieferant) abgewickelt werden [siehe auch GL06, S.281]. Sowohl Bezüge (Beschaffungen) als auch Entnahmen (Weiterverkäufe) werden in diesem Konto saldiert. Der Bilanzkreisverantwortliche ist für die Ausgeglichenheit des Kontos zuständig. Der Übertragungsnetzbetreiber gleicht Abweichungen zwischen den beschafften und weiterverkauften Energiemengen der einzelnen Bilanzkreise aus, indem er Ausgleichsenergie zur Verfügung stellt. Hierbei handelt es sich um einen bilanziellen Ausgleich, der nicht mit der physikalischen Ausregelung des Netzes verwechselt werden darf. Dieser wird in der Elektrizitätswirtschaft Regelleistung bzw. Regelleistung genannt. Von der Bundesnetzagentur (BNetzA) sind die von den Marktpartnern durchzuführen-

den Prozessschritte zur An- und Abmeldung der Stromlieferung, sowie zum Wechsel von Stromlieferanten für jeden Anschlussnutzer definiert. Die Abrechnung der Bilanzkreise wird ebenfalls von der Bundesnetzagentur für alle Marktpartner verbindlich geregelt [siehe auch Ebe10]. Ladekonzepte für Elektrofahrzeuge müssen sich in diese Regelungen integrieren.

2.4 Eigenverbrauchregelungen in den Einspeisegesetzen

Anders als die physikalische Lastdeckung, die zwangsläufig aus der lokal erzeugten Energie erfolgt, ist die abrechnungstechnische Erfassung der Eigendeckung erst mit der Novellierung des Gesetzes zum Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) und des Gesetzes für die Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) möglich. Beide Gesetze vergüten seit dem 1. Januar 2009 dezentral erzeugten Strom, wenn er nachgewiesener Weise vor Ort verbraucht wird. Der Gedanke des Gesetzgebers war, einen Anreiz zu schaffen, um den Verbrauch zeitlich an der lokalen Erzeugung auszurichten und um damit die Stromnetze zu entlasten. Wird die lokal erzeugte elektrische Energie vor Ort verbraucht, ergeben sich finanzielle Vorteile für den Anlagenbetreiber gegenüber der Einspeisung ins öffentliche Stromnetz. Im Rahmen der Arbeit wird gezeigt, welche Vorteile durch den optimierten Betrieb von thermischen Speichern, den gezielten Nutzen der elektrischen Speicher im Fahrzeug und durch eine optimale lokale Betriebsführung mit den verschiedenen Vergütungsoptionen entstehen.

2.4.1 Eigenverbrauchsregelungen im EEG

Seit der EEG-Novelle zum 1. Januar 2009 wird nach §33 II EEG Solarstrom aus Anlagen über einen Zeitraum von 20 Jahren vergütet, wenn “die Anlagenbetreiberin, der Anlagenbetreiber oder Dritte den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage selbst verbrauchen und dies nachweisen“ (§33 II EEG). Auch bei dem aktuellen, vom Kabinett bestätigten Änderungsantrag (2/2011) ist eine Förderung des Eigenverbrauchs vorgesehen. Die im EEG festgelegte Eigenverbrauchsregelung ist zunächst begrenzt auf Anlagen, die vor dem 31.12.2011 errichtet werden. Im Gegensatz zu KWK-Anlagen übersteigen der PV-Zubau und das Kostensenkungspotential der Produktion die Erwartungen regelmäßig. Dies führt immer wieder zu außerplanmäßigen Anpassungen der Vergütungssätze und der Förderrahmenbedingungen von PV-Anlagen. Grundlage der Rechnungen in der vorliegenden Arbeit in Abschnitt 6.2.1 ist die Vergütungssituation im dritten und vier-

ten Quartal 2010. Die Ergebnisdiskussion und Bewertung in Abschnitt 6.2.3 gibt einen Ausblick auf die Auswirkungen mit einer entsprechend angepassten Vergütung und einen Ausblick auf die Zeit ohne Einspeisevergütung. Abbildung 2.5 vergleicht Eigenverbrauch und Netzeinspeisung auf Basis der im Gesetz festgeschriebenen Vergütungen. Bei einem mittleren Strompreis von $21,5 \frac{ct}{kWh}$ ist durch den lokalen Verbrauch der erzeugten PV-Energie ein finanzieller Vorteil von $5,12 \frac{ct}{kWh}$ gegenüber der Netzeinspeisung möglich.

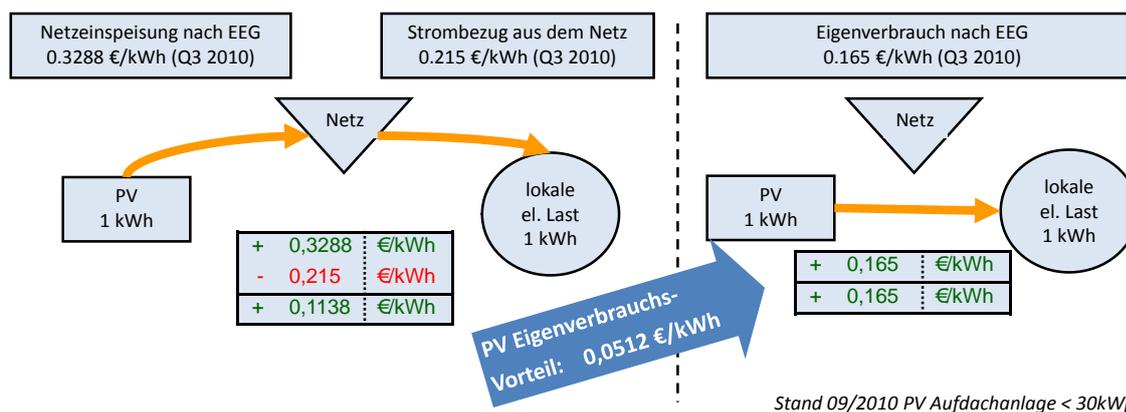


Abbildung 2.5: Vergleich der Netzeinspeise- und Eigenverbrauchsvergütung von PV-Anlagen im dritten Quartal 2010.

2.4.2 Eigenverbrauchsregelungen im KWKG

Auch das KWKG wurde zum 1. Januar 2009 novelliert. §4 IIIa i. V. m. 7 KWKG verschafft den Betreibern von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlage) mit dem Eigenverbrauch des erzeugten Stroms einen deutlichen Mehrwert gegenüber einer Volleinspeisung in das öffentliche Stromnetz. Nach KWKG wird eine in KWK-Anlagen produzierte Kilowattstunde üblicherweise mit der Summe folgender drei Komponenten vergütet:

- Der durchschnittliche Preis für Grundlaststrom an der Strombörse EEX in Leipzig im jeweils vorangegangenen Quartal
- ein Zuschlag der sich nach der Anlagenleistung richtet
- die von der Region abhängige vermiedene Netznutzungsgebühr

Im exemplarisch betrachteten Fall in Abschnitt 6.2.1 summiert sich die Vergütung für das zweite Quartal 2010 auf $4,1 \frac{ct}{kWh}$ (durchschnittlicher EEX-Baseload im ersten Quartal 2010) + $5,11 \frac{ct}{kWh}$ (KWKG-Zuschlag) + ca. $0,8 \frac{ct}{kWh}$ vermiedene Netznutzungsgebühr im Bereich Freiburg, also in der Summe $10,01 \frac{ct}{kWh}$. Dem gegenüber steht bei Eigenverbrauch eine Vergütung in Form des KWKG-Zuschlags von $5,11 \frac{ct}{kWh}$. Durch den daraus

vermiedenen Strombezug zu einem Preis von $21,5 \frac{ct}{kWh}$ entsteht somit ein finanzieller Vorteil von ca. $16,6 \frac{ct}{kWh}$ im Vergleich zur Einspeisung ins öffentliche Stromnetz (siehe auch Abbildung 2.6).

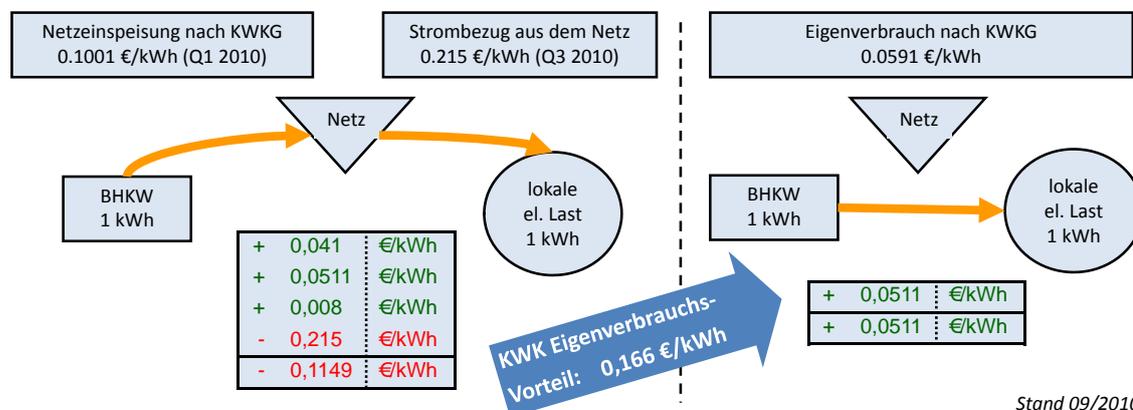


Abbildung 2.6: Vergleich der Netzeinspeise- und Eigenverbrauchsvergütung von KWK Anlagen im dritten Quartal 2010.

2.4.3 Kritische Aspekte der Eigenverbrauchsregelung und Entwicklung der PV-Vergütung

In einer offiziellen Stellungnahme des BMU zur Eigenverbrauchsregelung heißt es: “Die Eigenverbrauchsregelung wird wichtige technische Innovationen, zum Beispiel im Bereich der Batterietechnik, auslösen. In der Folge wird der Strombezug aus dem Netz reduziert und dieses entlastet. Das wiederum beschleunigt die Integration der erneuerbaren Energien in das Stromnetz“ [BMU10a]. Ein weiterer positiver Effekt der Eigenverbrauchsregelung ist, dass mit der Regelung lokalen Verbrauchern die Verbindung von Energieerzeugung und Verbrauch nahegebracht wird. Somit wird ergänzend zu “Smart Metering“ und der Einführung von variablen Tarifen ein Anreiz zum lokalen Energiemanagement geschaffen. Neben den positiven Effekten muss die Eigenstromvergütung jedoch kritisch hinterfragt werden. Folgende Punkte sind zu betrachten:

- Fehlende Staatseinnahmen: Kunden mit einem hohen Anteil an Direktverbrauch nehmen nicht an den solidarischen Abgaben im Strompreis teil (wie Netznutzung, MwSt., Öko-/Stromsteuer, Konzessionsabgabe, KWK- und EEG- Umlage).
- Hoher Eigenverbrauch verschlechtert die Prognosemöglichkeit zu Einspeisung und Verbrauch im Netz.
- Eine Förderung des Eigenverbrauchs von PV-Anlagen führt dazu, dass dem Markt exakt zur Zeit des höchsten Verbrauches in Deutschland mögliche Erzeugungskapazität

zitäten vorenthalten werden und ein stärkerer Einsatz teurer Spitzenlastkraftwerke notwendig wird. Letzteres führt dazu, dass der diskutierte Merit-Order-Effekt abgeschwächt wird, was tendenziell zu steigenden Strompreisen für alle Strommarktkunden führt (jenseits der EEG-Umlage).

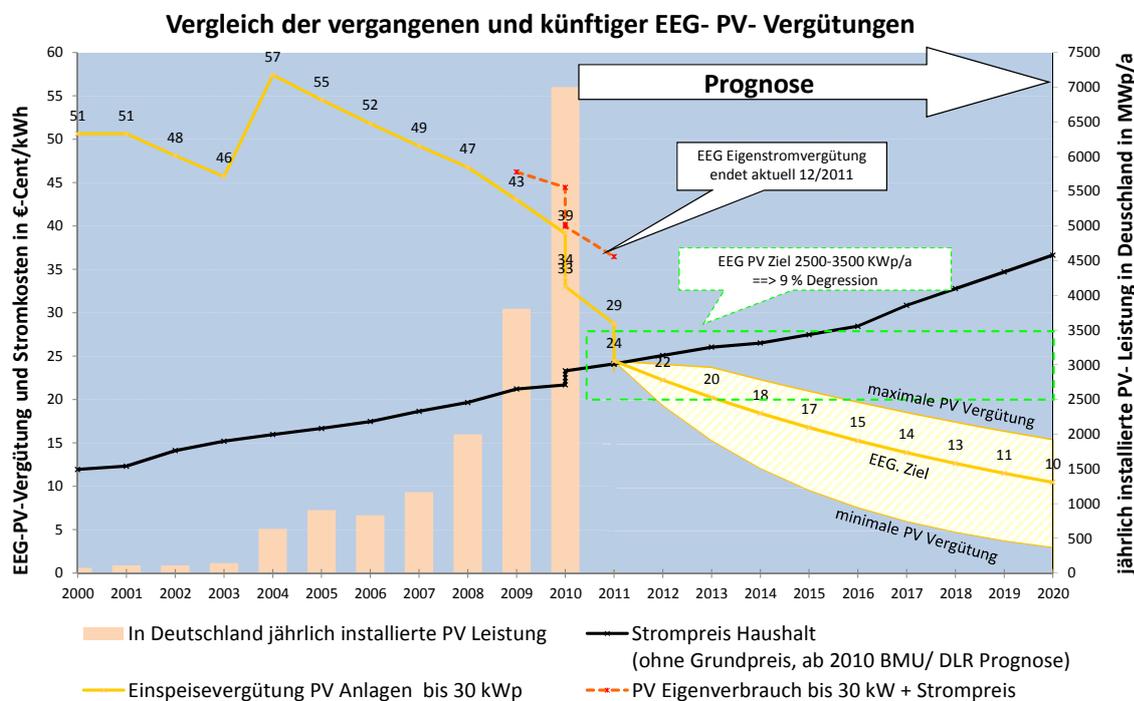


Abbildung 2.7: Visualisierung vergangener, aktueller und prognostizierter Haushaltsstromkosten (schwarze Linie) und der Einspeisevergütung für Solaranlagen (>30 kWp) (gelbe Linie). Für künftige Vergütungen sind die maximale und minimale PV-Degression bekannt (gelbe Fläche), die tatsächliche Vergütung hängt jedoch von der im Jahr zuvor installierten Leistung (orange Balken) und dem im EEG definierten Zielkorridor (grüner Kasten) ab (Stand 6/2011).

Lokales Energiemanagement ist jedoch nicht nur wegen der aktuell im Gesetz verankerten Eigenverbrauchsregelungen interessant. So ist nach Ablauf der festgeschriebenen Einspeisevergütung (20 Jahre im EEG, 10 Jahre im KWKG) eine am lokalen Verbrauch abgestimmte Erzeugung der KWK-Anlagen häufig die wirtschaftlichste Option zur Betriebsführung. Nach Ablauf der Einspeisevergütung müssen die Betreiber der PV-Anlagen sich neue Konzepte zur Nutzung und Vermarktung der erzeugten solaren Energie überlegen. Auch in diesem Fall ist vermutlich die erste Option die Deckung des lokalen Verbrauchs. Die aktuellen und künftigen Anlagenkosten- und Einspeisetarifdegressionen bei PV-Systemen bieten zeitnah auch ohne die Eigenverbrauchsvergütung attraktive Möglichkeiten zum lokalen Energiemanagement. In der Vergangenheit hat sich die Kostendegression bei PV-Systemen vergleichbar mit den Vergütungsdegressionen entwickelt. Schafft die PV-Industrie dies auch zukünftig, ist abzusehen, dass bei zeitgleicher Erzeugung lokal der Haushaltsstrom teurer ist wie der Strom aus der PV-Anlage. Man spricht dann von “grid parity“.

Abbildung 2.7 zeigt, dass zwischen 2011 und 2013 die gesetzlich festgeschriebene Solarvergütung unter den Haushaltsstromkosten liegt und damit auch ohne Eigenverbrauchsregelung ein lokales Energiemanagement sinnvoll werden kann. Im Jahr 2015 beträgt die Differenz zwischen Strombezug und PV-Eigenerzeugung zwischen $6,5 \frac{ct}{kWh}$ und $18 \frac{ct}{kWh}$. Künftige variable Strompreise werden diesen Effekt tendenziell verstärken, da die Netzlast durch die zeitlich eher starren Verbrauchergruppen Industrie/Gewerbe und Verkehr mit tagsüber erhöhtem Verbrauch geprägt ist. Abhängig von Batterietechnologie und Installationsaufwand wird der Einsatz von stationären Batterien oder die Einbindung mobiler Speicher zur Pufferung der lokal erzeugten Energie für Haushaltsstromkunden immer attraktiver.

2.5 Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität

Bei der Gestaltung der Einführungsphase und den Zielen und Rahmenbedingungen eines möglichen zukünftigen Massenmarktes für Elektrofahrzeuge gibt es verschiedenste Vorstellungen. Die Bundesregierung hat Ihre Ziele im August 2009 im Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität (NEE) zusammengefasst. Ziel des Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität ist es, die Forschung und Entwicklung, die Marktvorbereitung und die Markteinführung von batterieelektrisch betriebenen Fahrzeugen in Deutschland voranzubringen [BRD09].

Politisch	Wirtschaftlich	Ökologisch/ Technisch
<ul style="list-style-type: none"> • Offene internationale Standards • Verbraucherschutz • Städtebauliche Einbindung 	<ul style="list-style-type: none"> • Wettbewerb • Geringe Transaktionskosten • Neue Mobilitätskonzepte 	<ul style="list-style-type: none"> • Versorgung aus EE • Netzintegration • Effiziente Netzanbindung

Abbildung 2.8: Kategorisierte Anforderungen des Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität (NEE) für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen.

Deutschland soll zum Leitmarkt der Elektromobilität werden und die Führungsrolle von Wissenschaft sowie der Automobil- und Zulieferindustrie behaupten. Die weiteren im Nationalen Entwicklungsplan definierten Ziele, Technologieentwicklungspfade und Forschungsfelder sollen als Rahmen der weiteren “aktiven“ politischen Gestaltung dienen. Abbildung 2.8 untergliedert die Ziele des Entwicklungsplans Elektromobilität in drei Hauptfelder.

Tabelle 2.1: Aus dem Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität abgeleitete Anforderungen an Ladestellen für Elektrofahrzeuge.

Anforderungen des Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität	Anforderungen Ladestelle	Grund
Intelligente Netzintegration	Kommunikationsschnittstelle Netz EV	Zur Weitergabe notwendiger Informationen
	Bidirektionaler Netzanschluss	Für Rückspeisung
	Steuerbarkeit Ladevorgang	Reaktion auf Netzzustände
Versorgung aus Erneuerbaren Energien	Veränderbares Lastprofil Ladestelle	Anpassung an Erzeugung, Lastprofil
Einbindung in bestehende energiewirtschaftliche Prozesse	Zuordnung entnommene Energie zu Bilanzkreis	Bilanzieller Ausgleich von Einspeisung und Entnahme der Energie je Bilanzkreis
	Messwertübermittlung an VNB	VNB zuständig für Messwertweitergabe
	Zuordnung Netznutzungsentgelte	Zur Verrechnung mit dem jeweiligem VNB
	Zuordnung Anschlussnehmer, Lieferant, MSB je LS Lastprofil je LS	Bisheriges System der ortsfesten Verbraucher je Netzanschluss Zur Planung des Energiebedarfs
Diskriminierungsfreier Zugang zur Ladestelle	Unbeschränkter Nutzerkreis	z. B. Nutzung ohne vorherige Registrierung
	Kompatible Ladetechnik (Stecker, Ströme, etc.)	Interoperabilität, Sicherheit
	Freie Wahl Stromanbieter	Wettbewerb unter Stromanbietern
	Fahrzeugbezogene Zählung Fahrzeugbezogene Abrechnung	Messwertermittlung je EV für Abrechnung über EV-Stromanbieter Verursachungsgerechte Abrechnung
Minimierung Transaktions-/ Investitionskosten	Elektronische Messwertübermittlung	Automatisiertes Auslesen der digitalen Zähler
	Vermeidung Netzausbau	Bessere, gesteuerte Auslastung vorhandener Komponenten
	Automatisierte Abrechnung	Durch geeignete Abrechnungssysteme
	Technisch einfacher Aufbau Standardisierte Mechanismen zur Abwicklung der Stromeinspeisung	Einfacher Aufbau der LS, EV etc. Strombereitstellung aufgrund vorhandener Abläufe (Lastprofil, etc.)
	Offen für zukünftige Entwicklungen	Zukünftige Techniken, Geschäftsprozesse, Produkte können in Konzept integriert werden
Benutzerfreundlichkeit	Benutzerwünsche (individuell)	Berücksichtigung individueller Ladebedürfnisse
	Datenschutz, Sicherheit	Schützen der Privatsphäre, minimale Anzahl personenbezogener Daten
	Handhabbarkeit	Einfache Handhabbarkeit Ladevorgang
	Verbreitung Infrastruktur LS	Konzept erlaubt schnellen flächendeckenden Ausbau der LS
	Einheitliche Infrastruktur Offene Infrastruktur	ähnliche Infrastruktur für öffentliches und privates Laden Das Laden ist für verschiedene Nutzergruppen möglich (Privat, Lieferverkehr, etc.)

Die im Rahmen dieser Arbeit untersuchte Ladeinfrastruktur für die Einbindung der Elektrofahrzeuge in das Stromnetz wird auf Basis der aus dem Nationalen Entwicklungsplan abgeleiteten Vergleichskriterien untersucht. In Tabelle 2.1 sind die Forderungen des Entwicklungsplans an der Schnittstelle zwischen Netz und Elektrofahrzeug zusammengefasst.

2.6 Schnittstelle Fahrzeug Stromnetz

Zur Ausgestaltung der Schnittstelle zwischen Elektrofahrzeug und Stromnetz gibt es viele verschiedene Optionen. Neben Unterscheidungen bei der Energieübertragung sind dies u.a. die Art des Zugangs und die Zugangskontrolle, die Lokalität und der Betreiber, die Komponenten (Stecker, Kabel usw.), das Mess- und Abrechnungskonzept sowie die Anbindung und Kommunikation zwischen Fahrzeug und Energieversorgung. In Kapitel 3 wird ausführlicher auf die unterschiedlichen Mess- und Abrechnungskonzepte eingegangen. Ziel des folgenden Abschnitts ist es, einen Überblick über die wesentlichen Optionen bei der Ausgestaltung der Ladepunkte, die aktuell diskutierten Standards sowie die Kommunikationsoptionen zu geben und ggf. auf weiterführende Literatur zu verweisen.

2.7 Ladeoptionen für Elektrofahrzeuge

Die einfachste und bei den bestehenden Elektrofahrzeugen am häufigsten verwendete Möglichkeit ist die Ladung an handelsüblichen Steckdosen. Je nach Anbindung, Absicherung und Kabelquerschnitt wird die Ladung der Fahrzeuge mit einem dreiphasigen Drehstromanschluss oder einphasig am Stromnetz realisiert. Übliche Ladeleistungen bei einer 16 A Absicherung sind 3,7 kW bei der einphasigen Anbindung mit z.B. dem typischen Schuko (Schutzkontakt) Stecker und rund 11 kW bei einem Drehstromanschluss. Eine mögliche Zugangskontrolle sowie mögliche Abrechnungen werden individuell geregelt. In Skandinavien gibt es öffentliche Steckdosen bereits nahezu flächendeckend, da man dort mit ihrer Hilfe im Winter die Benzinmotoren warm hält. Alleine Schweden hat bereits 500.000 öffentliche Steckdosen [siehe auch Eng10b]. Das momentan in Europa am weitesten verbreitete System mit Zugangskontrolle ist das "Park und Charge" Netzwerk. Mit einem Universalschlüssel für alle Ladeboxen und dem Erwerb einer Jahresvignette kann an den abschließbaren Ladeboxen ein- und dreiphasig ein Elektrofahrzeug geladen werden. Die Energieversorgung erfolgt über den Energieversorger des Betreibers der Ladebox und ist abhängig von der vor Ort installierten Infrastruktur. Bei der Ausstattung mit einer dreiphasigen Steckdose mit 32 A kann mit Ladeleistungen bis zu 22 kW nachgeladen werden [Par10]. Eine automatisierte, verbrauchspezifische, individuelle Abrechnung und eine Einflussnahme auf das Ladeverhalten ist bei den etablierten Konzepten nicht vorgesehen. Visionäre Anbindungskonzepte mit bidirektionaler Energieübertragung sind aufgrund der nicht berührungssicheren Stecker hier ebenfalls nicht vorgesehen. Unter dem Begriff Ladestellen versteht man Ladestationen, die speziell für den Zweck der Ladung von Elektrofahrzeugen errichtet werden. Der Aufbau von Ladestellen

ist sowohl im privaten als auch im öffentlichen Bereich vorstellbar. In der Vision erfolgt die Ladefreigabe dieser Ladestellen automatisch und nach einem bundes- oder europaweit einheitlichen Verfahren. Einheitliche Standards bei den Komponenten (z.B. Stecker), der Sicherheitsfunktionen, der Energieübertragung und der Kommunikation, ein Lademanagement zur Lastverlagerung und ein Bandbreitenmanagement sind anzustreben. Mögliche Umsetzungskonzepte dazu werden in Kapitel 3 diskutiert.

Anders als bei den vorher beschriebenen Möglichkeiten liegt bei Stromtankstellen⁴ und Batteriewechselstationen, u.a. aufgrund der höheren Infrastrukturkosten, der Fokus auf der schnellen Ladung der Fahrzeuge. Diese Konzepte können mit heutigen Tankstellen für Benzin verglichen werden. Sie bieten aufgrund der kurzen Parkdauer nur begrenzte Möglichkeiten zu einem Lademanagement und zur Nutzung von Synergien zwischen Energieversorgung und Elektrofahrzeug. Häufig sind Stromtankstellen als DC-Ladestationen ausgeführt [siehe u.a. CHA10; BMU08; WLWD08]. Dabei erfolgt in den Ladestationen angepasst an die Anforderungen der Fahrzeuge eine Gleichrichtung des Netzstroms. An Batteriewechselstationen kann durch eine Standardisierung von Form und Einbauort der Batterie im Elektrofahrzeug ein automatisierter Austausch der Batterien vorgenommen werden [siehe u.a. Bet09]. In Batteriewechselstationen kann das Aufladen der Batterie vom eigentlichen Tankvorgang zeitlich und räumlich entkoppelt werden. Abhängig von der Batterievorhaltung an den Tauschstationen können bei diesem Konzept ein Lademanagement und Synergien mit der erneuerbaren Energieerzeugung erfolgen. Da sich diese Konzepte wesentlich von den übrigen Netzanbindungskonzepten für Elektrofahrzeuge unterscheidet und eine Umsetzung in Deutschland derzeit eher kritisch gesehen wird, wird in dieser Arbeit nicht näher auf Batteriewechselkonzepte eingegangen. Ebenfalls im Rahmen der Untersuchungen der Arbeit nicht beachtet werden Stromschienen und induktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge [siehe dazu u.a. MB10; KRH10].

2.8 Ladeorte für Elektrofahrzeuge

Durch den Aufstellort einer Ladestelle kann diese für Nutzer entweder eingeschränkt oder uneingeschränkt zugänglich sein. Abbildung 2.9 kategorisiert mögliche Ladestellen nach Zugänglichkeit (Größe, Nutzerkreis) und Ladeart (insbesondere Ladeleistung). Wenn das Laden nur vorher registrierten Nutzern erlaubt wird und der Besitzer der Ladestelle frei über den Zugang entscheiden kann, so herrscht ein eingeschränkter Zugang. Typischerweise sind Steckdosen in der privaten Hausgarage nur für das Elektrofahrzeug des Besitzers zugänglich.

⁴Ladestellen mit großen Anschlussleistungen (> 32 kW)



Abbildung 2.9: Einordnung potentieller Ladestationskonzepte an verschiedenen Ladeorten anhand der Ladeleistung und Nutzeranzahl.

Neben den Ladestellen im Privaten wird es Ladestellen geben, die sich auf privatem oder gepachtetem Gelände befinden, aber für alle Elektrofahrzeuge potentiell zugänglich sind. Ladestellen auf Supermarktparkplätzen oder in Parkhäusern sind Beispiele hierfür. Die Grundstücksbesitzer selbst können die Nutzungsbestimmungen der Ladestellen auf ihrem Gelände definieren. Dadurch steht es dem Besitzer offen, z.B. ausschließlich für Elektrofahrzeuge nutzbare Stellplätze auszuweisen oder nur bestimmte Stromlieferanten anzubieten.

Ladestellen des öffentlichen Raums befinden sich dagegen auf frei zugänglichem Gelände, das in den Zuständigkeitsbereich der öffentlichen Verwaltung fällt. Daher muss zunächst eine Baugenehmigung eingeholt werden. Es gelten im Gegensatz zu den vorherigen Definitionen strenge Auflagen für den Aufbau und Betrieb der Ladestelle. Bisher gibt es dafür allerdings noch kein ganzheitliches Konzept, da verschiedene Probleme nicht gelöst sind oder regionale Einzelregelungen gelten. Nach der aktuellen Straßenverkehrsordnung (StVO) ist es z. B. nicht möglich, spezielle Ladeparkplätze für Elektrofahrzeuge im öffentlichen Raum auszuweisen. Hier bedarf es entweder der Wahl geeigneter Kon-

zepte oder einer Anpassung der StVO. Bisher umgesetzte Ladestationen stoßen aber auch bei Stadtplanern und Bürgern auf Widerstand. So wird z.B. bei Ladestationen im Elektromobilitätsprojekt in Stuttgart kritisiert, dass der Betreiber diese auch für Werbezwecke verwendet. Logos auf den Ladesäulen und blinkende LED-Anzeigen fügen sich schlecht in das Stadtbild ein. Sind aber tausende Ladestellen im öffentlichen Raum aufgebaut, so muss berücksichtigt werden, was dies für das Stadtbild und den Verkehrs- sowie Personenfluss bedeutet. Daher ist zu erwarten, dass es strenge Auflagen für den Ladestellenbau im öffentlichen Raum geben wird [siehe auch Ebe10; LEB⁺10; FLL10].

Bei einer hohen Anzahl an Elektrofahrzeugen ist es im Interesse Aller, möglichst viele Ladestellen zu installieren, die über einen uneingeschränkten Zugang verfügen. Daher wird vor allem im öffentlichen Raum ein diskriminierungsfreier, uneingeschränkter Zugang gefordert, unabhängig von Fahrzeugtyp oder Stromanbieter [siehe Eng10b].

2.9 Normen und Industriestandards im Bereich Elektromobilität

Für global agierende Unternehmen im Bereich Elektromobilität hat eine möglichst einheitliche Steckverbindung zwischen Elektrofahrzeug und Ladestellen derzeit hohe Priorität. Die Benutzer sind es vom Verbrennungsmotor gewohnt, dass die Betankung eines beliebigen Fahrzeugs an jeder Ladestelle weltweit auf gleiche Weise geschieht. Bei den bereits auf dem Markt befindlichen Elektrofahrzeugen oder Plug-in-Hybridfahrzeugen sind bisher hingegen sehr unterschiedliche Steckersysteme zu finden. Langfristig sind weitere zusätzliche Normen notwendig, die die Systemschnittstellen zum Elektrofahrzeug definieren. Bei der Realisierung künftiger anreizbasierter und rückspeisefähiger Ladesysteme, welches ein Untersuchungsschwerpunkt der vorliegenden Arbeit ist, sind folgende Schnittstellen notwendig:

1. Hardware und Sicherheit:
 - Steckerform
 - Erkennung und Zuordnung von Ladepunkt und Fahrzeug
 - Schutzleiterüberwachung, Isolationsüberwachung des Hochspannungsteils
 - Fehlererkennung und Fehlerbehandlung
2. Kommunikation und funktionelle Abläufe:
 - Identifizierung und Autorisierung des Nutzers
 - Verriegelung, Freigabe und Beendigung des Ladevorgangs

- Abrechnung der gelieferten Energiemenge
 - Austausch von möglichen Betriebsmodi und Einigung auf einen solchen
3. Ladepunkt und Fahrzeug
- Kommunikation von Lademodus, spezifischen Informationen wie Tarifen, Fahrerwünsche und Einstellungen
 - Kommunikation für direkte harte Steuerung, bei der das Ladesystem externer Leistungsvorgaben folgt (DSM)
 - Kommunikation von Fehlern

Heute steht bereits ein breites Angebot von Elektrofahrzeugen und Ladekonzepten mit unterschiedlichen Kommunikationsstrukturen zwischen Elektroautos, Ladestationen, Kontroll- und Abrechnungszentren sowie Anschlussvarianten zur Verfügung. [siehe u.a. Plo10] Das Ziel muss sein, eine Standardisierung der Hard- und Softwareschnittstellen zu erreichen, um einen entsprechenden Investitionsschutz zu schaffen. Derzeit stehen eine Vielzahl von Normen, Normentwürfen und Vorschlägen industrieller Konsortien, teils auch mit gegensätzlichem Inhalt, zur Diskussion [siehe Ben10; Tei10]. Im DKE Beitrag [Tei10] sind die aktuellen Vorschläge übersichtlich zusammengefasst.

Netzintegrationskonzept

So groß die Chancen auf dem Markt der Energieversorgung von Elektrofahrzeugen sind, so groß ist die Unsicherheit über die Entwicklungsrichtung der zukünftigen Technik und deren Verbreitung. Beim Aufbau einer Ladeinfrastruktur werden aktuell Konzepte entwickelt, die entweder auf bereits vorhandene Techniken und Konzepte zurückgreifen oder völlig neue Wege aufzeigen. In diesem Kapitel werden verschiedene Anbindungs- und Ladekonzepte zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen beschrieben und anhand der Anforderungen aus dem Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität verglichen. Die Ziele und Anforderungen bei Umsetzung und Aufbau des im Rahmen der Arbeit gewählten Ansatzes werden in Abschnitt 5.3 beschrieben.

3.1 Vergleich ausgewählter Ladeinfrastrukturkonzepte

Ein wichtiger Vorteil von Elektrofahrzeugen ist, dass die vorhandene, gut ausgebaute elektrische Energieversorgungsinfrastruktur genutzt werden kann. Im öffentlichen Bereich fehlen aber noch entsprechende Ladestellen. An den vorhandenen größtenteils privaten Netzzugängen ist eine separate Abrechnung der für Mobilitätszwecke genutzten Energie bei vorhandener Zählerstruktur nicht möglich. Die Abrechnung jedes Ladevorgangs sollte kostengünstig, benutzerfreundlich und möglichst automatisiert im Hintergrund ablaufen. Dies gilt für eine Ladeinfrastruktur im öffentlichen Bereich, im halböffentlichen Bereich bei Betriebsparkplätzen und Parkhäusern und beim gemeinsamen Nutzen einer privaten Ladestelle. Die dafür erforderliche Kommunikationsstruktur zwischen den beteiligten Akteuren sollte auch auf künftige Anforderungen bei einer hohen Durchdringung

von Elektrofahrzeugen ausgelegt sein. Um Engpässe von Netzkomponenten zu verhindern und die Verknüpfung zur Versorgung aus erneuerbaren Energien sicherzustellen, ist eine Steuerung des Ladevorgangs wichtig.

Bei den aktuellen öffentlichen Lade- und Abrechnungskonzepten [siehe u.a. VDE10c; DC08; FFG11] existiert meist nur eine pauschale Abrechnung bei dem jeweiligen Ladestationsbetreiber. Für die Einführungsphase der Elektromobilität ist der bisherige Ansatz ein gängiger Weg; für einen möglichen künftigen Massenmarkt sollten jedoch frühzeitig entsprechende Lade- und Abrechnungskonzepte eingeführt werden. Grundsätzlich lassen sich die diskutierten Varianten anhand ihrer Kommunikationsanbindung zwischen Fahrzeug und Abrechnungssystem unterscheiden. Abbildung 3.1 skizziert die beiden unterschiedlichen Anbindungsvarianten zwischen Elektrofahrzeug und Abrechnungssystem. Entweder wird die vom Fahrzeug entnommene Energiemenge in der Ladestation gemessen und indirekt über den stationären Zähler und dessen Kommunikationsanbindung an das Abrechnungssystem übertragen, oder der abrechnungsrelevante Zähler befindet sich im Fahrzeug und kommuniziert direkt z.B. über Mobilfunk mit dem Abrechnungssystem. Verschiedene Variationen bei der Ausgestaltung der direkten und indirekten Anbindungsvarianten sind vorstellbar [siehe auch VDE10c].

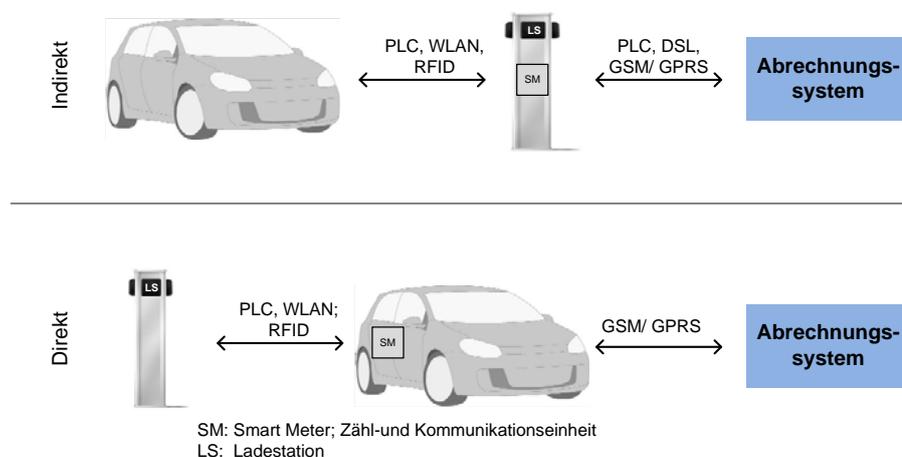


Abbildung 3.1: Darstellung zweier unterschiedlicher Anbindungsvarianten zwischen Elektrofahrzeug und Abrechnungssystem. Die obere Abbildung zeigt die Variante mit indirekter Anbindung. Hier sitzt der abrechnungsrelevante Stromzähler in der Ladestation, bei der unteren direkten Anbindung im Fahrzeug [Abbildung angelehnt an VDE10c].

In der Ausarbeitung der Arbeit wird auf folgende drei Lade- und Abrechnungskonzepte eingegangen:

- indirekte Anbindung des Lade- und Abrechnungssystems mit abrechnungsrelevantem Zähler in der öffentlichen Ladestation

- indirekte Anbindung des Lade- und Abrechnungssystems mit abrechnungsrelevantem Zähler in der öffentlichen Ladestation mit Clearingstelle¹
- direkte Anbindung des Lade- und Abrechnungssystems mit mobilem abrechnungsrelevantem Zähler im Elektrofahrzeug

Der Fokus der Analyse liegt nicht auf einer Betrachtung von Abrechnungsdetails sondern im Vergleich der wesentlichen Eigenschaften der untersuchten Anbindungskonzepte. Als objektive Vergleichskriterien dienen die Anforderungen aus dem in Kapitel 2.5 vorgestellten Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung.

3.1.1 Indirekte Anbindung von Elektrofahrzeugen an das Abrechnungssystem

Die derzeit in Deutschland präferierte Ladestationslösung basiert auf indirekter Kommunikation zwischen mobilem Verbraucher und Abrechnungssystem über eine Ladestation. Die Topologie kann ohne große Anpassungen mit den existierenden elektrizitätswirtschaftlichen Rahmenbedingungen (siehe auch Kapitel 2.3) abgebildet werden. Eine zusätzliche Clearingstelle kann helfen, das im Nationalen Entwicklungsplan für Elektromobilität geforderte Roaming² zwischen verschiedenen Ladestationsbetreibern zu ermöglichen. In den folgenden Abschnitten wird nun zuerst die Anbindung der Ladestation ohne und anschließend mit Clearingstelle erläutert und anhand der Vor- und Nachteile kurz bewertet.

Indirekte Anbindung der Fahrzeuge

Basis des in Abbildung 3.2 skizzierten Ladestellen- und Anbindungskonzepts für Elektrofahrzeuge ist eine Ladesäule, wie sie derzeit häufig realisiert wird [siehe DGV10; Lan10, uva.]. Der “Mobilitätsversorger“ ist in diesem Konzept sowohl Ladestationsbetreiber und Energieversorger der Fahrzeuge. Die Ladestationen sind meist im öffentlichem Raum auf

¹Eine Clearingstelle ist eine Abrechnungsstelle, die aufgrund einer Vereinbarung zwischen den Mitgliedern im Wege der Aufrechnung (Saldierung) den Ausgleich gegenseitiger Verbindlichkeiten und Forderungen vornimmt (Clearing) [Gab11]

²Roaming (engl. herumwandern, streunen, herumstreifen) stammt ursprünglich aus dem Bereich des GSM-Funknetzes. GSM-Roaming ist die Fähigkeit eines Mobilfunknetz-Teilnehmers, in einem anderen, fremden Netzwerk als seinem Heimnetzwerk selbsttätig Anrufe empfangen oder tätigen zu können [vgl. Wik10]. Im Bereich Elektromobilität wird dieser Begriff für das Laden an fremden Ladestationen mit eigenem Vertragspartner verwendet.

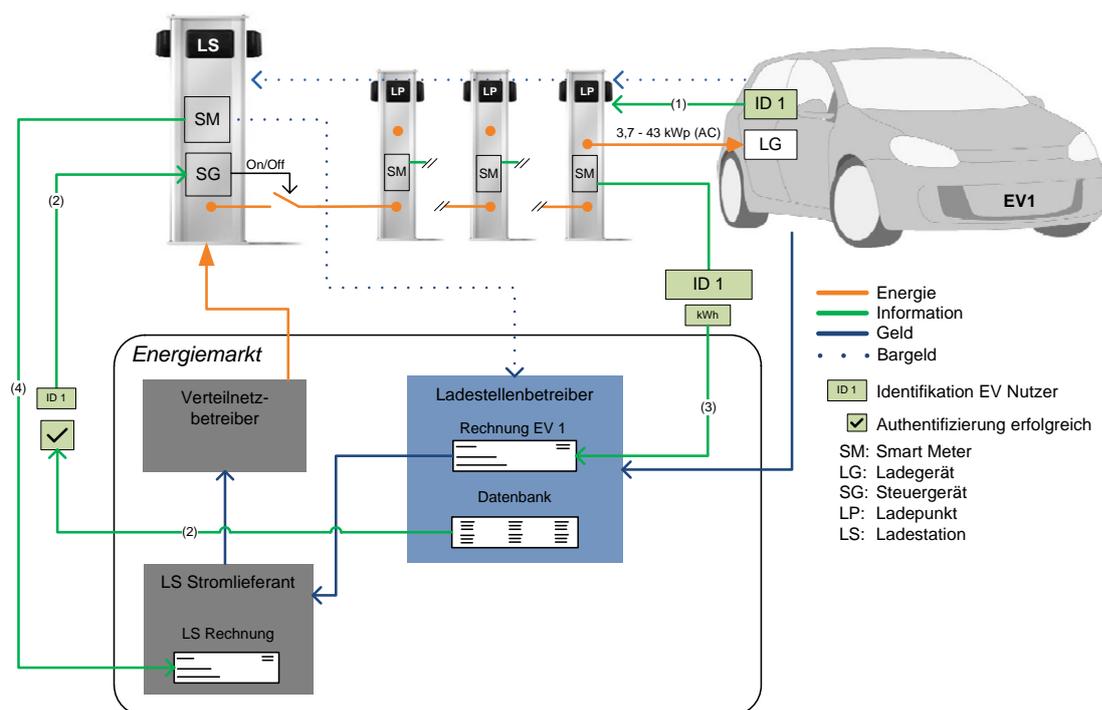


Abbildung 3.2: Visualisierung der Beziehungen der verschiedenen Teilnehmer bei einer indirekten Anbindung zwischen Elektrofahrzeugen und Abrechnungssystem über die Ladestation. Viele der aktuell installierten Ladesäulen basieren auf dem skizzierten Prinzip [siehe DGV10; FFG11, uva.].

privatem Gelände (z.B. beim ADAC) errichtet. Der Ablauf eines Ladevorgangs lässt sich wie folgt beschreiben:

Bevor an den öffentlichen Ladestellen Energie übertragen wird, muss sich der Nutzer des Elektrofahrzeugs an den Ladestationen identifizieren und eine Autorisierung erhalten (1). Nach Abgleich der Kundendaten und der Bewilligung des Ladestationsbetreibers wird die Ladestation freigeschaltet (2). Die Ladestation ist damit nur für registrierte Nutzer und für Nutzer, die vor Ort die Energie des Energieversorgers der Ladestation bezahlen, zugänglich. Im Zähler der Ladestation wird nutzerbezogen die benötigte Energie gemessen. Sobald der Ladevorgang beendet wird, übermittelt die Ladestation den Messwert (kWh) mit der zugehörigen Kundenkennung an das Abrechnungssystem des Ladestationsbetreibers (3). Bei fremden Nutzern werden entsprechend die Infrastrukturkosten auf den Ladevorgang umgelegt. Registrierte Nutzer bezahlen die Infrastruktur über verschiedene Vertragsmodelle mit dem Mobilitätsversorger. Die energiewirtschaftliche Abrechnung (4) der Ladestation findet zwischen Ladestationsbetreiber und dem entsprechenden Stromlieferanten der Ladestation statt.

Kurzbewertung

Der größte Vorteil des beschriebenen Ansatzes ist, dass sowohl die Anforderungen des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) als auch des Eichrechts erfüllt werden können. Diese relativ einfache Integration in die bestehenden energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen ist auch der Grund, warum die derzeit installierten Ladestationen im öffentlichen Raum fast alle auf dem beschriebenen Ansatz basieren. Ein entscheidender Nachteil dieses Ansatzes ist, dass kein Roaming zwischen Ladestationen verschiedener Betreiber möglich ist. Somit muss jeder Mobilitätsversorger seine eigene öffentliche Ladeinfrastruktur aufbauen und jeder Nutzer mit jedem Betreiber, bei dem er laden will, eine Vereinbarung treffen. Bei einer künftigen hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen würde dies eine kostenintensive Ladeinfrastruktur bedingen und die Marktabstottung weniger großer Ladestationsbetreiber unterstützen. Im Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität heißt es explizit dazu: "Insbesondere künftige öffentliche Ladestellen sollten für jeden Stromlieferanten und jedes Fahrzeugmodell diskriminierungsfrei nutzbar sein. Es wäre nicht wünschenswert, wenn jeder Anbieter eine separate Infrastruktur von Ladestationen für seine Kunden schaffen müsste. Die Strombelieferung von Elektrofahrzeugen muss ebenso im Wettbewerb erfolgen können, wie eine Strombelieferung der Haushalte." [BRD09, S.40]. Der Entwicklungsplan nimmt auch dazu Stellung, dass entsprechende Abrechnungssysteme hierfür noch entwickelt werden müssen.

Indirekte Anbindung des Fahrzeugs mit "Clearingstelle"

In Zukunft soll es - vergleichbar mit dem Abheben von Geld an Geldautomaten von fremden Kreditinstituten - möglich sein, gegen Gebühr jede Ladestelle nutzen zu können, während die Abrechnung über den eigenen Stromanbieter erfolgt. Über eine neue Instanz, die Clearingstelle, sind Informationen wie Kontodaten von EV-Nutzern mit zugehörigem Fahrstromlieferant sowie Daten von Ladestellenbetreibern zwischen den beteiligten Akteuren austauschbar. Dadurch erst kann die Abrechnung des Ladevorgangs erfolgen. Über die Clearingstelle kann eine Authentifizierung der Nutzer vom Ladestationsbetreiber abgefragt werden, um den Ladevorgang zu autorisieren. Nach Abschluss des Ladevorgangs überwacht die Clearingstelle die korrekte Abrechnung zwischen den am Ladevorgang beteiligten Akteuren. Neben der Clearingstelle wird die Marktrolle des Fahrstromlieferanten eingeführt. Jeder Elektrofahrzeugnutzer soll für sich einen Stromanbieter wählen können. Über diesen findet idealerweise die Abrechnung sämtlicher Ladevorgänge statt. Der Fahrstromlieferant kann mit Kunden spezielle Stromlieferverträge (Tarife, Ökostrom etc.) abschließen. Es soll unabhängig vom Fahrstromlieferant oder Fahrzeugtyp ein Zugang zu

verschiedenen Ladestellen möglich sein. Gerade für regionale Energieunternehmen, die über keine flächendeckende Infrastruktur verfügen werden, ist dies interessant. Dieses Konzept befindet sich in ähnlicher Form bereits in der Umsetzung [sma10].

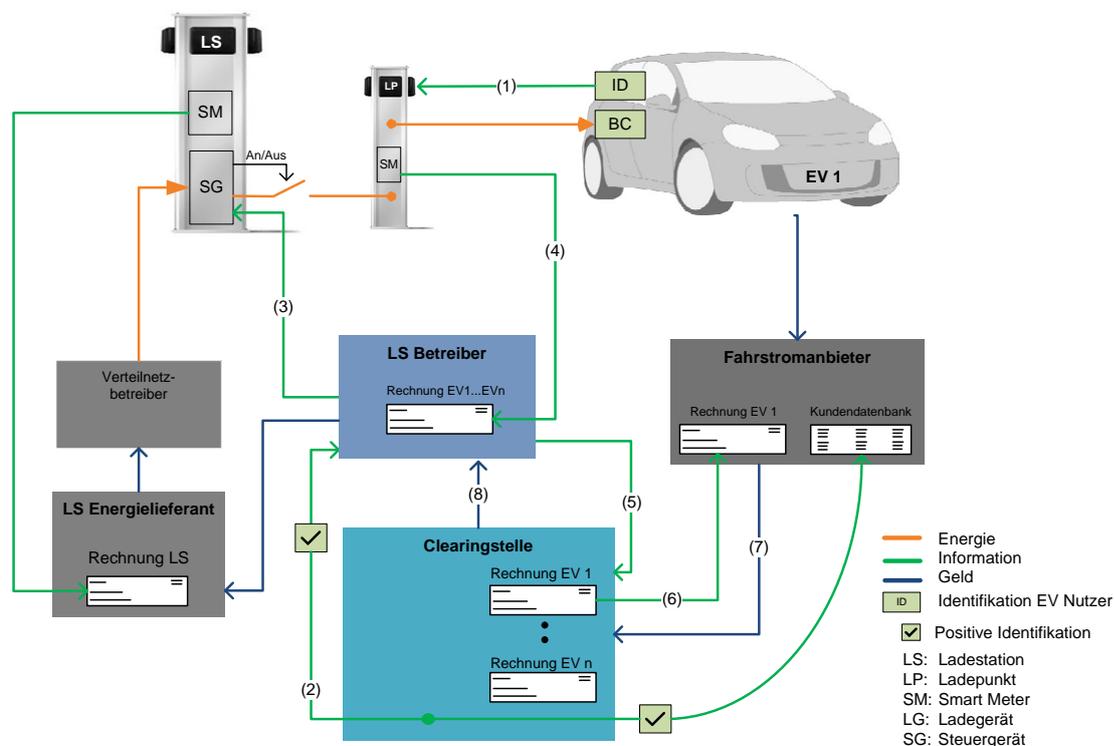


Abbildung 3.3: Darstellung der Beziehungen der verschiedenen Teilnehmer bei einer indirekten Anbindung zwischen Elektrofahrzeuge und Energieversorger über Ladestation und Clearingstelle.

In Abbildung 3.3 sind die einzelnen Beziehungen der am Ladevorgang beteiligten Akteure dargestellt. Vor dem Laden identifiziert sich das Fahrzeug bzw. der Fahrzeugnutzer an der Ladestelle (1). Nach der Autorisierung über die Clearingstelle (2) aktiviert der Ladestationsbetreiber die Ladestelle (3). Da manche Ladestationen verschiedene Ladepunkte besitzen, muss jeder Ladepunkt einzeln gemessen werden. Nach dem Ladeprozess überträgt die Ladestation die gemessenen Werte zum Ladestationsbetreiber (4). Nach Ablauf der Rechnungsperiode (z.B. stündlich oder täglich) werden die aggregierten Werte an die Clearingstelle übermittelt (5). In der Clearingstelle werden für jeden Nutzer Rechnungen zu allen Ladevorgängen an allen Ladestationen und in allen Bilanzräumen verwaltet und dem entsprechenden Fahrstromlieferanten übermittelt (6). Die Fahrstromlieferanten begleichen anschließend die offen stehenden Rechnungen ihrer Kunden (7&8). Die Clearingstelle kontrolliert und bürgt für den bilanziellen Ausgleich aller Teilnehmer (7&8). Zwischen Fahrstromlieferant und Kunden findet die Gesamtabrechnung der Ladevorgänge in entsprechend gestalteten Verträgen statt.

Elektrizitätswirtschaftliche Einbindung der indirekten Kommunikationsanbindung

Bei der Einbindung des Abrechnungssystems aus Abbildung 3.2 in die unter Abschnitt 2.3 beschriebenen Strukturen sind Ladestationen energiewirtschaftlich als Verkaufseinrichtungen von Energie zu betrachten. Der Betrieb solcher Stationen ist bisher nur unzureichend reguliert. Daher wird in bereits gestarteten Flottenversuchen die Einbindung des Ladestationsbetreibers in das energiewirtschaftliche System von der Abrechnung des Ladevorgangs zwischen Ladestationsbetreiber und Fahrzeugnutzer getrennt durchgeführt. Es ist festzustellen, dass sich das beschriebene Abrechnungssystem mit der indirekten Kommunikationsanbindung durch stationäre Zähl- und Kommunikationseinheiten entsprechend den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen aufbauen lässt. Dabei wird der Ladestationsbetreiber nach den in Abschnitt 2.3 beschriebenen Vertragsstrukturen eingebunden. Unabhängig davon findet der Abrechnungsprozess zwischen dem EV-Nutzer und dem Fahrstromlieferanten statt.

Kurzbewertung

Durch die Einführung einer Clearingstelle kann vermieden werden, dass an den jeweiligen Ladestationen nur Vereinbarungen zur Energielieferung mit dem entsprechenden Ladestationsversorger geschlossen werden können. Die im Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität für jeden Stromlieferanten und jedes Fahrzeugmodell geförderte diskriminierungsfreie Nutzung künftiger öffentlicher Ladestellen kann mit einer Clearingstelle erreicht werden. Wie auch bei dem zuvor geschilderten indirekten Konzept ohne Clearingstelle sind mögliche Lademanagementstrategien von der öffentlich installierten Infrastruktur abhängig und werden von dieser kontrolliert. Die energiewirtschaftlichen Netzintegrationskonzepte an öffentlichen Ladestationen unterscheiden sich stark von der Anbindung der Fahrzeuge im privaten Umfeld.

3.1.2 Direkte Anbindung der Elektrofahrzeuge (mobiles Metering)

Neben der zuvor beschriebenen indirekten Kommunikationsanbindung ist es möglich, das Abrechnungssystem basierend auf einer direkten Kommunikationsanbindung zum EV aufzubauen. Die notwendigen Informationen müssten dann von einer mobilen Zähl- und Kommunikationseinheit im Fahrzeug erfasst und weitergegeben werden. Die Vorteile der

Vision “mobilen Messens mit direkter Anbindung der Fahrzeuge an die Energieversorgung“ werden unter anderem in [Eng10b; BZHP11] beschrieben. Diese sind:

- Elektrofahrzeuge sind einfach an heimischen Steckdosen aufzuladen und werden voraussichtlich dort die größten Energiemengen umsetzen. Diese Strommengen werden derzeit offiziell nur vom Hausstromzähler erfasst. Erst durch den Fahrstromzähler können diese Strommengen gemessen und bilanziert werden. Die eindeutige fahrzeug- oder nutzerspezifische Zuordnung des Energieverbrauchs ermöglicht eine engere Verknüpfung zur erneuerbaren Energieproduktion. Eine gesonderte Erfassung des Fahrstroms vom stationären Stromverbrauch ist möglich (z.B. für eine Unterscheidung der Besteuerung).
- Das Grundprinzip der Anbindung und Abrechnung mobiler Verbraucher bei öffentlichen und privaten Ladestellen kann ähnlich aufgebaut werden.
- Lademanagementoptionen werden dezentral von Komponenten im Fahrzeug aus kontrolliert und gesteuert (z.B. durch variable Tarife)
- Der Fahrstromzähler bietet deutlich mehr Flexibilität bei der Infrastruktur. Exemplarisch sind folgende Punkte aufgeführt:
 - Im Fahrzeug sind kürzere Neuerungszyklen als bei der stationären öffentlichen Infrastruktur zu erwarten. Daher sollte das komplexere System sich im Fahrzeug befinden. Dies eröffnet auch neuen Vermarktungsoptionen einen einfacheren Marktzugang, da so ggf. nur die entsprechenden Technologien im Fahrzeug weiter entwickelt und akkreditiert werden müssen. Die öffentlich installierte einfache Ladeinfrastruktur kann weiter genutzt werden, und muss nicht flächendeckend angepasst werden.
 - Ein mobiler Fahrstromzähler ist grundsätzlich auch geeignet, induktive Ladekonzepte (lokal oder in der Straße verlegt) zu erfassen und abzurechnen.
 - In der Einführungsphase und auch bei einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen werden mehr Ladestellen als Elektrofahrzeuge benötigt. Der Verzicht auf ein komplexes Zähl- und Abrechnungssystem macht die öffentliche Infrastruktur billiger und langlebiger.
 - Privatwirtschaftliche Ladestellenbetreiber werden Ladestellen an attraktiven Standorten zu Gewinnmaximierungs- oder Kundenbindungszwecken aufstellen. Bei einer Verbreitung der Elektromobilität stellt sich aber die Frage, was mit weniger attraktiven Standorten (z. B. ländlichen Gebieten) geschieht, die zum Ausbau einer flächendeckenden Infrastruktur nötig sind. Bei Konzepten mit einer günstigeren öffentlichen Infrastruktur ist dies einfacher.
 - Vermeidung von Infrastrukturmonopolen. Stärkung des Wettbewerbs durch geringe Markteintrittsbarrieren für neue Teilnehmer/Dienstleistungen aufgrund der niedrigeren Infrastrukturkosten der Ladestellen.

In der existierenden Elektrizitätswirtschaft wird bis auf wenige Ausnahmefälle (siehe Abschnitt 2.2) der Verbrauch stationär erfasst. Die flächendeckende Einbindung mobiler Zähler und die dadurch erreichte direkte Anbindung der Elektrofahrzeuge bedingen weitreichende Änderungen und Ergänzungen an der bestehenden energiewirtschaftlichen Struktur und den aktuellen Rahmenbedingungen. Durch die direkte Anbindung kann an Ladestellen wechselnden Anschlussnutzern der Zugang zum Stromnetz ermöglicht werden. Die Idee dabei ist, sämtliche Ladevorgänge fahrzeugintern zu erfassen. Für die Abrechnung müssen die im Fahrzeug erhobenen Daten an den Fahrstromlieferanten kommuniziert werden. Der Ladestellenbetreiber muss keinen eigenen Ladestellen-Stromlieferanten mehr beauftragen.

Welche Auswirkungen dies auf energiewirtschaftliche Strukturen sowie Marktteilnehmer hat, soll im Folgenden näher analysiert werden. Zuerst wird aber entsprechend zu den stationären direkten Anbindungskonzepten in Abbildung 3.2 und 3.3 auch in Abbildung 3.4 die Authentifizierung und Abrechnung des Fahrzeugs beim Laden an einer öffentlichen Ladestation dargestellt. Sobald das Fahrzeug an die Ladestelle angeschlossen ist, wird die Ladepunktidentifikation und weitere Informationen wie Ladeleistung, etc. vom Fahrzeug ausgelesen und an den Fahrstromlieferanten übermittelt. Unterstützt dieser Ladungen an Ladestellen des Betreibers, so kommuniziert er eine Anfrage zur Freischaltung des Ladepunktes an den Ladestellenbetreiber. Da der Fahrstromlieferant für den finanziellen Ausgleich des Ladevorgangs bürgt, ist eine Übermittlung der Fahrzeug-/ Nutzeridentifikation an den Ladestellenbetreiber nicht nötig und impliziert dadurch eine systembedingten höheren Datenschutz. Der Fahrstromlieferant bedient das benötigte Energieprofil über die Ladestation des Fahrzeugs. Der Ladestationsbetreiber schaltet anschließend den Netzzugang bzw. die Ladestelle frei. Die Funktion des Ladestellenbetreibers könnte z.B. auch der entsprechende Verteilnetzbetreiber übernehmen. Die Abrechnung der jeweiligen Ladevorgänge findet basierend auf dem dann allgemein anerkannten und geeichten mobilen Zähler des Fahrzeuges statt und wird anhand der individuellen Vertragsbeziehung zwischen Fahrzeugnutzer und Fahrstromlieferant abgerechnet. Rückspeisung oder weitere V2G Dienstleistungen sind dabei denkbar, sofern diese Dienstleistung mit dem mobilen Zähler nachgewiesen werden kann und die Ladestelle die notwendige elektrische Sicherheit bietet. Die mobilen Messwerte werden am Ende einer Ladeperiode oder periodisch an den Fahrstromlieferanten übertragen. Falls der Ladestellenbetreiber auf den Stromverkauf besteht oder dieser günstiger ist (z.B. privater Parkplatz mit lokaler Energieerzeugung), besteht die Option je nach Vertragsgestaltung mit dem Fahrstromlieferanten zum Bezug des lokal angebotenen Stroms. Der mobile Zähler erfasst die geladene Strommenge zur individuellen Verrechnung und informiert gleichzeitig seinen Fahrstromlieferanten über die extern bezogene Energie.

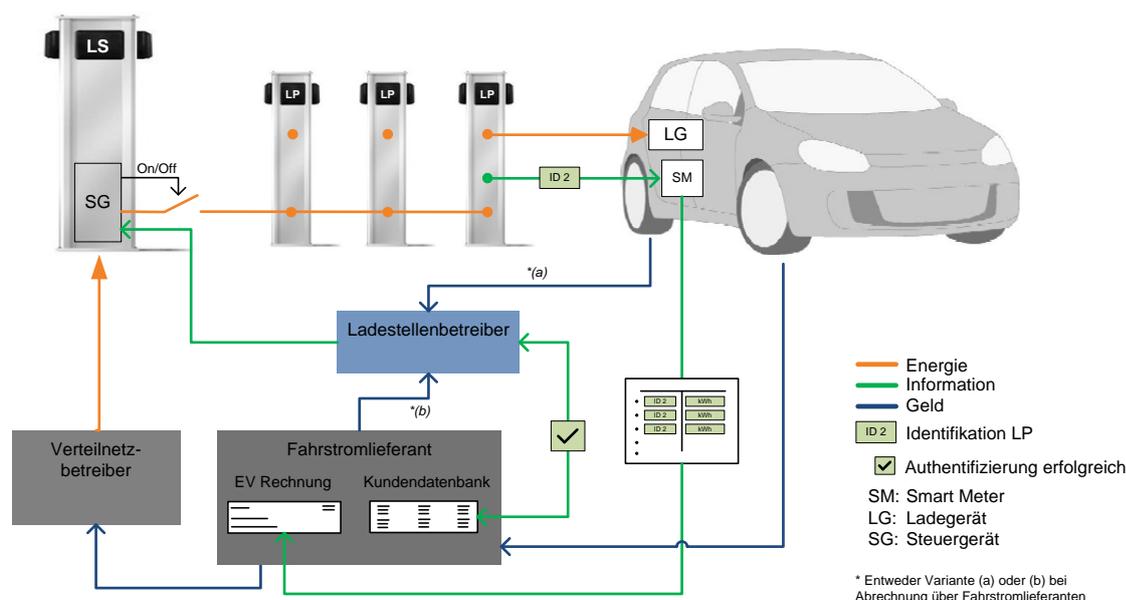


Abbildung 3.4: Beziehungen der verschiedenen Teilnehmer bei einer direkten Anbindung zwischen Elektrofahrzeugen und Energieversorgung. Der Abrechnungsrelevante Zähler ist bei diesem Konzept im Elektrofahrzeug.

Elektrizitätswirtschaftliche Einbindung der direkten Kommunikationsanbindung

In Abbildung 3.4 ist ein möglicher Weg zur Integration der direkten Kommunikation zwischen Fahrzeug und Energieversorgung mit mobilen Zählern aufgezeigt. Der Ladestationsbetreiber ist nicht länger Anschlussnutzer, der einen Weiterverkauf der Energie vornimmt. Er ist im energiewirtschaftlichen Kontext Anschlussnehmer und "vermietet" gegen eine Nutzungsgebühr seinen Anschluss. Der Anschlussnehmer (Ladestationsbetreiber) verfügt über keinen eigenen Stromliefervertrag. Zwischen Anschlussnehmer und Verteilnetzbetreiber existiert ein Netzanschlussvertrag, der den Zugang zum Verteilnetz regelt. Der Elektrofahrzeugbesitzer wird als weiterer Marktteilnehmer einbezogen, da es dem Fahrzeugnutzer ermöglicht werden soll, einen eigenen Fahrstromlieferanten unabhängig vom Fahrzeug zu wählen. Elektrofahrzeugnutzer können nun frei ihren Fahrstromlieferanten wählen und entsprechende Verträge, z.B. "all inclusive" für die Stromlieferung und Netznutzung, abschließen. Das bedingt, dass der Fahrstromlieferant Rahmenverträge mit jedem der rund 900 deutschen Verteilnetzbetreiber abschließen muss. Der Elektrofahrzeugbesitzer hat mit dem Messstellenbetreiber einen Messstellenvertrag zum Betrieb und zur Wartung der Messanlage (u.a. Zähler) im Fahrzeug. Dem Messdienstleister eines Elektrofahrzeugnutzers muss es möglich sein, Messdaten dieser Zählereinheit abzufragen und weiterzuverarbeiten. Ein ähnliches Prinzip besteht bei der Nutzung von Mobiltelefonen. Die SIM-Karte, die dem Vertragsnutzer (entspricht hier Elektrofahrzeugnutzer) zugeordnet wird, kann unabhängig vom Gerät (hier Elektrofahrzeug) gewechselt werden.

Zur Planung der Netzauslastung, zur Berechnung der Netznutzungsentgelte u.v.a. muss eine Kommunikation der Messdaten an den jeweiligen Verteilnetzbetreiber sichergestellt sein. Aktuell wird jedem stationären Verbraucher (Anschlussnutzer) ein Lastprofil zugeordnet, um dies betriebswirtschaftlich in Bilanzkreisen zu verbuchen und dem Stromlieferanten eine Grundlage für seinen Einkauf zu bieten. Mit der Installation eines Zählers im Fahrzeug kann jedem EV sein eigenes Lastprofil zugeordnet werden, dessen Belieferung durch den Fahrstromlieferanten erfolgt. Bilanzkreise bestehen bisher aber aus ortsgebundenen Entnahme- und Einspeisestellen und reinen Handelsbilanzkreisen. Es könnte ein zusätzlicher Bilanzkreis Elektromobilität je Regelzone gebildet werden, wobei die Entnahmestellen (die Elektrofahrzeuge) innerhalb der jeweiligen Regelzone mobil sind. In Abbildung 3.5 sind mögliche Vertragsbeziehungen zwischen den einzelnen Akteuren im Energiemarkt dargestellt. Aktuell sind Einspeisestellen, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert werden, in einem regelzonenweiten Bilanzkreis zusammengefasst und anhand dieser wird die EEG-Umlage des Strompreises berechnet. Anders wie EEG-Anlagen werden Elektrofahrzeuge zwischen Regelzonen wechseln. Aktuell ist ein regelzonenübergreifender Energietransfer zwischen Bilanzkreisen nur nach vorheriger Anmeldung möglich. Aufgrund der neuen mobilen Verbraucher, die sich ohne vorherige Anmeldung zwischen den Regelzonen bewegen, kann sich der Regelaufwand und der Abstimmungsbedarf zwischen den Übertragungsnetzbetreibern erhöhen.

Kurzbewertung

Die direkte Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Fahrstromlieferanten mit mobiler Erfassung des Energieverbrauchs bedingt Anpassungen der aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Die vielen potentiellen Vorteile des Ansatzes sprechen trotz der notwendigen Anpassungen für weitere intensive Untersuchungen des Konzepts. Ergänzende praktische und theoretische Erfahrungen sind nötig, um den Aufwand und möglichen Nutzen des Ansatzes zu bewerten.

3.1.3 Vergleich der vorgestellten Konzepte

Auf Basis der in Abschnitt 2.5 vorgestellten Vergleichskriterien des Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität werden in Tabelle 3.1 die vorgestellten Anbindungskonzepte bewertet und verglichen. Bei der Bewertung werden die drei Kategorien realisierbar, keine eindeutige Bewertung möglich und nur mit viel Aufwand bzw. gar nicht umsetzbar unterschieden. Es ist festzustellen, dass keines der diskutierten Szenarios die Anforderungen

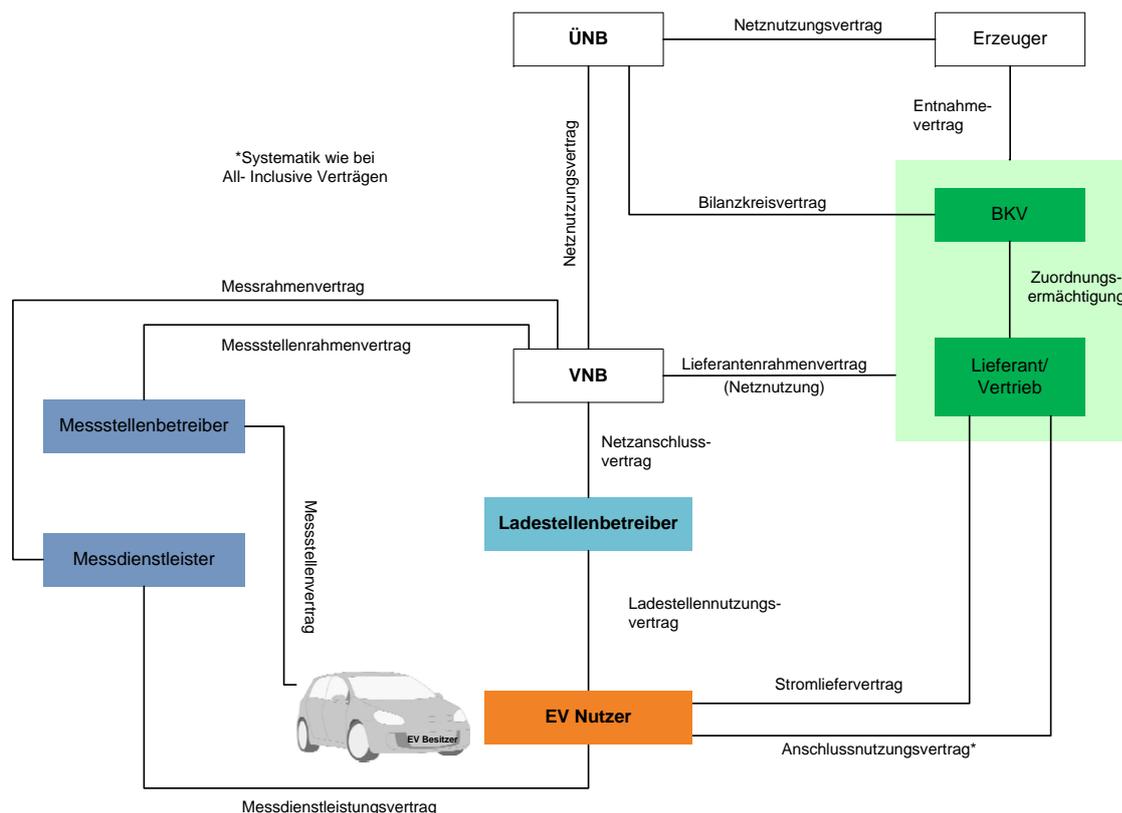


Abbildung 3.5: Mögliche Vertragsbeziehungen bei der elektritätswirtschaftlichen Integration von mobilen Zählern. Die Abbildung basiert auf der Darstellung der aktuellen Beziehungen der Elektrizitätswirtschaft in Abschnitt 2.3.

aus dem Nationalen Entwicklungsplan vollständig erfüllen kann. Beim Aufbau einer ersten vorläufigen Ladeinfrastruktur müssen noch nicht alle Anforderungen erfüllt werden. Es sollte aber darauf geachtet werden, dass die verbauten Techniken eine spätere Anpassung erlauben. RWE stattet beispielsweise seine Ladestationen, die aktuell vergleichbar zum Konzept indirekter Anbindung ohne Clearingstelle realisiert werden, mit verfügbaren Anschlussleistungen bis 43 kW, sowie Kommunikationsanbindung aus [Waf10]. Durch die Integration einer direkten Steuerung sowie evtl. eines Abrechnungssystems nach dem Clearingstellenprinzip könnten wichtige Punkte des Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität adaptiv erfüllt werden. Allgemein hat der Gesetzgeber einen Gestaltungsspielraum, um z.B. durch Vorschriften Einfluss auf die Entwicklung der Ladeinfrastruktur zu nehmen. Allerdings wird seitens der Bundesregierung versucht, in dieser ersten Entwicklungsphase des Elektromobilitätsmarktes möglichst wenige Vorschriften zu erlassen, um die Diversität der Entwicklungen nicht zu behindern. Wie erläutert sind für die direkte Anbindung über mobile Zähler Anpassungen der aktuellen elektritätswirtschaftlichen Rahmenbedingungen Grundvoraussetzung. Es ist daher zu erwarten, dass sich dieses Konzept in der frühen Einführungsphase von Elektrofahrzeugen nicht durchsetzt. Bei einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen sind Anpassungen der aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen jedoch schwer vermeidbar. Auf Basis der im

Tabelle 3.1: Vergleich dreier möglicher Konzepte künftiger Ladesysteme anhand der Anforderungen im Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität.

Anforderungen des Nationalen Entwicklungsplans Elektromobilität	Anforderungen Ladestelle	indirekte Anbindung Metering an der Ladestelle mit Clearingstelle	direkte Anbindung mobiles Metering
Intelligente Netzintegration	Kommunikationsschnittstelle Netz EV	✗	✓
	Bidirektionaler Netzanschluss	—	—
	Steuerbarkeit Ladevorgang	—	✓
Versorgung aus Erneuerbaren Energien	Veränderbares Lastprofil Ladestelle	—	✓
Einbindung in bestehende energiewirtschaftliche Prozesse	Zuordnung entnommene Energie zu Bilanzkreis	✓	✓
	Messwertübermittlung an VNB	✓	✓
	Zuordnung Netznutzungsentgelte	✓	✓
	Zuordnung Anschlussnehmer, Lieferant, MSB je LS	✓	—
	Lastprofil je LS	✓	—
Diskriminierungsfreier Zugang zur Ladestelle	Unbeschränkter Nutzerkreis	✗	✓
	Kompatible Ladetechnik (Stecker, Ströme, etc.)	✗	✓
	Freie Wahl Stromanbieter	✗	✓
	Fahrzeugbezogene Zählung	✗	✓
	Fahrzeugbezogene Abrechnung	✓	✓
Minimierung Transaktions-/ Investitionskosten	Elektronische Messwertübermittlung	✗	✓
	Vermeidung Netzausbau	—	—
	Automatisierte Abrechnung	—	✓
	Technisch einfacher Aufbau	✓	✗
	Standardisierte Mechanismen zur Abwicklung der Stromeinspeisung	✓	✗
	Offen für zukünftige Entwicklungen	✗	—
Benutzerfreundlichkeit	Benutzerwünsche (individuell)	✗	—
	Datenschutz, Sicherheit	—	—
	Handhabbarkeit	—	✓
	Verbreitung Infrastruktur LS	—	—
	Einheitliche Infrastruktur	✗	✗
	Offene Infrastruktur	✗	✓

✗ nur bedingt umsetzbar
— keine eindeutige Bewertung möglich
✓ Einfach implementierbar

✓ 24 ✓ 37 ✓ 45

Nationalen Entwicklungsplan definierten Ziele der Bundesregierung bietet die Variante der direkten Anbindung der Fahrzeuge an die Energieversorgung mit mobilen Zählern viele Vorteile.

Ein wichtiges Kernelement dieser Arbeit, die vorwiegend vom Nutzer dezentral beeinflussbare Handlungsentscheidung, ist mit dem Konzept der direkten Anbindung am einfachsten zu realisieren. Basis der im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Konzepte bildet daher eine Anbindung der Fahrzeuge nach dem Konzept der direkten Kommunikationsanbindung zwischen Elektrofahrzeug und Abrechnungssystem mit mobilem Zähler.

Optimierung

Auf Basis der im vorherigen Kapitel 3 erläuterten direkten Kommunikationsanbindung und der in Abschnitt 1.2 definierten dezentralen anreizbasierten Ladeentscheidung, gibt es verschiedene Fragestellungen bei der Kopplung der Ladezeiten an die erneuerbare Energieerzeugung, die mit Hilfe von Optimierungsverfahren beantwortet werden können. Diese sind u.a.:

- Welches Potential bietet die Kopplung der dezentralen Energieerzeugung mit der gesteuerten Be- und Entladung von Elektrofahrzeugen?
- Wie können die indirekten Anreize das Ladeverhalten vieler individuell dezentral optimierter Fahrzeuge in einem Netzabschnitt beeinflussen?
- Wie könnte ein möglichst effizienter Algorithmus zur mobilen anreizbasierten Ladeoptimierung aufgebaut sein und wie ist ein solcher zu realisieren?

Zur Auswahl geeigneter Optimierungsverfahren für die unterschiedlichen Fragestellungen im Bereich der anreizbasierten Ladung von Elektrofahrzeugen wird im Folgenden kurz auf die wichtigsten allgemeinen Unterscheidungsmerkmale von Optimierungsverfahren sowie auf weiterführende Literatur verwiesen. Anschließend wird der Auswahlprozess der spezifisch angewendeten Optimierungsverfahren zur Beantwortung der jeweiligen Fragestellung beschrieben. Kern dieses Kapitels ist die Beschreibung der drei adaptierten und entwickelten Optimierungsverfahren anhand der jeweiligen Aufgabe im Rahmen der Arbeit.

4.1 Vergleich und Auswahl der Optimierungsverfahren

In “Retrospective on Optimization“ [BG04] und “Future Perspective on Optimization“ [GB04] werden verschiedene existierende Optimierungsverfahren detailliert beschrieben und klassifiziert. Der Begriff Optimierung beschreibt die Bestimmung des Maximums (bzw. Minimums) einer Zielfunktion, welche das zu lösende Problem abbildet. Die Freiheitsgrade der Entscheidung werden im Optimierungsmodell durch die Variablen der Zielfunktion repräsentiert. Ihnen ordnet ein Optimierungsalgorithmus während der Berechnung immer wieder zulässige Werte zu, bis die Zielfunktion einen optimalen Wert einnimmt und gleichzeitig alle Nebenbedingungen des Modells erfüllt sind. Die Algorithmen können auf exakte oder heuristische Verfahren zurückgreifen. Der Vorteil heuristischer Verfahren ist, dass sie gegenüber den exakten Verfahren weitaus geringere Rechenzeiten aufweisen und komplexere, nicht-lineare Modelle bedienen können. Ihnen fehlt jedoch eine Optimalitätsgarantie, die mit exakten Verfahren erreicht werden kann.

Optimierungsverfahren für Planungs- und Entscheidungsaufgaben bestehen aus folgenden Teilen: der Modellbildung, der Anwendung einer mathematischen Methode und der optimalen Entscheidung. Die Anwendung der unterschiedlichen Lösungsverfahren ist abhängig von der Art des Problems und deren Formulierung, z.B. durch diskrete oder kontinuierliche Variablen. Es wird zwischen binären, ganzzahligen, gemischt-ganzzahligen und reellen Variablen unterschieden [siehe auch BG04; Kal02]. Desweiteren entscheidet die Verknüpfung dieser Variablen in Nebenbedingungen aus linearen oder nicht linearen Gleichungen und Ungleichungen über die Auswahl des Lösungsverfahrens.

Zusätzlich zu den bekannten Eigenschaften verschiedener Optimierungsverfahren aus der Theorie wurden im Rahmen der Arbeit anhand einer konkreten Fragestellung mit Praxisbezug erste Erfahrungen bei der Realisierung gesammelt und die Performance unterschiedlicher Optimierungsverfahren getestet. Exemplarisch wurde dazu die kostenoptimale Betriebsführungsstrategie für die Speicher- und Erzeugungseinsatzplanung eines BHKW für einen Tag (96 Zeitschritte) sowohl mit einem kombinatorischen Algorithmus, einem Grafensuchalgorithmus sowie einem gemischt-ganzzahlig-linearen Optimierer ermittelt und verglichen.

In Abbildung 4.1 sind die verschiedenen Erfahrungen, u.a. Rechenzeit, aus dem anwendungsorientierten Performancetest und die wichtigsten weiteren Eigenschaften der drei untersuchten Optimierungsverfahren skizziert. Die Erfahrungswerte aus dem Testbetrieb dienen zur Unterstützung der theoretischen Grundlagen beim Auswahlprozess der jeweiligen Optimierungsverfahren für die spezifischen Fragestellungen.

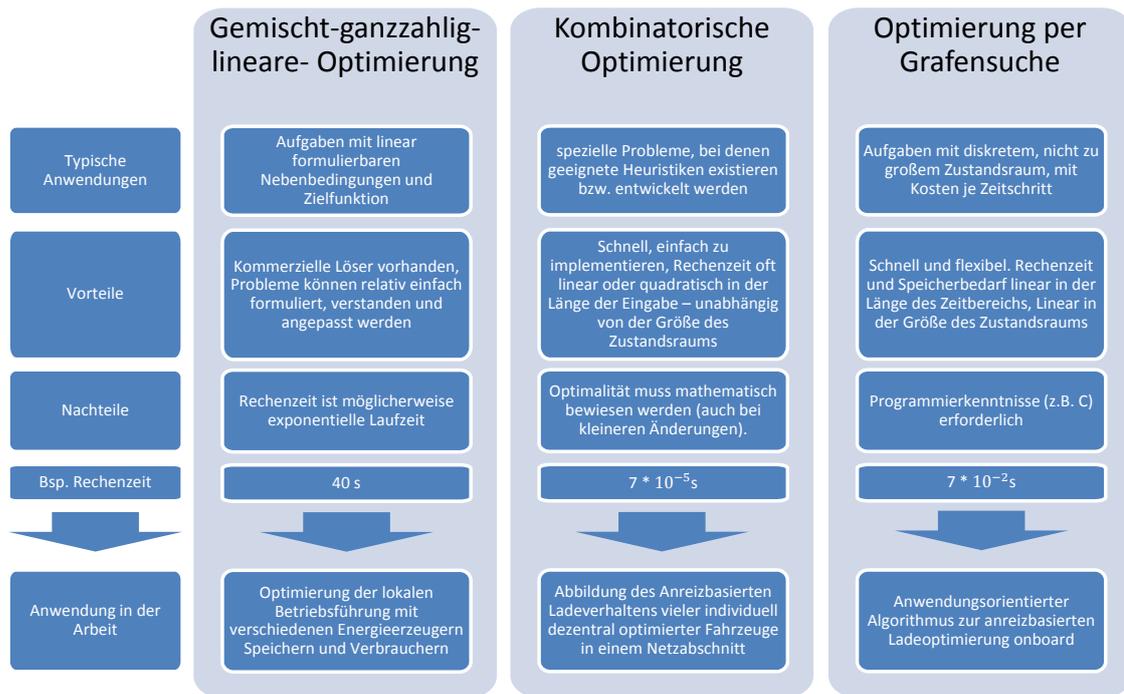


Abbildung 4.1: Vergleich der Hauptmerkmale der in der Arbeit angewendeten Optimierungsverfahren und Visualisierung des Auswahlprozesses der Optimierungsverfahren für die unterschiedlichen Anwendungen der Arbeit.

Aufgrund der Möglichkeit eines modularen und einfach adaptierbaren Aufbaus wurde die gemischt-ganzzahlig-lineare Optimierung verwendet, um anwendungsorientierte Betriebsführungsstrategien mit verschiedenen Systemkonfigurationen und Komponenten im System zu bewerten (siehe Abschnitt 4.2). Die relativ hohe Laufzeit und Abhängigkeit von bestimmter kommerzieller Software wurde akzeptiert, da die entsprechenden Rechnungen nacheinander und offline erfolgen können.

Um die Reaktion auf Tarifierze möglichst vieler individuell optimierter Fahrzeuge innerhalb einer Systemgrenze abzubilden, sind sehr viele separate möglichst parallel abzuarbeitende Optimierungen erforderlich. Aufgrund der kurzen Rechenzeit wurde daher ein kombinatorischer Algorithmus für diese Fragestellung entwickelt und angewandt (siehe Abschnitt 4.3).

Die speziellen Anforderungen an den Optimierer im Fahrzeug sowie die eingeschränkte Rechenressource im Fahrzeug schließen sowohl den kombinatorischen Optimierer (keine Rückspeiseoption) sowie die gemischt-ganzzahlig-lineare Optimierung (kommerzieller Löser, zu hohe Rechenzeit und Rechnersystemanforderungen) aus. Für die Be- und Entladeoptimierung im Fahrzeug wurde ein angepasster Grafensuchalgorithmus gewählt (siehe Abschnitt 4.4). Bei der Definition der Parameter muss beim Grafensuchalgorithmus jedoch darauf geachtet werden, dass sowohl Zustandsraum und Zeitbereich klein bleiben

und auch die Anforderungen an Rechenzeit und Rechenressource im Fahrzeug nicht zu sehr beansprucht werden.

4.2 Gemischt-ganzzahlig-lineare Betriebsführungsoptimierung

Um das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen, abgestimmt mit unterschiedlich konfigurierten lokalen Energiesystemen zu untersuchen, wurde eine Betriebsführungsoptimierung basierend auf einer gemischt-ganzzahlig-linearen-Optimierung angewendet. Modelliert wurden dazu die verschiedenen Komponenten des lokalen Energiesystems zusammen mit den Elektrofahrzeugen und verschiedenen Betriebsführungsoptionen. In den folgenden Abschnitten findet zuerst eine kurze Einführung in die Verfahren der gemischt-ganzzahlig-linearen-Optimierung statt. Aufbauend darauf folgt eine Beschreibung des im Rahmen der Arbeit verwendeten Modells und dessen Hauptbestandteile.

4.2.1 Grundlagen zur gemischt-ganzzahlig-linearen Optimierung

Problemstellungen, die Ganzzahligkeitsbedingungen enthalten, benötigen zur Lösung ein spezielles Verfahren, denn die lineare Programmierung selbst kann nur kontinuierliche Optimierungsvariablen verarbeiten. Der Einsatz des Entscheidungsbaumverfahrens in Kombination mit der linearen Programmierung wird als **Gemischt-Ganzzahlig-Lineare-Programmierung** (oder **Mixed-Integer-Linear-Programming** MILP) bezeichnet [vgl. Bag03].

Geometrisch betrachtet wird der Lösungsraum der Zielfunktion dabei von den Nebenbedingungen durch einen konvexen Polyeder begrenzt. Mit Hilfe des Simplexverfahrens wird entlang der Kanten des Polyeders von Ecke zu Ecke die Lösung der Zielfunktion berechnet und der Algorithmus so lange durchlaufen, bis eine optimale Lösung gefunden wurde. Jedoch erfordert die Ganzzahligkeitsbedingung die Integration eines weiteren Verfahrens, dem Branch & Bound-Algorithmus. Die grundlegende Idee zur Lösung gemischt-ganzzahliger Probleme ist nach Land & Doig [LD60] ein Branch & Bound-Konzept, das auf einer LP-Relaxierung¹ aufbaut [Kal02]. Der Branch & Bound-

¹Als LP-Relaxierung wird in der mathematischen Optimierung (Operations Research) das Weglassen oder Lockern von Bedingungen in Optimierungsmodellen bezeichnet. Die Grundidee ist, statt eines ganzzahlig linearen Programms seine LP-Relaxierung (also ohne Ganzzahligkeitsbedingungen) zu betrachten und diese durch Hinzufügung weiterer Ungleichungen schrittweise zu verschärfen, bis eine ganzzahlige Lösung (im Idealfall) gefunden wird.[vgl. Wik10]

Algorithmus dient zur Bestimmung einer optimalen Lösung und ist ein exaktes Verfahren. Als Entscheidungsbaum-Verfahren besteht der Algorithmus aus zwei Teilen:

- Verzweigungen (**Branch**)
- Schranken (**Bound**)

Zunächst wird das Problem unter Vernachlässigung der Ganzzahligkeitsbedingung betrachtet. Das so erhaltene lineare Problem LP_0 wird als LP-Relaxierung bezeichnet. Es wird mit Hilfe des Simplexverfahrens gelöst. Das Resultat Z_o bildet als optimale kontinuierliche Lösung die obere Schranke der Zielfunktion, da das relaxierte Problem mehr Freiheiten als das ursprüngliche Maximierungsproblem besitzt. Im Branch-Schritt werden neue, untergeordnete LP-Probleme ($LP_1, LP_2, LP_3 \dots$) produziert, die sich schrittweise den Ganzzahligkeitsbedingungen nähern und als Knoten verstanden werden können. Diese Unterprobleme werden ebenfalls mit dem Simplexverfahren gelöst, wobei die Lösung des ersten Unterproblems dabei gleichzeitig die untere Schranke Z_u bildet, unter der jede weitere errechnete Lösung als Optimum ausgeschlossen wird. Entlang der Struktur der Unterprobleme analysiert der Branch & Bound-Algorithmus die Gültigkeit der Relaxierung, um eine Verzweigung eines Unterproblems zu beenden, sobald ein Verwerfungskriterium erfüllt ist. Mögliche Verwerfungskriterien sind [Kal02]:

- das zugehörige LP-Problem ist unzulässig
- Lösung Z_x ist kleiner als Z_u und stellt somit keine optimale Lösung dar

Jede weitere Lösung eines Unterproblems Z_x (für die gilt $Z_u \leq Z_x \leq Z_o$) nähert sich dabei an die untere Grenze der optimalen Lösung an. Erfüllt eine Lösung Z_x sämtliche Ganzzahligkeitsbedingungen wird diese als ganzzahlig zulässige Lösung weitergeführt. Dieser Vorgang erfolgt entlang der Äste so lang, bis eine optimale Lösung gefunden wurde. In Abbildung 4.2 wird das beschriebene "Branch and Bound" Verfahren noch einmal vereinfacht dargestellt. Im Unterschied zu linearen Programmen, die in Polynomialzeit optimal gelöst werden können, ist das Finden einer beweisbaren Optimallösung für ganzzahlige Programme ein NP-schweres² Problem. Dies kann zu exponentiellen Laufzeiten führen und ist extrem von den spezifischen Eigenheiten des jeweiligen Planungsproblems und von der gewählten Modellierung abhängig.

Im Folgenden wird zunächst ein Überblick über die im Modell beteiligten Komponenten und dann über deren Verknüpfungen in der Zielfunktion und den Nebenfunktionen

²NP-Schwer ist ein Begriff aus dem Bereich der theoretischen Informatik, der zur Klassifizierung von Komplexitätsproblemen dient. Ein Problem p heißt NP-schwer, wenn sich jedes Problem q, das in NP liegt, in deterministisch polynomieller Zeit auf p reduzieren lässt.[vgl. Wik10]

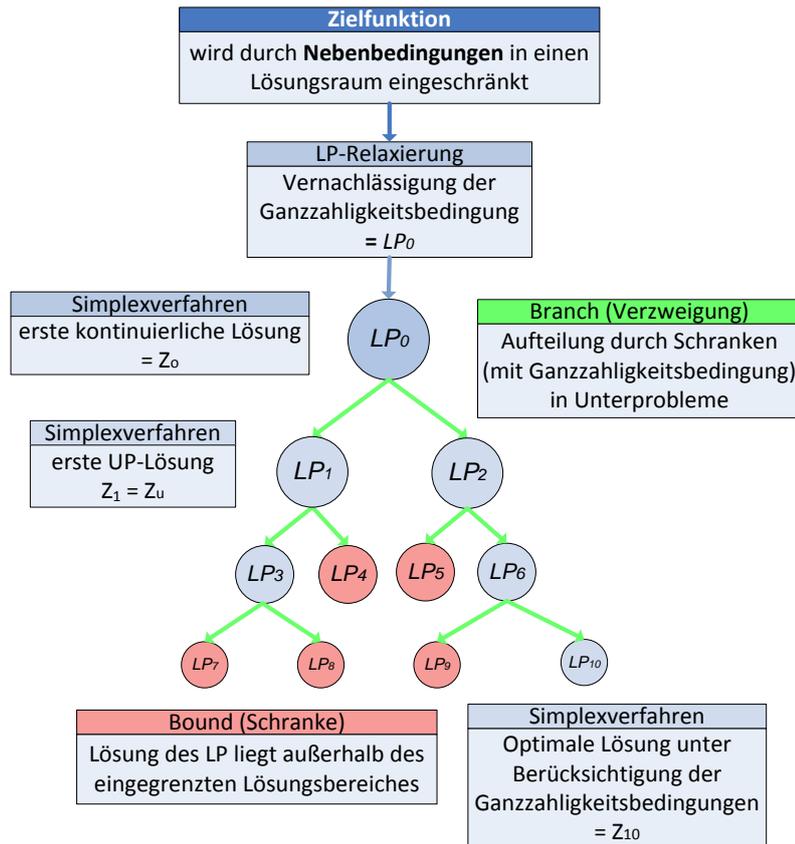


Abbildung 4.2: Vereinfachte Darstellung des Branch and Bound-Algorithmus.

gegeben. Einige Statusgleichungen, die Restriktionen des zu optimierenden Systems abbilden, werden exemplarisch erwähnt. Mögliche Erweiterungen und die mathematische Umsetzung der gemischt-ganzzahlig-linearen Betriebsführungsoptimierung runden den Abschnitt ab. In Abschnitt 6.2 werden die Ergebnisse der durchgeführten Optimierung dargestellt und anschließend bewertet.

4.2.2 Komponenten im System

In dem entwickelten Grundmodell zur lokalen Betriebsführungsoptimierung unter Berücksichtigung der Ladeanforderungen der Elektrofahrzeuge sind die Eigenschaften der von der Betriebsführung ohne Einfluss auf das Nutzerverhalten beeinflussbaren Komponenten wie BHKW, Heizkessel, thermischer und elektrischer Speicher abgebildet. Nicht beeinflussbare Komponenten wie die PV-Anlage oder Komponenten, die ein verändertes Nutzungsverhalten voraussetzen wie das Mobilitätsprofil und Energieanforderungen der Fahrzeuge sowie die elektrische und thermische Last werden als Datenreihe für jeden Zeitschritt ins Modell eingelesen (siehe Tabelle 4.1). Strombezugskosten und die unterschiedlichen Vergütungen der Stromerzeuger werden ebenfalls als Datenreihe je Zeit-

schritt eingelesen. Dies eröffnet u.a. die Möglichkeit zukünftig variable Strombezugs- und Einspeisepreise im Modell abzubilden. Die modellierten Komponenten sind so variabel in die Systemumgebung eingebunden, dass über Parameter die wesentlichen Eigenschaften von BHKW, Heizkessel, thermischer und elektrischer Speicher und weiteren Kostenparametern definiert und variiert werden können. Im Anhang A.3 sind die entsprechenden variablen Parameter eines Szenarios dokumentiert.

Tabelle 4.1: Vom GGL-Optimierungsmodell für jeden Zeitschritt t eingelesene Zeitreihen

$Q_{th_Last}(t)$	$;\forall t \in \{1...T\}$	Thermische Last	in kWh
$E_{el_Last}(t)$	$;\forall t \in \{1...T\}$	Elektrische Last	in kWh
$K_{el_Netz}(t)$	$;\forall t \in \{1...T\}$	Strombezugskosten	in $\frac{\text{€}}{kWh}$
$V_{BHKW_Einsp.}(t)$	$;\forall t \in \{1...T\}$	BHKW-Vergütung Netzeinspeisung	in $\frac{\text{€}}{kWh}$
$V_{BHKW_Eigenv.}(t)$	$;\forall t \in \{1...T\}$	BHKW-Vergütung Eigenverbrauch	in $\frac{\text{€}}{kWh}$
$E_{PV}(t)$	$;\forall t \in \{1...T\}$	PV-Anlagen Ertrag	in kWh
$V_{PV_Einsp.}(t)$	$;\forall t \in \{1...T\}$	PV-Vergütung Netzeinspeisung	in $\frac{\text{€}}{kWh}$
$V_{PV_Eigenv.}(t)$	$;\forall t \in \{1...T\}$	PV-Vergütung Eigenverbrauch	in $\frac{\text{€}}{kWh}$
$EV_{vor_Ort}(t)$	$;\forall t \in \{1...T\}$	Ladebereitschaft Elektrofahrzeugs	Binär
$E_{EV_Bedarf}(t)$	$;\forall t \in \{1...T\}$	Energiebedarf des Elektrofahrzeugs	in kWh

4.2.3 Zielfunktion

Die Zielfunktion der optimierten Betriebsführung ist die ‘‘Maximierung der Erlöse bei gleichzeitiger Minimierung der Bereitstellungskosten‘‘. Diese wird im Folgenden als Maximierung des Deckungsbeitrags DB der Energiewertschöpfung betrachtet. Der Deckungsbeitrag hängt von folgenden Teilaufgaben ab: Stromerzeugung, Stromverkauf, Stromeinkauf, Wärmeerzeugung, Deckung des Wärmebedarfs, Brennstoffbedarf, Speichernutzungsstrategien. Die Zielfunktion beinhaltet ausschließlich direkte kosten- und erlösrelevante Bestandteile. Nicht alle der Einflussfaktoren erscheinen explizit in der Zielfunktion. Die thermische Speichernutzungsstrategie beispielsweise wirkt sich ausschließlich indirekt auf die Kosten und Erlöse des Gesamtsystems aus.

$$\max (DB) = Erlöse_{BHKW} + Erlöse_{PV} - Kosten_{el} - Kosten_{th} \quad (4.1)$$

Die Erlöse von BHKW und PV Anlagen setzen sich zu jedem Zeitschritt aus jeweiligen eingespeisten E_{PV_Netz} und E_{BHKW_Netz} bzw. eigenverbrauchten $E_{PV_Eigenv.}$ und $E_{BHKW_Eigenv.}$ Energiemengen und der entsprechenden Vergütung zusammen (siehe Formel 4.2).

$$\begin{aligned} \text{Erlöse}_{BHKW} = & \sum_{t=1}^T [E_{BHKW_Netz}(t) \cdot V_{BHKW_Einsp.}(t) \\ & + E_{BHKW_Eigenv.}(t) \cdot V_{BHKW_Eigenv.}(t)] \end{aligned} \quad (4.2)$$

$$\text{Erlöse}_{PV} = \sum_{t=1}^T [E_{PV_Netz}(t) \cdot V_{PV_Einsp.}(t) + E_{PV_Eigenv.}(t) \cdot V_{PV_Eigenv.}(t)] \quad (4.3)$$

Neben den Erlösen aus den Vergütungen des erzeugten Stroms gehen in den Deckungsbeitrag auch die Kosten zu Strom- und Wärmebereitstellung ein. Dies sind die Gasbezugskosten K_{Gas} des BHKW und des Heizkessels sowie ertragsabhängige Wartungskosten aller Erzeuger $K_{Wart._PV}$, $K_{Wart._BHKW}$, $K_{Wart._th_Kessel}$, die durch entsprechende Parameter definiert werden können. Beim BHKW werden diese Gas- und Wartungskosten relativ zu den Wirkungsgraden η_{el_BHKW} , η_{th_BHKW} zur Bereitstellung der thermischen und elektrischen Energie berechnet, die Verluste werden zu je 50 % der elektrischen und thermischen Energie zugeschrieben. Anhand des Energiebezug des BHKW E_{BHKW} berechnen die Formeln 4.4 und 4.5 die thermischen $Kosten_{th}$ und elektrischen $Kosten_{el}$ Energiebereitstellungskosten. Um ein wartungsintensivierendes, ständiges Takten des BHKWs zu vermeiden, können den BHKW Startvorgängen $Starts_{BHKW}$ Kosten K_{Start_BHKW} zugewiesen werden.

$$\begin{aligned} \text{Kosten}_{el} = & \sum_{t=1}^T [E_{Netz}(t) \cdot K_{el_Netz}(t) + E_{PV}(t) \cdot K_{Wart._PV} + K_{Batterieabnutzung}(t) + \\ & E_{BHKW}(t) \cdot (\eta_{el_BHKW} + \frac{(1-\eta_{el_BHKW}-\eta_{th_BHKW})}{2}) \cdot (K_{Wart._BHKW} + K_{Gas})] \\ & ; \forall t \in \{1 \dots T\} \end{aligned} \quad (4.4)$$

$$\begin{aligned} \text{Kosten}_{th} = & \sum_{t=1}^T [\frac{Q(t)_{th_Kessel}}{\eta_{th_Kessel}} \cdot (K_{Wart._th_Kessel} + K_{Gas}) + Starts_{BHKW}(t) \cdot K_{Start_BHKW} + \\ & E_{BHKW}(t) \cdot (\eta_{th_BHKW} + \frac{(1-\eta_{el_BHKW}-\eta_{th_BHKW})}{2}) \cdot (K_{Wart._BHKW} + K_{Gas})] \\ & ; \forall t \in \{1 \dots T\} \end{aligned} \quad (4.5)$$

Ein Sonderfall dieser Betriebsführungsoptimierung sind die Batterieabnutzungskosten $K_{\text{Batterieabnutzung}}$. Diese werden anhand diskretisierter Kosten in Abhängigkeit der Entladetiefe, wie in Abschnitt 5.2 geschildert, berechnet. Basis der Batteriekostenfunktion sind dabei jedoch die Beschaffungskosten der Batterie. Bei allen anderen Komponenten gehen nur die variablen Kosten mit in die Betriebsführungsoptimierung ein. Aufgrund des Fokus der Arbeit, der aktuellen Diskussionen bezüglich Batterieverschleiß durch V2G und der starken Auswirkungen der Betriebsweise auf die Alterung der Batterien wurde der gewählte Ansatz jedoch als zielführend betrachtet.

4.2.4 Nebenbedingungen

Verschiedenartige Nebenbedingungen sind in das mathematische Modell integriert. Die wichtigsten sind die thermische und die elektrische Bilanzgleichung. Eine Grundvoraussetzung des Modells ist es, die nachgefragte Energie der angeschlossenen Verbraucher zu jedem Zeitpunkt zu decken. Auf der thermischen Seite wird dies durch die in der thermischen Bilanzgleichung 4.6 definierten Bedingungen sichergestellt.

$$Q_{th_Last}(t) = Q_{th_BHKW}(t) + Q_{th_Speicher}(t) + Q_{th_Kessel}(t) \quad (4.6)$$

Der Energiefluss der elektrischen Seite wird durch die elektrische Bilanzgleichung 4.7 definiert.

$$E_{el_Last}(t) = E_{BHKW_Eigenv.}(t) + E_{PV_Eigenv.}(t) + E_{Batterie}(t) + E_{Netz}(t) \quad (4.7)$$

In Abbildung 4.3 ist der Zusammenhang der thermischen und elektrischen Bilanzbedingungen des Modells dargestellt. Links sind durch gelbe Pfeile die Beziehungen der elektrischen Bilanzgleichung und rechts die Beziehungen der thermischen Bilanz skizziert.

4.2.5 Restriktionen und Statusgleichungen

Neben der thermischen und elektrischen Bilanz gibt es weitere technische und wirtschaftliche Restriktionen und Abhängigkeiten der einzelnen Komponenten. Technische Restriktionen werden für einen sinnvollen BHKW-Betrieb und die Anbindung der Elektrofahr-

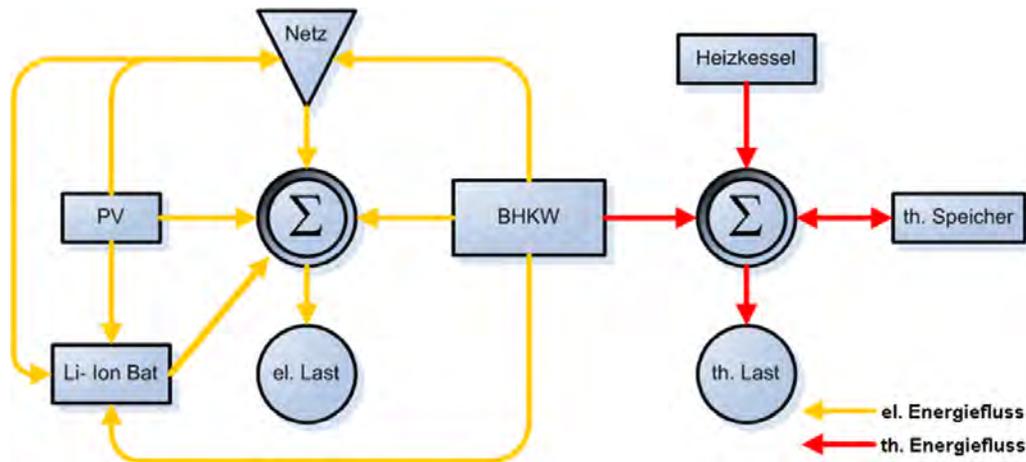


Abbildung 4.3: Darstellung der elektrischen und thermischen Energieflüsse des Optimierungsmodells.

zeuge benötigt und stellen die korrekte Speicher- und Niedertemperaturkesselnutzung sicher. Bedingungen und Beschränkungen beschreiben die Leistungsbereiche der Komponenten, die Kapazitäten der jeweiligen Speicher und legen die Be- und Entladevorgänge der Speicher fest. Bei der Be- und Entladung der thermischen Speicher können Lade- und Entlade- wie auch Speicherverluste über die Zeit im Modell berücksichtigt werden. Status-Gleichungen bestimmen den Zustand von veränderlichen Variablen zum jeweiligen Zeitpunkt im Optimierungsintervall. Verschiedene verwendete Status-Gleichungen benötigen Binärvariablen, wie z.B. beim Betrieb der BHKW-Motoren oder möglichen Ladezeitpunkten der Elektrofahrzeuge. Um ein ständiges Takten der BHKW-Module zu vermeiden, wurden zusätzliche Bedingungen wie Mindestbetriebs- und Pausenzeiten sowie eine maximale Zahl an Anfahrvorgängen pro Tag implementiert.

4.2.6 Erweiterungen

Die in den vorherigen Abschnitten beschriebenen Komponenten dienen als Basismodell. Erweiterungen und Adaptionen des Modells an neue Optimierungsaufgaben, z.B. durch die Einbindung mehrerer Elektrofahrzeuge, BHKWs etc. sind möglich. In einer im Rahmen dieser Arbeit betreuten Bachelorarbeit mit dem Titel “Netzeinspeisung, Vermarktung oder Eigenverbrauch - deckungsbeitragsoptimierte Betrachtung eines dezentralen Energiesystems“ [siehe Gem10] ist das hier entwickelte Basismodell und die beschriebenen Vergütungs- und Vermarktungsoptionen um Algorithmen zur Optimierung inklusive des Minutenreservemarkts erweitert worden. Spezielles Augenmerk bei der Einbindung neuer Komponenten und Sachverhalte sollte dabei auf die Lösbarkeit innerhalb des gewünschten Zeitrahmens und der geforderten Genauigkeit gelegt werden.

4.2.7 Mathematische Umsetzung

Ein Nachteil der gemischt-ganzzahlig-linearen Programmierung ist ein äußerst hoher Rechenzeitbedarf. Die Rechenzeit steigt dabei exponentiell mit der Anzahl an Zeitschritten und Variablen. Die praktische Anwendung erforderte deshalb einige Einschränkungen, um die Ergebnisse in annehmbarer Zeit zu ermitteln. Um die Anzahl der Zeitschritte zu begrenzen und die Rechenzeit zu verkürzen, wurden die Datensätze tageweise eingelesen und berechnet. Die Optimierung eines Monats erfolgt also in 30 bzw. 31 Einzeloptimierungen. Dabei wurden jedem Tagesdatensatz die Werte der vorangegangenen und nachfolgenden 12 Stunden angehängt, damit Übergangseffekte ausgeschlossen werden können. Außerdem werden sowohl der Ladezustand des Warmwasserspeichers und der Batterien der Fahrzeuge als auch der Betriebsstatus des BHKWs an den Simulationsbeginn des Folgetags übergeben.

Bei dem verwendeten kommerziellen Löser ist es möglich Einschränkungen vorzunehmen, um den Zeitaufwand in praktikablen Grenzen zu halten. Im Rahmen der Arbeit wurde mit einer auf 10^{-5} Stellen begrenzten Ganzzahligkeit gerechnet. Neben einem Zeitlimit von 40 Minuten pro Einzeloptimierung (ein Tag) erfolgt ein Abbruch, sobald zehn ganzzahlige gültige Lösungen gefunden wurden. Außerdem wurde für jede Einzeloptimierung eine relative Fehlertoleranz von 0,1 % in Kauf genommen, um innerhalb einer zumutbaren Rechenzeit belastbare Ergebnisse zu erzielen.

4.3 Kombinatorische Optimierte Ladeplanung

Um die Auswirkungen individuell optimierter Ladevorgänge vieler Elektrofahrzeuge zu analysieren ist der zuvor erläuterte Ansatz zu rechenressourcen- und zeitintensiv. Zur Beantwortung von Fragestellungen in diesem Umfeld wurde ein kombinatorischer Optimierungsalgorithmus entwickelt, welcher in den folgenden Abschnitten erläutert wird.

Verglichen mit der gemischt-ganzzahlig-linearen Optimierung ermöglichen Heuristiken³ und kombinatorische Optimierungsverfahren Laufzeitverkürzungen. Beide Verfahren nutzen Expertenwissen, um die Problemstellung einzugrenzen. Im Gegensatz zu heuristischen Suchverfahren, die die Suche anhand verschiedener Annahmen zu verkürzen versu-

³Heuristik bezeichnet die Strategie, mit begrenztem Wissen und wenig Zeit zu guten Lösungen zu kommen. Der Begriff geht auf das altgriechische *heuriskein*, "(auf-)finden", "entdecken" zurück [vgl. Wik10]

chen, finden kombinatorische Optimierungsverfahren grundsätzlich eine optimale Lösung und weisen deren Optimalität nach.

Heuristische Verfahren gehen nach Regeln zur Lösungsfindung oder -verbesserung vor, die hinsichtlich der Zielfunktion und der Nebenbedingungen eines Entscheidungsproblems als zweckmäßig, sinnvoll und erfolgversprechend erscheinen. Heuristische Verfahren garantieren zwar nicht, dass für jede Modellinstanz eine optimale Lösung gefunden wird, besitzen jedoch zumeist polynomialen Rechenaufwand [DHS03]. Heuristiken sind u.a. die naturanalogen Optimierungsverfahren wie Simulated Annealing, Swarm Intelligence, neuronale Netze und evolutionäre Algorithmen [siehe auch LA89; KES90; RW10].

Zusätzlich zu den heuristischen Verfahren besteht bei einfachen Optimierungsaufgaben die Möglichkeit, Regeln, die einen optimalen Plan eindeutig bestimmen, selbst zu finden. Die Optimalität der entwickelten Kombinatorik sollte dabei mathematisch bewiesen werden. Dies ist in der Regel relativ aufwendig und nur bei einfachen Problemstellungen möglich bzw. nachvollziehbar. Ein Vorteil der anhand der Problemstellung entwickelten kombinatorischen Optimierungsverfahren ist, dass ein solches Verfahren extrem schnell ist. Häufig wird bei der Lösung von Problemen anhand der kombinatorischen Optimierung aus einer großen Menge von diskreten Elementen (z.B. Batteriezuständen, Ladeleistungen) eine Teilmenge konstruiert, die den definierten Nebenbedingungen entspricht und bezüglich einer Kostenfunktion optimal ist (z.B. geringste Batterieabnutzung, schnellste Beladung etc.).

Ziel der im Rahmen der Arbeit entwickelten kombinatorischen Optimierung ist es, aus einer großen Menge von diskreten Elementen (z.B.: Ladezeiten, Batteriezustände) eine Teilmenge zu konstruieren, die gewissen Nebenbedingungen entspricht und bezüglich einer Kostenfunktion optimal ist (kürzeste Strecken, kostengünstigste Ladestrategie etc.). In den folgenden Abschnitten wird der im Rahmen der Arbeit entwickelte und angewandte kombinatorische Algorithmus vorgestellt.

Aus Gründen der Verständlichkeit erfolgt die Grundfunktionalität und Beweisführung des Algorithmus in den folgenden Abschnitten an einer vereinfachten Version des später verwendeten Algorithmus.

4.3.1 Vorgaben und Annahmen

Zur detaillierten Erläuterung und Beweisführung der Grundfunktion des Algorithmus wurden die folgenden Annahmen getroffen. Bei der praxisnahen Anwendung des Algorithmus wurden entsprechende Anpassungen, wie später in Abschnitt 4.3.7 geschildert, integriert.

- Die Abbildung von Zuständen während des Planungshorizontes erfolgt diskretisiert
- t_{max} entspricht der Zeitschrittzahl des Fahrplans. $T = \{0, \dots, t_{max}\}$ den verschiedenen möglichen diskreten Zeitschritten
- Die Batterie ist zu Beginn $C_{Batt}(-1) = 0$ und am Ende des Fahrplans $C_{Batt}(t_{max}) = 0$ leer
- Die Batterie hat eine maximal nutzbare Kapazität von C_{Batt_max}
- Die Batterie kann zu zeitvariablen Tarifen für die Zeitschritte $t_i \in T$ be- und entladen werden.
 - $tarif_C(t_i) \in \mathbb{R}_0^+$ entspricht den Ladekosten je Energieeinheit
 - $tarif_F(t_i) \in \mathbb{R}_0^+$ entspricht den Einnahmen für mögliche Rückspeiseleistung je Energieeinheit

Eine weitere wichtige Definition für den Algorithmus ist, dass im selben Zeitschritt Energiekosten für den Netzbezug immer größer sind als die Erlöse beim Zurückspeisen von Energie. Diese Bedingung 4.8 verhindert, dass in einem Zeitschritt die Batterie sowohl be- als auch entladen wird. Es gilt:

$$tarif_C(t_i) \geq tarif_F(t_i) \quad \forall \quad t_i \in T \quad (4.8)$$

4.3.2 Ausgabe

Die Ausgabe des Algorithmus beinhaltet einen Lade- bzw. Entladeplan S , welcher die Nebenbedingungen erfüllt und den Deckungsbeitrag im Planungshorizont optimiert. Die Ausgabeparameter werden folgendermaßen beschrieben:

- $S(t_i) \in \{-1; 0; 1\}$ entspricht dem errechneten Lade- bzw. Entladeplans. Zu jedem Zeitpunkt t_i kann die Funktion $S(t_i)$ folgenden Werten entsprechen:
 - $S(t_i) = -1$: eine Energieeinheit wird von der Batterie ins Netz gespeist,
 - $S(t_i) = 1$: eine Energieeinheit wird vom Netz in die Batterie geladen

- $S(t_i) = 0$: kein Lade- oder Entladevorgang findet statt
- $DB(S) = \left[\sum_{t=0}^{t_{max}} S(t) \Big|_{S(t)<0} \cdot \text{tarif}_F(t) \right] - \left[\sum_{t=0}^{t_{max}} S(t) \Big|_{S(t)>0} \cdot \text{tarif}_C(t) \right]$
 $DB(S)$ entspricht dem Deckungsbeitrag des gesamten Lade- bzw. Entladeplan. Der Deckungsbeitrag entspricht den Rückspeiseerlösen minus den Ladekosten.

Der Ladezustand nach dem Zeitschritt $t_i \in T$ ist $C_{Batt}(t_i) = \sum_{t=0}^{t_i} S(t)$. Der erste Zeitschritt des Lade- bzw. Entladeplans entspricht $C_{Batt}(-1)$. Basierend auf den Annahmen, dass die Batterie zu Beginn $C_{Batt}(-1) = 0$ und am Ende $C_{Batt}(t_{max}) = 0$ entladen ist und die Batterie niemals mehr als die nutzbare Kapazität C_{Batt_max} geladen hat, kann schlussgefolgert werden dass:

$$0 \leq C(t_i) \leq C_{Batt_max} \quad \forall \quad t_i \in T \quad (4.9)$$

4.3.3 Merkmale und Parameter des Algorithmus

Eine Haupteigenschaft des Algorithmus ist das Verwenden einer sortierten Liste mit Tupel⁴ $L = \{l_i \mid l_i \in \{(p^1, t_i^1), (p^2, t_i^2), \dots\}$. In jedem Tupel (p^j, t_i^j) wird der Preis $p^j \in \mathbb{R}_0^+$ dem jeweiligen Zeitschritt $t_i^j \in T$ zugeordnet. Die Liste verfügt über zwei Charakteristika:

1. Aufsteigend sortierte Liste L nach Kosten p^j . Erstes Element ist das mit den niedrigsten Kosten p^1
2. Maximale Zustände der Liste L ist C_{Batt_max} . Wenn in L zeitweise mehr als C_{Batt_max} Elemente vorhanden sind, werden die Elemente am Ende der Liste (mit den höchsten Kosten) entfernt.

Zu Beginn des Algorithmus wird mit einer leeren Liste L gestartet. Anschließend läuft das Programm durch alle Zeitschritte des Planungshorizonts von 0 bis t_{max} . In der kostensortierten Liste werden zu jedem Zeitschritt die entsprechenden be- und entladerelevanten Informationen, wann zu welchen Kosten Energie bezogen werden kann, gespeichert. Wenn z.B. zum Zeitschritt t_i , eine Energieeinheit zum Preis $\text{tarif}_C(t_i)$ bezogen werden kann, wird diese Information als Tupel $(\text{tarif}_C(t_i), t_i)$ in die Liste anhand der Kosten einsortiert.

⁴Der Begriff Tupel wird in der Informatik für geordnete Wertesammlungen (eindimensionale Arrays) und - insbesondere in der relationalen Algebra - als Synonym für Datensatz verwendet [vgl. Wik10].

Falls sich der Algorithmus später dann entscheidet diese Energieeinheit zum Rückspeisen zu nutzen, wird das entsprechende Tupel aus der Liste gestrichen. Zusätzlich wird zu jedem genutzten Entladezeitpunkt der entsprechende Ertrag $(tarif_F(t_i), t_i)$ als Tupel in der Liste gespeichert. So kann die Rückspeiseentscheidung später ggf. zurückgenommen und die Verwendung der Energie verschoben werden. Es bieten sich also zwei Möglichkeiten zum Energieeinsatz an: Laden sowie das Rückgängigmachen früherer Entladeentscheidungen.

4.3.4 Basialgorithmus

In Abbildung 4.4 sind die Basiselemente des Algorithmus der kombinatorischen Optimierung dargestellt. Zur besseren Erläuterung der einzelnen Schritte des Algorithmus sind die einzelnen Programmschritte nummeriert.

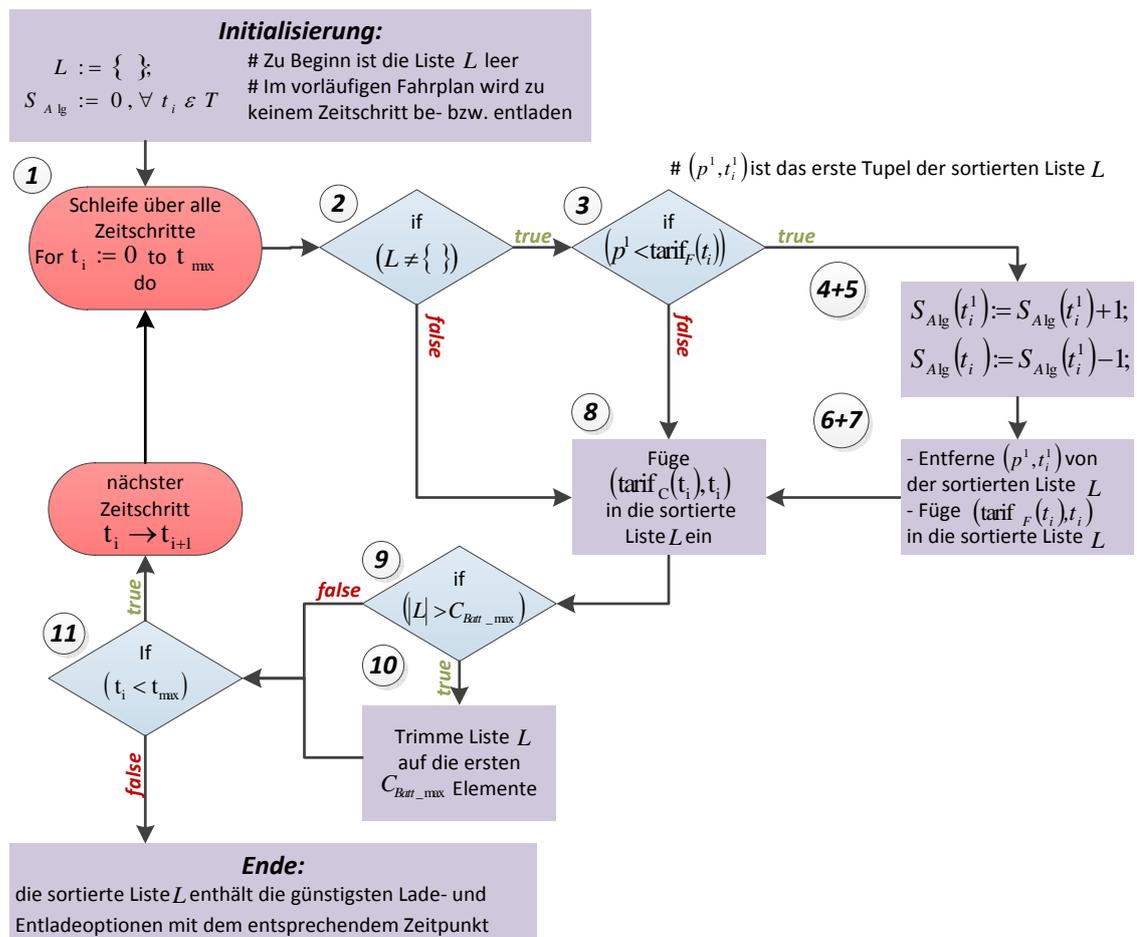


Abbildung 4.4: Ablaufdiagramm zur Visualisierung des Basialgorithmus der kombinatorischen Optimierung.

Im entwickelten Algorithmus speichert eine Liste L , nach aufsteigenden Kosten sortiert für alle Zeitschritte (Schleife 1) Tupel aus dem aktuellen Zeitschritt t_i und die jeweiligen Energiekosten je Energieeinheit. Das Tupel der günstigsten Energieeinheit ist immer das oberste Element der Liste (p^1, t_i^1) . Falls zu einem Zeitpunkt t_i die Rückspeiseerlöse höher sind als die günstigsten Energiebezugskosten der vorherigen Zeitschritte (Schritt 3), so wird das Programm die Energie zum Zeitpunkt t_i^1 beziehen und vorerst zum aktuellen Zeitpunkt t_1 (Schritt 5) ins Netz zurückspeisen. Dadurch verbessert sich der Deckungsbeitrag innerhalb des Planungshorizontes. Im nächsten Schritt wird die Liste L aktualisiert. Die Ladeoption (Schritt 4) und Entladeoption (Schritt 5) werden im vorläufigen Plan $S_{Alg}()$ gespeichert. Das Tupel (p^1, t_i^1) , dessen Energie zum Zeitschritt t_i^1 bezogen wurde, wird dementsprechend von der Liste L (Schritt 6) gelöscht. Stattdessen wird das Tupel mit den Rückspeiseerlösen $\text{tarif}_F(t_i)$ inkl. entsprechendem Zeitschritt t_i in die Liste L einsortiert (Schritt 7). Falls sich zukünftig günstigere Rückspeisezeitpunkte bieten, wird immer das Ladetupel des aktuellen Zeitschritts in die Liste L einsortiert und gespeichert (Schritt 8). Die ladefähige Energiemenge des aktuellen Zeitschritts wird durch die maximale Batteriekapazität und durch die maximale Ladeleistung restringiert. In Schritt 9 und 10 wird daher die kostensortierte Liste der Ladeoptionen anhand der maximal nutzbaren Batteriekapazität C_{Batt_max} begrenzt, in dem die unrentabelsten Optionen verworfen werden. Es kann durchaus passieren, dass Zeitschritte in der Liste doppelt vorkommen (Schritt 7 und 8), wenn bei $S_{Alg}(t_i) = -1$ von $S_{Alg}(t_i) = 0$ zu $S_{Alg}(t_i) = 1$ zwei Energieeinheiten genutzt würden. In diesem Fall betragen die Kosten für die erste Energieeinheit $\text{tarif}_F(t_i)$ und für die zweite Energieeinheit $\text{tarif}_C(t_i)$. Durch die vorab in Formel 4.8 definierte Bedingung und durch die Sortierung der Liste L (Tupel $(\text{tarif}_F(t_i), t_i)$ kommt vor Tupel $(\text{tarif}_C(t_i), t_i)$), wird sichergestellt, dass die erste Energieeinheit des Zeitschritts t_i dem Rückspeiseerlös entspricht $\text{tarif}_F(t_i)$.

4.3.5 Nachweis der Korrektheit

Im folgenden Abschnitt wird u.a. gezeigt, dass der Algorithmus in jeder Schleife (Zeile 1) seine Randbedingungen erfüllt. Unter anderem durch die Diskretisierung der einzelnen Energieeinheiten kann die in Formel 4.9 definierte Bedingung $\forall t_i \in T : 0 \leq C(t_i) \leq C_{Batt_max}$ folgendermaßen formuliert werden:

$$0 \leq \sum_{t=0}^{t_{max}} S(t) \leq C_{Batt_max} \quad \forall t \in T \quad (4.10)$$

Schritt 1: Zuerst wird gezeigt dass die Bedingung aus Formel 4.10 erfüllt ist:

- Der Induktionsbeweis impliziert, wenn Formel 4.10 zu jedem Zeitschritt eingehalten wird, werden die selben Bedingungen im darauf resultierenden Plan ebenfalls eingehalten.
- Zu Beginn wird im Algorithmus $S_{Alg} := 0, \quad \forall t \in T$ gesetzt und demzufolge ist die Summe $\sum_{t=0}^{t_{max}} S(t)$ ebenfalls 0. Die Bedingung 4.10 ist erfüllt. Es wird unterstellt, dass 4.10 zu Beginn der Schleife $t_i \in T$ erfüllt ist.
- Immer wenn die IF-Bedingung in Zeile 3 nicht zutrifft, wird S_{Alg} bis zur nächsten Schleife $t_i + 1$ nicht verändert. Somit wird die Bedingung 4.10 zu Beginn der neuen Schleife immer noch erfüllt sein. Falls jedoch die IF-Bedingung aus Zeile 3 eintritt, erhöht sich $S_{Alg}(t_i^1)$ um 1 und $S_{Alg}(t_i)$ verringert sich um 1, dabei ist $t_i^1 < t_i$.
- Demzufolge erhöht sich die Summe $\sum_{t=0}^{t_s} S_{Alg}(t)$ um 1 bei $t_i^1 \leq t_s < t_i$ oder sie bleibt gleich. Am Beginn der Schleife $t_i + 1$ ist daher Bedingung 4.10 immer noch erfüllt. Dies bedeutet, dass die Bedingung 4.10 am Ende der Schleife ebenfalls erfüllt ist.

Schritt 2: Des Weiteren wird gezeigt dass:

$$\forall t_i \in T : \sum_{t=0}^{t_i} S_{Alg}(t) \leq C_{Batt_max} \quad (4.11)$$

- Wenn am Anfang $t_i \in T$ und $S_{Alg}(t_i) = 0$ ist, dann ist die Summe $\sum_{t=0}^{t_{max}} S(t)$ auch 0 und somit ist die Bedingung 4.11 erfüllt.
- Die Summe ändert sich nur in Zeile 4 und Zeile 5, da nur diese Zeilen S_{Alg} ändern. Falls $t_i^1 \leq t_s < t_i$ wird die Summe $\sum_{t=0}^{t_s} S_{Alg}(t)$ aus 4.11 um 1 erhöht. Das passiert nur in der Schleife $t_i > t_s$, und maximal einmal pro Tupel der Liste L zum Zeitpunkt t_i . In diesem Fall wird das Tupel l_1 in der Schleife $t_i^1 \leq t_i$ in die Liste einsortiert und bleibt auch dort bis zum Ende der Schleife. Zum Zeitpunkt t_i der Schleife befinden sich in der Liste maximal C_{Batt_max} Elemente, die Summe aus 4.11 kann sich um 1 bis maximal C_{Batt_max} Elemente erhöhen, am Ende des Algorithmus ist daher $\sum_{t=0}^{t_{max}} S_{Alg}(t) \leq C_{Batt_max}$ immer noch erfüllt.

Anhand der beiden Schritte wurde gezeigt, dass die Randbedingungen des Algorithmus im Lade- bzw. Entladeplan S_{Alg} erfüllt sind.

4.3.6 Beweis der optimalen Lösung

In der kostensortierten Liste L werden zum Zeitpunkt t_i des Algorithmus jeweils die günstigsten C_{Batt_max} Ladezeitpunkte je Energieeinheit gespeichert. Es werden stets alle Zeitpunkte, an denen Energie beschafft werden kann, in die Liste eingefügt, wobei das Maximum, das nur C_{Batt_max} Energieeinheiten insgesamt gespeichert haben darf, eingehalten wird. Die minimalen Kosten K , um bis zum Zeitpunkt t_i zusätzliche $x \leq C_{Batt_max}$ Energieeinheiten zu beschaffen, ergeben sich somit aus den ersten x Tupeln der Liste, und betragen $K(t_i, x) = p^1 + \dots + p^x$.

Zum Beweis der Optimalität wird der Plan basierend auf dem entwickelten Algorithmus S_{Alg} mit einem optimalen Plan S_{Opt} verglichen. Dazu werden im Folgenden beide Pläne schrittweise parallel erläutert.

Falls eine Energieeinheit vom optimalen Plan S_{Opt} geladen wird, kann ohne Einschränkung der Allgemeinheit (w.l.o.g.) angenommen werden, dass diese zum günstigsten Zeitpunkt aus der Liste L geladen wird. Würde diese günstigste Energieeinheit nicht geladen werden, müsste auf eine teurere Energieeinheit zurückgegriffen werden. Dies würde jedoch die Optimalität des optimalen Plan S_{Opt} verletzen, da es immer eine günstigere Ladeoption geben würde.

Wie beim entwickelten kombinatorischen Algorithmus wird der optimale Plan S_{Opt} nur laden, wenn die Rückspeiseerlöse der Energieeinheit größer sind als die Ladekosten. Falls dies nicht der Fall wäre, könnte der Plan durch das Auslassen von Entlade- und Lademöglichkeiten verbessert werden, was jedoch der Optimalität widersprechen würde.

Wenn jedoch der entwickelte Algorithmus S_{Alg} Entlade- und Lademöglichkeiten einplant (und dabei Profit macht), welche der optimale Plan S_{Opt} nicht berücksichtigen würde, impliziert dieses, dass der optimale Plan S_{Opt} ebenfalls lädt, jedoch zu einem anderen Zeitpunkt die entsprechende Energieeinheit entlädt. (Ansonsten könnte der Plan S_{Opt} durch das Hinzufügen von der Lade- und Entlademöglichkeit verbessert werden, was wiederum den gestellten Optimalitätskriterien widersprechen würde). In diesem Fall kann ohne Einschränkung der Allgemeinheit (w.l.o.g.) angenommen werden, dass der optimale Plan S_{Opt} zu den selben Zeitpunkten die Energieeinheiten lädt- bzw. entlädt, wie dies der kombinatorische Algorithmus S_{Alg} macht, indem er den Entladezeitpunkt aus der Liste entfernt.

Ein optimaler Plan wird dieselben Lade- und Entladezeitpunkte nutzen wie der entwickelte kombinatorische Algorithmus. Dies impliziert, dass der entwickelte Algorithmus den optimalen Pfad errechnet.

4.3.7 Grenzen und Ergänzungen des Algorithmus

Die Grundfunktionalität und Beweisführung des Algorithmus in den Abschnitten zuvor wurde anhand einer vereinfachten Version beschrieben. Per Definition war die Batterie zu Beginn und am Ende des Planungshorizontes leer und konnte nur mit einer Laderate von einer Energieeinheit pro Zeitschritt be- und entladen werden. In der praktischen Anwendung werden daher folgende Erweiterungen genutzt:

- Der Anfangsladezustand der Batterie C_{Start} wird durch das Hinzufügen weiterer Zeitschritte zu Beginn des Plans integriert. Durch Hinzufügen der entsprechenden Tupel mit den Kosten $tarif_C(t_i) = 0$ sowie $tarif_F(t_i) = 0$ zu Beginn nutzt der Plan diese "kostenlose" Energie, um den entsprechenden definierten Startladezustand zu erreichen. Nach Erreichen des entsprechenden Startladezustands berechnet der Algorithmus wie beschrieben den optimalen Lade- bzw. Entladeplan.
- Ein Zielladezustand der Batterie C_{End} wird durch das Hinzufügen entsprechender Zeitschritte am Ende des Planungshorizontes integriert. Die entsprechenden Kosten der zusätzlichen Tupel sind per Definition hinreichend teuer. Durch Hinzufügen der "sehr teuren" Zeitschritte am Ende des Planungshorizontes wird der entwickelte Algorithmus immer vor diesen teuren, zusätzlichen Zeitschritten zu laden versuchen, so dass der ursprüngliche Zeitbereich mit dem definierten Batteriezustand C_{End} endet (unter Berücksichtigung der zu prüfenden Bedingung, dass die Anforderung im ursprünglichen Planungshorizont erfüllt werden kann).
- Um unterschiedliche Lade- bzw. Entladeleistungen in einem Zeitschritt zu erreichen, wird die Liste L angepasst. Statt den Tupel werden Tripel⁵ (p^j, t_i^j, e_i) verwendet. Dabei ist e_i die Energiemenge, die zum Zeitschritt t_i^j und den Kosten p^j maximal genutzt werden kann. Anders als zuvor speichert die Liste nun Energieportionen, die bestimmten Zeitpunkten und Preisen zugeordnet sind. Anstatt der einen diskreten Energieeinheit je Tupel speichert die Liste nun abhängig von der Ladeleistung maximal C_{Batt_max} Energieeinheiten. Es werden nun auch nicht zwangsläufig die entsprechenden Tripel von der Liste gestrichen, sondern ggf. die Energieportionen des letzten Tripels angepasst. Wie zuvor nutzt der Algorithmus immer das kos-

⁵Ein Tripel ist ein Tupel mit drei statt zwei einander verschiedenen mathematischen Objekten in einer vorgegebenen, festen Reihenfolge [vgl. Wik10].

tengünstigste Tripel am Listenanfang. Jedoch kann nun die benötigte Energie über verschiedene Tripel verteilt werden. Abhängig von der geforderten Energiemenge kann es passieren, dass sich diese Energie aus mehreren Tripel zusammensetzt oder die Menge der Energie eines Tripel reduziert und von der Liste L gestrichen wird.

Durch die Eigenverbrauchsoption lokaler Energieerzeuger (siehe Abschnitt 2.4) kann es passieren, dass zu unterschiedlichen Tarifen lokal Energie bezogen werden kann (z.B.: PV, KWK oder Netzbezug). Diese verschiedenen teilweise leistungsbegrenzten Energiebezugsquellen können durch eigene Preisfunktionen und kleinere Anpassungen in den Algorithmus integriert werden. Aufgrund der komplexeren Beweisführung und der derzeit hauptsächlich ingenieurtechnischen Fragestellungen wird in der vorliegenden Arbeit diese Thematik jedoch anhand der gemischt-ganzzahliger-linearen-Optimierung dargestellt (siehe auch 4.2).

In dem beschriebenen kombinatorischen Algorithmus ist nur ein sehr vereinfachtes Batteriemodell integriert. Einfach realisierbare mögliche Ergänzungen sind:

- monoton steigende ladezustandsabhängige Batteriealterungskosten je Zeitschritt
- Batterieverluste
 - abhängig vom Ladezustand
 - abhängig vom Zeitschritt
 - abhängig vom Ladezustand und vom Zeitschritt
- monoton steigende Ladekosten abhängig von der Ladeleistung

Der kombinatorische Algorithmus zeichnet sich durch eine schnelle Laufzeit und geringen Speicherbedarf aus. Der Algorithmus durchläuft einmal alle Zeitschritte und muss dazu jeweils 1-2 Einfügeoperationen in eine sortierte Liste durchführen. Daraus ergibt sich eine theoretische Laufzeit von maximal $\mathcal{O}(t_{max}) \times \mathcal{O}(C_{Batt_max})^6$.

4.4 Ladeplanung per Graphensuch-Algorithmus

Ein Nachteil des entwickelten schnellen kombinatorischen Optimierungsalgorithmus es, dass Batterieabnutzungskosten, welche bei steigendem Ladezustand sinken (monotonsteigende Kosten in Abhängigkeit der Entladetiefe), nicht integriert werden können. Die

⁶ Das Landau Symbol \mathcal{O} wird in der Mathematik und in der Informatik verwendet. In der Informatik wird es, wie hier, bei der Analyse von Algorithmen verwendet und gibt ein Maß für die Anzahl der Elementarschritte in Abhängigkeit von der Größe der Eingangsvariablen an [vgl. Wik10].

entwickelte gemischt-ganzzahlig lineare Optimierung ist zwar in der Lage Batterieabnutzungskosten abzubilden, jedoch für eine effiziente Ladeplanung im Fahrzeug zu rechenzeit- und kapazitätsintensiv. Für die Ladeplanung auf einem effizienten, im fahrzeugintegrierten Rechner (Embedded System) wurde daher eine dritte Optimierungsvariante, die Ladeplanung per Graphensuche, angewendet.

Zur Erstellung einfacherer Lade- bzw. Entladefahrpläne bietet es sich an, das Problem auf eine Wegsuche in einem vollständigen Graphen zu reduzieren. Dadurch kann auf aufwendige kommerzielle Löser verzichtet werden. Je nach Problemstellung und Diskretisierung der möglichen Zustände führt dies zu Verkürzungen der Rechenzeit. Bedingung für die Abbildung des Problems in einem kantengewichteten Graph ist:

1. dass die Zielfunktion eine Summe von Kosten für jeden einzelnen Zeitschritt darstellt
2. dass der Zustandsraum Z und der Zeitbereich T endlich und nicht zu groß sind

In diesem Fall kann man das Problem durch eine Graphensuche wie folgt lösen: es wird ein Graph mit Knoten und Kanten konstruiert. Der Graph beinhaltet somit alle Zustände, die das System zu allen Zeitpunkten haben kann, und alle möglichen Zustandsübergänge. Wenn jedem Zeitschritt nun Kosten zugeordnet werden (siehe Bedingung 1), ist der optimale Plan der günstigste Pfad durch den Graphen von einem Startknoten bis zu einem Endknoten. Dieser kann z.B. mit Dijkstra- [Dij59], Floyd-Warshall oder dem Bellman-Ford-Algorithmus gelöst werden.

Bei der Anwendung des Graphensuch-Algorithmus zur Optimierung der Be-/Entladefahrpläne von Elektrofahrzeugen wird der Ladezustand bei Ankunft als Startknoten definiert. Für alle anderen, von diesem Knoten erreichbaren Ladezustände werden die entsprechenden Kosten bestimmt. Die Kanten (der Übergang) zwischen den einzelnen Knoten werden ebenfalls mit entsprechenden Kosten belegt, diese können z.B. die Energiekosten, eine Funktion der Ladeleistung und der Endladetiefe (siehe 5.2) der Batterie sein. Für alle während des Ladeplans erreichbaren diskreten Batteriezustände werden entsprechende Knoten (Knotenmenge $N(G) = \{(z_j, t_i) \mid j \in \{1, \dots, m\}, i \in \{1, \dots, n\}\}$) definiert. Dabei ist m die Dimension des Zustandsraums ($m = \dim(Z)$) und n die Dimension des Zeitbereichs T ($n = \dim(T)$). Die Übergänge zwischen den einzelnen Knoten sind die Kanten (Kantenmenge $E(G) = \{(z_1, t_i) \otimes (z_2, t_{i+1}) \mid \forall z_1, z_2 \in Z \wedge t_i \in T \wedge i \in \{1, \dots, n-1\}\}$). Diese Kanten werden mit entsprechenden Kosten (Gewichtungen $W_k = w(e_k) \mid e_k \in E \wedge k = \{1, \dots, n \cdot 2^m\}$) belegt. Die entstandene Struktur aus Knoten und Kanten wird als Graph $G = (N, E)$ bezeichnet. Beginnend vom Startknoten sind verschiedene Endknotenpunkte erreichbar. Bei der Ladefahrplanoptimierung ist durch die Abfahrtszeit und den ge-

wünschten Ladezustand der Batterie der Endknoten ebenfalls vorgegeben. Anhand verschiedener Suchverfahren kann nun der kürzeste oder im Beispiel der Batterieladung der kostengünstigste Weg zwischen Anfangs- und Endknoten gefunden werden.

Der angewendete Algorithmus verwendet eine prioritätsorientierte Liste ähnlich zu Dijkstra's [Dij59]. Jeder Knoten erhält jeweils einen Kostenwert (Prioritätswert), der die Kosten und Erlöse des Weges vom Startknoten aus bis zum untersuchten Knoten speichert. Durch die prioritätsorientierte Liste der einzelnen Teilschritte wird ermittelt, wie ein Knoten (Ziel) mit den geringsten Kosten erreicht werden kann. Anders als beim verwendeten kombinatorischen Algorithmus aus Abschnitt 4.3 können beim angewendeten Grafensuch Algorithmus einfach vielfältige Funktionen der Kostenzuweisung in den Knoten und Kanten berücksichtigt werden. Der Algorithmus wird daher für Szenarien mit Rückspeisung inkl. Modellierung der Batterieabnutzungskosten (siehe Kapitel 5.2) verwendet.

Die Rechenzeit und der Speicherbedarf des angewendeten Algorithmus ist linear abhängig von der Anzahl der zu berechnenden Zeitschritte und linear abhängig von der Größe des Zustandsraums (erreichbare Batteriezustände). Durch an die Problemstellung angepasste Diskretisierung einzelner Zustände (Knoten) und Übergänge (Kanten) sowie bei der Variablendefinition konnten effektive Laufzeiteinsparungen erreicht werden.

Modelle und Implementierung

Nachdem in den vorherigen Kapiteln verschiedene Netzintegrationskonzepte von Elektrofahrzeugen verglichen und Optimierungsverfahren für die unterschiedlichen Fragestellungen entwickelt wurden, werden im folgenden Kapitel die im Rahmen der Arbeit aufbereiteten Daten und verwendeten Modelle sowie ein anwendungsnaher Demonstrator für die anreizbasierte dezentrale Ladeentscheidung beschrieben. Die Auswahl und die statistische Auswertung eines geeigneten Datensatzes zur Ermittlung eines zeitlich und örtlich aufgelösten Energiebedarfsprofils des elektrifizierten Individualverkehrs sind dabei der erste Schwerpunkt. Exemplarisch wird dies am Beispiel der Fahrten und Energieanforderungen im Freiburger Verteilnetz gezeigt.

Eine wesentliche Einflussgröße für optimierte Lade- bzw. Entladeentscheidungen ist die Batterieabnutzung je Lade- bzw. Entladevorgang. Das für die gemischt-ganzzahlig-lineare Optimierung und den Graphensuchalgorithmus verwendete Modell zur Abschätzung der Batterieabnutzungskosten, auf Basis veröffentlichter Batteriedaten, bildet den zweiten Schwerpunkt des vorliegenden Kapitels.

Zielstellung der Arbeit ist eine anwendungsorientierte und praxisnahe Verwendung der erarbeiteten Erkenntnisse und Werkzeuge. Die Konzeption, der exemplarische Aufbau und Validierung anhand erster Praxiserfahrungen der mobilen anreizbasierten Lade- bzw. Entladeentscheidung erfolgte anhand des Pilotsystems mobiler Dispatcher. Im dritten Schwerpunkt des vorliegenden Kapitels werden die wesentlichen Hard- und Softwarebausteine der Umsetzung sowie erste Erfahrungen bei der Implementierung und aus dem Praxisbetrieb im Flottenversuch "Elektromobilität" beschrieben.

5.1 Energieanforderungsprofil einer elektrischen PKW Flotte

Für eine Vorhersage, wie sich Elektromobilität auf regionale Stromnetze auswirken wird, ist nicht allein der kumulierte Energieverbrauch eines Tages oder Jahres von Bedeutung sondern der zeitlich aufgelöste Energiebedarf und damit die entstehenden Lastspitzen. Dies ist notwendig, da die unterschiedlichen Netzintegrationsmöglichkeiten der Elektrofahrzeuge Einflüsse auf die Lastspitzen haben. So kann unter Einbezug der Energiedaten des regionalen Netzbetreibers eine Aussage getroffen werden, ob die zusätzliche Last der Elektrofahrzeuge negative Auswirkungen auf die vorhandene Netzstruktur hat. Zusätzlich zu Informationen über die zeitliche Verteilung von Fahrten werden Informationen über deren Länge und Zielort/Endpunkt benötigt. Eine Energieanforderung durch ein Elektroauto kann vor oder auch nach einer Fahrt entstehen. Für die vorliegende Arbeit wird davon ausgegangen, dass eine Energieanforderung entsteht, sobald eine Fahrt beendet wurde. Das heißt, dass nach jeder beendeten Fahrt ein Bedarf in der Höhe der verfahrenen Energiemenge entsteht. Das Integrationskonzept bestimmt jedoch über den tatsächlichen Zeitpunkt der Beladung.

5.1.1 Verkehrsdaten

Als Grundlage zur Erstellung eines zeitlich aufgelösten Energieanforderungsprofils für den elektrifizierten Individualverkehr wurden folgende Datensammlungen auf Verwendbarkeit untersucht: Mobilität in Deutschland - (MiD 2002) [FEG⁺02], Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland (KiD 2002) [BmV02], Verkehr in Zahlen [BmV07] und der Verkehrsentwicklungsplan der Stadt Freiburg [HEHP08]. Zur Untersuchung der Auswirkung verschiedener Netzintegrationsstrategien von Elektrofahrzeugen ist eine Aussage erforderlich, wann Fahrzeuge an Haushalten oder an anderen Stellen geladen werden. Aus dem Verkehrsaufkommen auf vereinzelt Straßen bzw. Straßentypen, das in Verkehrstatistiken und -zählungen ermittelt wird, können keine Aussagen zu Strecken und Standzeiten der Fahrzeuge abgeleitet werden. Daher sind solche Daten für das hier verfolgte Ziel ungeeignet. Der Datensatz von Mobilität in Deutschland (MiD 2002) [FEG⁺02] bietet hochaufgelöster Daten für den Freiburger Raum und die Möglichkeit, die entwickelten Auswertelgorithmen einfach auf andere Regionen zu übertragen. Der "MiD 2002"-Datensatz ist eine statistische Hochrechnung auf der Basis von Umfragen in 300 Gemeinden und rund 50.000 zufällig ausgewählten Haushalten bezüglich ihres Verkehrsverhaltens [FEG⁺02]. Die Untersuchungseinheiten der MiD Studie sind Haushalte, Wege, Rei-

sen, Trip, Personen und Fahrzeuge. Die ähnlich aufgebaute deutschlandweite KiD-Studie bezieht sich im Gegensatz zur MiD hauptsächlich auf Fahrzeuge im Personenwirtschaftsverkehr. Die Daten zur Umfrage (MiD 2008) wurden erst 4/2010 freigegeben und lagen im Bearbeitungszeitraum nicht vor. Laut [BmV10] sind zwischen den verwendeten Daten der MiD-Studien von 2002 und der von 2008 keine gravierenden Veränderungen des Verkehrsverhaltens aufgetreten. Die entwickelten Routinen zur Erzeugung des zeitlich aufgelösten Energieanforderungsprofils können an neue, ähnlich aufgebaute Datensätze (z.B. MiD 2008) einfach adaptiert werden.

Im nächsten Abschnitt werden die Grundannahmen und Methoden zu Aufbereitung der Verkehrsdaten erläutert. Weder der ausgewählte Datensatz noch die verworfenen Datensammlungen geben direkte Hinweise, wann die PKW wie lange unterwegs sind. Anhand des "MiD 2002"-Datensatzes sind Abfragen zu Wegende und Wegziel möglich. Auf Basis dieser Angaben kann ermittelt werden, wo und wann Wege vermutlich enden und potentielle Elektrofahrzeuge geladen werden können.

Anhand eines automatisierten statistischen Auswerteskripts kann auf Basis des "MiD 2002"-Datensatzes ein Energieanforderungsprofil für Elektrofahrzeuge erstellt werden. Folgende Zwischenschritte sind zur Ermittlung einer zielabhängigen Klassifizierung der zurückgelegten Wegstrecken je Zeitschritt auf Basis der "MiD 2002"-Daten notwendig:

- Ermittlung des typischen Verkehrsverhaltens der untersuchten Region. Für das untersuchte Gebiet Freiburg wird der Typ Kernstadt aus dem "MID 2002" Grundtyp 2 "Verstädteter Raum" in Baden Württemberg genutzt
- Ermittlung eines zeitlich aufgelösten Wegeprofils (klassifizierte Entfernungsklassen pro Haushalt)
- Zuordnung der Wegzwecke und Wegenden zu den Wegzielbereichen "Gewerbe, Handel, Dienstleistungen" (GHD) und Haushalt (HH). Bei rund einem Drittel der Fahrten kann das Ziel dem Bereich GHD zugeordnet werden. Die Fahrtlänge und dadurch der Energieverbrauch unterscheiden sich in den beiden Wegzielklassen (siehe auch Abbildung 5.1). Aus der Abbildung 5.1 wird ebenfalls ersichtlich, dass an kommerziellen Orten (GHD) häufiger längere Fahrten enden als an privaten Haushalten (HH)

Abbildung 5.1 verdeutlicht weiterhin, dass weniger als 10 % der Strecken länger als 50 km sind. Diese Fahrten verbrauchen jedoch mehr als 40 % der für das elektrische Fahren benötigten Gesamtenergie.

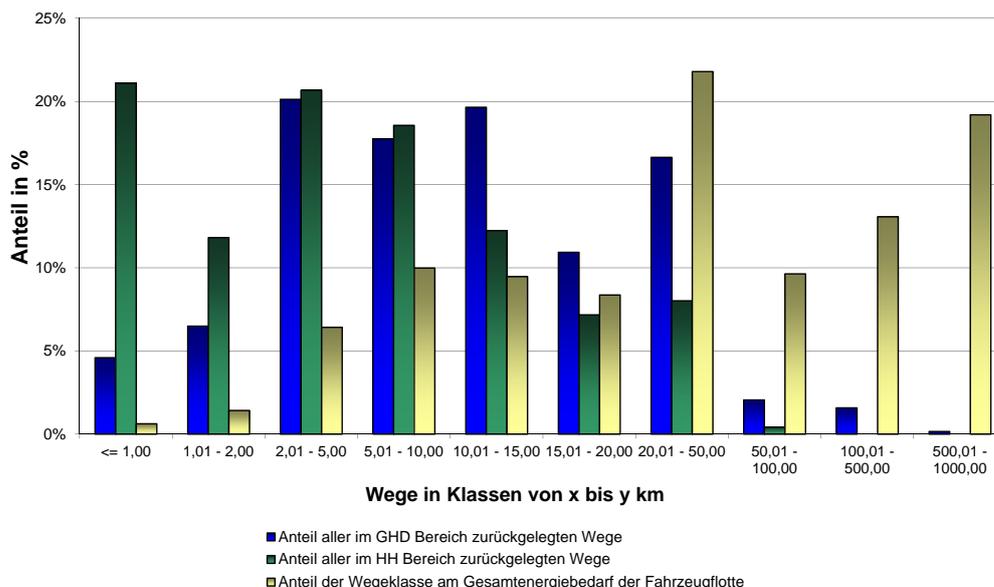


Abbildung 5.1: Anteil der GHD und HH Wege und des Energieverbrauchs für unterschiedliche Entfernungsklassen.

5.1.2 Energieanforderung einer elektrischen Fahrzeugflotte

Zur Ermittlung des Energieanforderungsprofils einer elektrischen Fahrzeugflotte wurden folgende Annahmen getroffen:

- Durchschnittlicher Energieverbrauch $0,2 \frac{kWh}{km}$ (siehe auch Anhang A.1)
- Reichweite bzw. Kapazität der Traktionsbatterie 200 km
 - 200 km entspricht bei $0,2 \frac{kWh}{km}$ einer nutzbaren Batteriekapazität von 40 kWh. Über die zukünftige und notwendige Batteriekapazität von EV wird sehr häufig und kontrovers diskutiert [Eng09, siehe u.a.]. Die in der Simulation angenommene durchschnittliche Kapazität von 40 kWh setzt weitere Entwicklungen und Preissenkungen bei der Batterieproduktion voraus.
- Wirkungsgrad des Ladevorgangs $\eta = 85 \%$
 - In der Literatur variieren die Angaben für die Ladeeffizienz zwischen 80 % [ISM⁺02] und 86 % [Dir07]. Der in der Simulation angenommene Wert von 85 % wird vom Autor jedoch aufgrund der Entwicklungen im Bereich der Leistungselektronik (z.B. PV-Wechselrichter) trotzdem als konservativ bewertet.
- Annahmen zum Binnenverkehr und zu Pendlern: Es wird angenommen, dass
 - alle Fahrten mit den Wegzwecken HH und GHD innerhalb der untersuchten Region (Freiburg) enden
 - bei Fahrten, die länger sind als die angenommene Reichweite der Traktionsbatterie, wird außerhalb des Netzgebietes nachgeladen

- alle Wege der umliegenden Landkreise mit Strecken zwischen 10 km und 30 km und Wege mit dem Ziel GHD in Freiburg enden
- bei Szenarien, bei denen am Abend geladen wird (Laden nach der letzten Fahrt, tarifgesteuertes Laden), wird davon ausgegangen, dass die Ladevorgänge von Pendlern im Heimatnetz der Pendler stattfinden und somit nicht das Freiburger Netz belasten

Aufgrund der relativ guten Datenverfügbarkeit wurden die Haushalte als Bezugsgröße zur Berechnung des Energieanforderungsprofils des elektrifizierten Individualverkehr verwendet. In Freiburg gibt es laut [BS08] 124.280 Haushalte mit jeweils 3,03 Wegen pro Tag. Eine Abschätzung der Summe des Energiebedarfs der Flotte E_{Fleet} , innerhalb eines Zeitraums ($t = 1, \dots, t_{max}$) ergibt sich aus Formel 5.1. Die je Zeitschritt endenden Wege pro Haushalt w_{HH} werden mit der Anzahl der Haushalte n_{HH} und der durchschnittlichen Weglänge \bar{s} sowie dem spezifischen Energieverbrauch der Fahrzeuge e_{EV} multipliziert.

$$E_{Fleet} = n_{HH} \cdot \sum_{t=1}^{t_{max}} w_{HH} \cdot \bar{s} \cdot e_{EV} \quad (5.1)$$

Die mittlere Weglänge \bar{s} kann mit dem Produkt der Wahrscheinlichkeit der Wegklasse $p(n)$ und der Weglänge $l(n)$ summiert über die definierten Entfernungsklassen approximiert werden. Dabei wird die maximale Weglänge durch den Verbrauch des Fahrzeugs e_{EV} und der Kapazität der Traktionsbatterie C_{Batt} begrenzt. Bei Wegen, die über die maximale Weglänge s_{max} hinaus gehen, wird angenommen, dass außerhalb des Netzgebietes nachgeladen wird.

$$\bar{s} = \sum_{n=1}^{10} p(n) \cdot l(n) \Big|_{l(n) \leq s_{max}} \quad (5.2)$$

$$s_{max} = \frac{C_{Batt}}{e_{EV}} \quad (5.3)$$

5.1.3 Energienachfrageprofil pro Haushalt

Zur Simulation eines Energieanforderungsprofils einer elektrifizierten Fahrzeugflotte in Freiburg wurde ein Skript programmiert, welches Energienachfrageprofile für jeden einzelnen Haushalt erstellt. Diese Profile berücksichtigen die Anzahl der Haushalte im betrachteten Gebiet, den spezifischen Energieverbrauch, die Batteriekapazität und die Anschlussleistung der Ladeinfrastruktur. Anschließend werden die Profile aller betrachteten Haushalte aufsummiert und die Summe wird als Energieanforderungsprofil der Region ausgegeben. Jedem Haushalt mit Elektrofahrzeug werden endende Wege, entsprechend

der zeitlichen Verteilung der MiD-Daten je Zeitschritt zugewiesen. Anhand des sich daraus ergebenden Wegeprofils kann bestimmt werden, zu welchem Zeitschritt ein Weg eines Elektrofahrzeugs endet. Anschließend wird jedem Weg ein Wegziel (GHD oder HH) und per Stichprobe eine absolvierte Weglänge und damit über den spezifischen Energieverbrauch ein resultierender Energieverbrauch zugeordnet. Aufgrund der Tatsache, dass der Datensatz der “MiD 2002“ auf einer Umfrage basiert, wurde die zeitliche Auflösung der Wegeverteilung auf Stundengenauigkeit reduziert und anschließend auf Viertelstunden gleichverteilt. Als Ergebnis werden die Fahrprofile der Haushalte in einer Matrix ausgegeben und zur Weiterverarbeitung in einer Datei gespeichert. Neben der Ausgabe der Leistungs- und Energiewerte unterscheidet das Skript bei der Erstellung der Matrizen zwischen den Wegzielen (GHD oder HH). Die Energieanforderungen der im Netzgebiet anfallenden Pendlerstrecken wird durch die Veränderung des Regiontyps im Datensatz der “MiD 2002“ erzeugt. Dabei wird genauso verfahren, wie bei der Simulation des Binnenverkehrs. Der Ablauf des Skriptes ist in Abbildung A.1 im Anhang dargestellt. Da bei jedem neuen Aufruf die jeweiligen Wege den Haushalten zufällig zugeordnet werden, wird bei jedem Simulationsdurchlauf ein neues Energieanforderungsprofil erzeugt. Dies ergibt gering unterschiedliche Energieanforderungsprofile auch bei exakt gleichen Eingabeparametern.

5.1.4 Resultierendes Energie- und Leistungsanforderungsprofil des elektrifizierten Individualverkehrs

Das auf den zuvor beschriebenen Schritten resultierende Energie- und Leistungsanforderungsprofil des elektrifizierten Individualverkehrs in Freiburg bei Substitution aller PKW durch Elektrofahrzeuge ist in Abbildung 5.2 dargestellt. Die in verschiedenen Blautönen hinterlegten Flächen sind die Energieanforderungen einer gleichmäßigen Leistungsanforderung pro Zeitschritt (15 min) bei einer Anschlussleistung von 3,5 kW. Das Anforderungsprofil basiert auf der Annahme, dass sofort nach Ende jeder Fahrt eine Energieanforderung entsteht. Daher sind auch alle Pendlerfahrten, die in Freiburg enden im Szenario abgebildet (siehe Abschnitt 5.1.2). Die angenommene gleichmäßige Verteilung der Ladeanforderung je Zeitschritt stellt eine Idealsituation dar. Es kann jedoch z.B. durch zeitdiskrete Ladeanreize vorkommen, dass alle Fahrzeuge zu Beginn eines Zeitschrittes (z.B. 15 min) laden. Die Linien der Abbildung 5.2 zeigen die Extremwerte, die bei einem gleichzeitigen Ladestart zu Beginn jedes einzelnen Zeitraums entstehen können. In Diskussionen um Elektromobilität werden oft auch Fragen zu der verfügbaren Ladeanschlussleistung aufgeworfen. Hauptsächlich geht es dabei um Ladezeiten und Belastbarkeit der Fahrzeugkomponenten. Doch auch für eine Untersuchung der Netzauswirkungen

ist die Ladeleistung wichtig. Die Ladeleistungen wurden am Haushalt immer unter Voraussetzung einer Absicherung des Stromkreises von 16 Ampere (simuliert wurde mit 3,5 und 10 kW) variiert. Die beiden Leistungen stehen im Einklang mit den Netzanschlussbedingungen des Freiburger Verteilnetzbetreibers badenovaNetz GmbH, welche vorschreiben, dass Einzelgeräte mit höherer Anschlussleistung als 12 kW anmeldepflichtig sind. Im Bereich kommerzieller Ladepunkte, also z.B. von Parkplätzen am Arbeitsplatz, an Einkaufsmöglichkeiten oder öffentlichen Räumen, wurden aufgrund von kürzeren Standzeiten zusätzliche Anschlussleistungen von 30 kW simuliert.

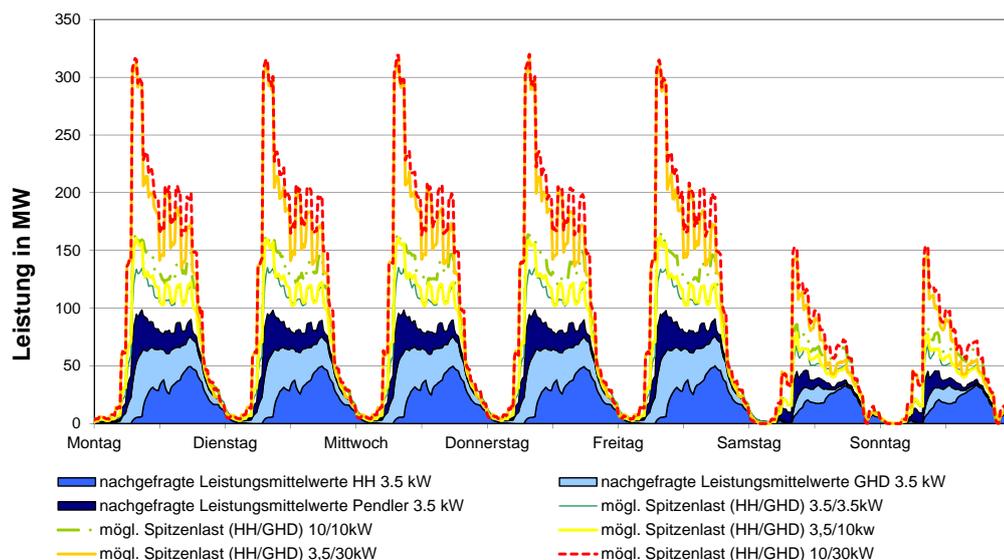


Abbildung 5.2: *Energiebedarfsprofil des elektrifizierten Individualverkehrs in Leistungsmittelwerten und entstehende Lastspitzen durch gleichzeitige Ladestarts zu Beginn jeder Viertelstunde und bei Variation der Ladeleistung.*

Die Energieanforderung der Fahrzeuge (sofortiges Laden nach jeder Fahrt) entspricht nur einer möglichen Variante der Beladung zukünftiger Elektrofahrzeuge. Mit dem entwickelten Skript können die Auswirkungen verschiedener Ladevarianten untersucht werden. Anhand der automatisierten statistischen Auswertung der Daten der “MiD 2002“ wurden weitere Lade- und Anschlusszenarien untersucht. Im Ergebnisteil 6.2 werden die repräsentativen Ergebnisse dieser Untersuchungen dargestellt.

5.2 Elektrofahrzeugbatterie

Zukünftig ist eine energetisch bidirektionale Anbindung der Elektrofahrzeuge an die Energieversorgung denkbar wie u.a. in Abschnitt 2.1.2 beschrieben. Eine wichtige Vorausset-

zung ist, dass Kosten, die durch zusätzliche Nutzung und die dadurch bedingte schnellere Alterung der Batterie entstehen, durch zusätzliche Einnahmen kompensiert werden. Verschiedene Studien wie u.a. [VNW⁺05; SBB04] behandeln die unterschiedlichen Alterungsprozesse von Li-Ion-Batterien. Die Kosten, die durch Batteriealterungsprozesse entstehen, sind abhängig von verschiedenen Einflussfaktoren. Diese sind u.a. der Batterietyp, die Umgebungsbedingungen wie Betriebstemperatur, der Ladezustand (SoC State of Charge) und die Entladerate. [SW08] unterscheidet drei grundsätzlichen Verfahren zur Bewertung der Batteriealterung. (1) Modelle, die auf den physikalisch und chemischen Eigenschaften der Batterie basieren, (2) Ereignisbasierende Alterungsmodelle (z.B. Wöhler Kurven) und (3) heuristische Modelle, welche die Amperestunden gewichten. Das angewendete Modell basiert nicht auf physikalischen Batterieeigenschaften spezifischer Batterien, sondern ist eine Abschätzung der entladebedingten Batteriealterung basierend auf veröffentlichten Messwerten wie unter anderem von [KKS⁺07] und einfach prognostizierbaren Einflussfaktoren wie z.B. der Entladetiefe (DoD **D**e**p**t**h** **o**f **D**is**c**h**a**r**g**e). Für die vorausschauende Planung der Lade- und Entladevorgänge sind nur die zusätzlich zum “Fahrbetrieb“ anfallenden Kosten¹ und die prognostizierbaren Einflussgrößen auf die Batteriealterung² relevant. Basierend auf den Daten in [KKS⁺07] und den Zielen des U.S. Advanced Battery Consortium (USABC) aus [PMTH] ist in Abbildung 5.3 die Batteriezyklenlebensdauer verschiedener Batterien abhängig von der Entladetiefe DoD dargestellt [vgl. Ros03]³.

Um die Zyklenlebensdauer einer Batterie in Abhängigkeit der Entladetiefe einer aktuell erhältlichen Li-Ion-Batterie abzuschätzen, wurde auf Basis der Daten von [KKS⁺07] und [PMTH] eine Lebensdauer von 2.000 Zyklen bei 80 % Entladetiefe und 800.000 Zyklen bei 3 % DoD angenommen. Hochenergie-Li-Ion-Batteriesysteme der Firma “Saft Batterien GmbH“ haben diese Annahmen bereits demonstriert und auch bei anderen Batteriesystemen sind die angenommenen Leistungen erreichbar [siehe auch Ale08]. Auf Basis der Daten wird anhand folgender Potentialfunktion die Zyklenlebensdauer N_{life} in Abhängigkeit der Entladetiefe DoD dargestellt:

$$N_{life} = a \cdot DoD^b \quad (5.4)$$

¹Es werden nur die Degradationskosten des Zusatznutzens “Rückspeisung“ betrachtet, da der Ladeprozess (auch DSM) den Primäreinsatz der Batterie darstellt und die dabei entstehenden Kosten keine zusätzlichen Kosten sind. Daher wird neben anderen auch die kalendarische Batteriealterung im Modell nicht abgebildet.

²Größen wie z.B. die Temperatur der Batterie haben auf die Lebensdauer der Batterie starken Einfluss, sind aber vorab in den Simulationen dieser Arbeit schwer prognostizierbar (Parkt das Auto im Schatten oder im direkten Sonnenlicht, etc.) und werden daher im Modell vernachlässigt.

³Bei der USABC Trendlinie [KKS⁺07] wurde eine Zyklenlebensdauer von 1.000.000 Zyklen bei 3 % Entladetiefe DoD angenommen.

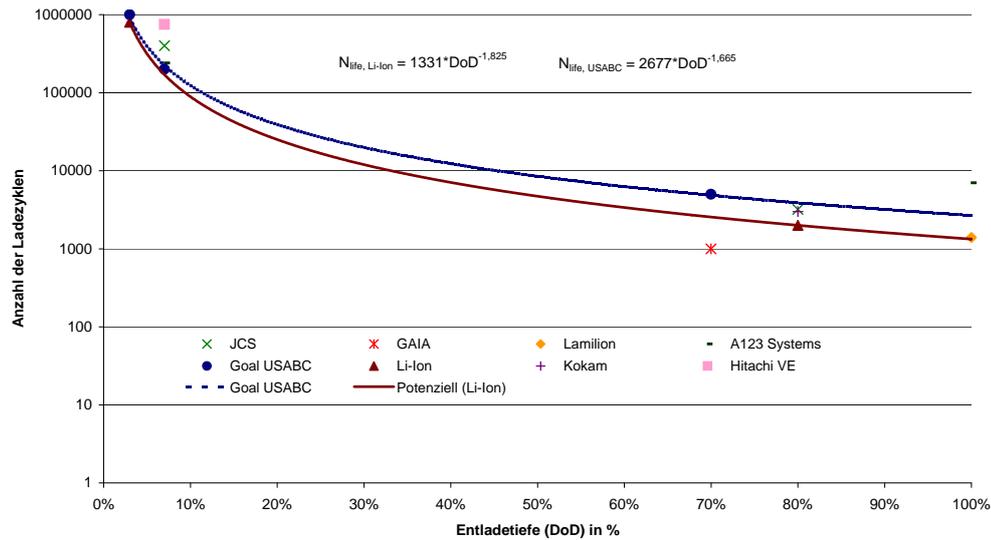


Abbildung 5.3: Batteriezyklenlebensdauer abhängig von der Entladetiefe DoD mit Trendlinien für aktuelle und zukünftige Batterien. Darstellung des Fraunhofer ISI (D. Dallinger) basierend auf Daten von [KKS⁺07] und [PMTH]. Bei geringen Entladetiefen wurde 7% DoD vereinfachend angenommen. Die kalendarische Batteriealterung ist nicht einbezogen.

Die nutzbare Energie der Batterie wird dazu im Modell als 100 % DoD definiert. Für eine aktuell verfügbare Li-Ion-Batterie werden, basierend auf den zitierten Daten und einer Potenzregression die Parameter $a = 1331$ und $b = -1,825$ verwendet. Die in [KKS⁺07] prognostizierten zukünftigen Batterien werden durch die Parameter $a = 2744$ und $b = -1,682$ mit einer Zyklenlebensdauer von 5.000 Zyklen bei 80 % DoD und 1.000.000 Zyklen bei 3 % DoD abgebildet.

Anhand Funktion 5.4 kann die nutzbare Energie einer gegebenen Batterielebensdauer abhängig von der Entladetiefe abgeschätzt werden. Nichtbeachtete Einflussfaktoren sind dabei u.a. die C-Rate, die Temperatur, die spezifische chemische Zusammensetzung der Batterie, die Dimensionierung des Batteriesystems und die kalendarische Lebensdauer. Die ermittelten Funktionen suggerieren eine maximale Batterielebensdauer ohne Ladevorgänge und bei vollständiger Ladung der Batterie. Bei reiner Betrachtung der kalendarischen Lebensdauer der Batterie ist für viele Li-Ion Technologien eine volle Batterie aber der Zustand mit dem größten Verschleiß. Zielstellung der Modellierung ist jedoch nicht die exakte Modellierung aller Batteriedegradationsprozesse, sondern eine möglichst reale Abbildung der Kosten der zusätzlichen Entladevorgänge anhand prognostizierbarer Parameter.

Zusätzliche Batteriekosten pro Ladevorgang

Die Kosten für jeden zusätzlichen Ladevorgang $c_{dis_{unit}}$ (in $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$) sind abhängig von der entladenen Energiemenge und der Entladetiefe am Beginn DoD_{Start} (in %) und am Ende des Ladevorgangs DoD_{End} (in %). Weitere relevante Parameter sind die Batteriekosten c_{Batt} (in $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$) und die über die Lebenszeit umgesetzte Energiemenge der Batterie E_{Batt} (in kWh). Unter der Annahme, dass sich die Batteriedegradationskosten gleich über alle Ladeprozesse verteilen, kann man die Batteriekosten eines Zyklus $c_{dis_{cycle}}(0, DoD)$ (in $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$) anhand der Batteriekosten c_{Batt} geteilt durch die Zyklenanzahl $N_{life}(DoD)$ mit Formel 5.5 berechnen.

$$c_{dis_{cycle}}(0, DoD) = \frac{c_{Batt}}{N_{life}(DoD)} \quad (5.5)$$

Die Kosten je entladener Energiemenge $c_{dis_{energy}}(0, DoD)$ (in €) sind abhängig von der Ladetiefe pro gespeicherter kWh in Abbildung 5.4 dargestellt und anhand der über die Lebenszeit umgesetzten Energiemengen der Batterie E_{Batt} sowie der Zyklenanzahl N_{life} mit Formel 5.6 berechnet.

$$c_{dis_{energy}}(0, DoD) = \frac{c_{Batt} \cdot DoD \cdot E_{Batt}}{N_{life}(DoD)} \quad (5.6)$$

Auf Basis der getroffenen Annahmen können nun die spezifischen Kosten einzelner Ladevorgänge wie folgt berechnet werden:

$$\begin{aligned} c_{dis}(DoD_{Start}, DoD_{End}) &= c_{dis}(0, DoD_{End}) - c_{dis}(0, DoD_{Start}) \\ &\text{für } DoD_{End} > DoD_{Start} \end{aligned} \quad (5.7)$$

Die Funktion der Kosten eines spezifischen Ladevorgangs $c_{dis_{unit}}$ (in $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$) abhängig von der Entladetiefe DoD ist:

$$\begin{aligned} c_{dis_{unit}}(DoD) &= c_{dis}(DoD, DoD+1) \\ &= c_{dis}(0, DoD+1) - c_{dis}(0, DoD) \\ &= \frac{c_{Batt}}{N_{life}(DoD+1)} - \frac{c_{Batt}}{N_{life}(DoD)} \end{aligned} \quad (5.8)$$

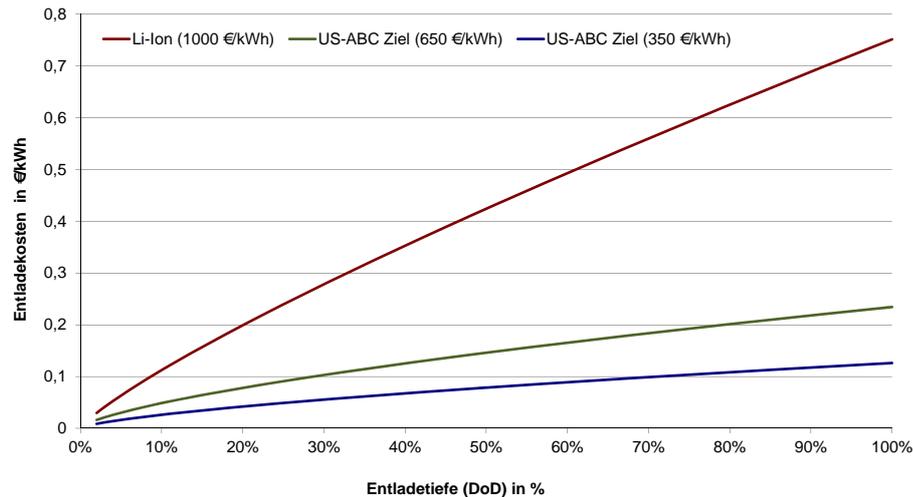


Abbildung 5.4: Batteriedegradationskosten für aktuell erhältliche Li-Ion-Batterien mit $1000 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ und für zukünftige Batterien basierend auf den Entwicklungsvorgaben des USABC Konsortiums für Batteriesystemkosten von $650 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ und $350 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ [KKS⁺07].

Bei aktuellen Batteriekosten von $1000 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ [siehe u.a. Sau11] und bei der angenommenen Funktion der Zyklenlebensdauer liegen die spezifischen Entladekosten zwischen $0,75 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ bei tiefem Ladezustand der Batterie und unter $0,10 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ bei geringer Entladetiefe. Bei der vom USABC Konsortium [KKS⁺07] abgeleiteten künftigen Funktion der Zyklenlebensdauer relativiert sich die DoD abhängige Spreizung der Kosten etwas. Bei prognostizierten spezifischen Batteriekosten von $350 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ liegen die ermittelten Kosten pro Entladevorgang in Abhängigkeit der Entladetiefe zwischen $0,01 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ und $0,13 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$.

Das verwendete Modell ist eine vereinfachte Approximation der Realität, welches die Batterieabnutzungskosten überschlägig bewertet. Die Definition der nutzbaren Batteriekapazität sollte bei der Verwendung der Batteriekostenabschätzung in einem Ladefahrplanoptimierer (wie z.B. im Flottenversuch) in enger Abstimmung mit den Batteriemagementsystem der spezifischen Batterie stattfinden. Im Modell wird eine Entladung bei tiefem Ladestand als teuer bewertet. Ein Zyklus mit geringer Amplitude bei geringem Ladestand, abhängig vom Batterietyp, ist häufig jedoch genauso wenig schädigend wie bei hohem Ladestand. Dieser Zusammenhang wird vom Modell nicht abgebildet. Erste Priorität der Elektrofahrzeuge ist die Mobilität. Die verwendete Funktion bewahrt den Nutzer des Fahrzeuges vor zu tiefen Entladezyklen, in dem die Kosten entsprechend hoch sind. Ist die Batterie nach einer Fahrt tief entladen, muss, bevor kostengünstig zurück gespeist werden kann, die Batterie aufgeladen werden. Das verwendete Modell unterschätzt so die Rückspeiseoptionen bei geringen Ladestände. Die entsprechenden Ergebnisse der Rückspeisung sind daher als konservativ zu betrachten. Bei Li-Ion-Systemen der Firma A123 ist laut [PAW09] nicht die Entladetiefe sondern die ge- und entladene Energiemenge der Parameter mit dem größten Einfluss auf die Batteriedegradation. Rechnungen anhand der

von der A123 veröffentlichten Parameter [siehe u.a. LBDR10] kommen bei zukünftigen Batteriekosten auf Werte in einer ähnlichen Größenordnung.

Das entwickelte Modell zur Abschätzung der durch Rückspeisung zusätzlich entstehenden Kosten wurde von verschiedenen Experten u.a. aus dem Flottenversuchsprojekt “Elektromobilität“, unabhängig voneinander als zielführend bewertet⁴ [BMU10b].

5.3 Dezentral anreizbasierte Ladeoptimierung im mobilen Dispatcher

In Abschnitt 3.1.3 wurde erläutert, warum die dezentrale anreizbasierte Ladeentscheidung zusammen mit einer direkten Kommunikationsanbindung des Fahrzeugs und dem mobilen Erfassen der verbrauchten Energie eine vielversprechende Möglichkeit zur Netzintegration von Elektrofahrzeugen ist. Um die theoretischen Erkenntnisse zu validieren wurde eine anwendungsorientierte Umsetzung mit direkter Anbindung angestrebt. Wesentliche Funktionen, die zur Umsetzung des in Abschnitt 3.1.2 beschriebenen Konzeptes im Fahrzeug benötigt werden, sind die bidirektionale Erfassung des Energieflusses zwischen Ladestation und Fahrzeug, die Kommunikation mit den Ladestationen und Energieversorgern, die Kommunikation mit den Steuergeräten des Fahrzeugs sowie die Organisation und Optimierung der Ladevorgänge. Bei der praktischen Umsetzung wurden diese Funktionen nicht in bereits vorhandene Komponenten des Fahrzeugs (Batteriemanagement, Laderegler, Navigationssystem, etc.) integriert, sondern es wurde eine neue Komponente, der “mobile Dispatcher“, entwickelt.

Die Grundstruktur und wesentlichen Elemente des mobilen Dispatcher wurden im Rahmen der Arbeit entworfen. Die erste Realisierung des mobilen Dispatchers erfolgte im BMU Flottenversuch Elektromobilität [siehe u.a. PHL⁺11; PSM⁺10; K LW10]. Daher werden nachfolgend der Aufbau, das Funktionsschema und die Schnittstellen des mobilen Dispatchers anhand der Anforderungen des Flottenversuchs erläutert. Das Grundkonzept sowie Kernelemente der Hard- und Software können und werden aktuell an andere Rahmenbedingungen (Fahrzeuge und Ladestationen) angepasst.

⁴Die Erarbeitung des hier vorgestellten Batteriedegradationsmodells fand gemeinsam mit David Dallinger vom Fraunhofer ISI im Rahmen des BMU Flottenversuchs statt

In den folgenden Abschnitten wird zuerst auf die im Fahrzeug optimierte Ladeplanung eingegangen. Anschließend werden die wichtigsten Erkenntnisse aus der Implementierungsphase des mobilen Dispatchers im Fahrzeug diskutiert.

5.3.1 Kostenoptimale Ladefahrplanung im Fahrzeug

Die Steuerung der Energieflüsse mittels variabler Tarife führt zu einem Optimierungsproblem (siehe auch Abschnitt 2.1). Neben den variablen Tarifen sind die individuellen Fahrerwünsche sowie Daten und Betriebszustände der am Ladeprozess beteiligten Komponenten wichtige Einflussparameter (siehe auch Abbildung 2.1). Der zur Lösung dieser Optimierungsaufgabe in Abschnitt 4.4 erarbeitete Grafensuchalgorithmus wurde für einen möglichst ressourcenschonenden Einsatz des Algorithmus in einem kompakten Embedded Regelungssystem in der Programmiersprache C umgesetzt.

Zur Veranschaulichung der Funktionsweise und zur Kontrolle bei der Entwicklung wurde ein intuitiv bedienbares Visualisierungsinterface in Java implementiert. Abbildung 5.5 zeigt einen Screenshot des Interface. Im oberen Diagramm sind die jeweils gültigen Tarifkurven für den Bezug (rot, obere Kurve) und das Einspeisen (grün, untere Kurve) des Optimierungszeitraums dargestellt. Im Beispiel mit am Standardlastprofil angelehnten Tarifgängen benötigt das Fahrzeug 10 kWh und hat 24 h Zeit, um diese zu laden. Mit den editierbaren Feldern im unteren Bildabschnitt können die Ladeparameter (z.B. die Batterieeigenschaften) und -zielvorgaben verändert werden. Die maximale Ladeleistung im gewählten Beispiel entspricht der einer einphasigen haushaltüblichen Steckdose mit einer Ladeleistung von rund 3,5 kW.

Der Fahrer kann über die Eingabe der maximalen Ladeleistung am Navigationssystem die Be- und Entladeleistung beschränken. Ebenfalls kann die Ladestelle bzw. das Netz anhand der übertragenen Leistungsparameter und das Batteriemanagementsystem die maximale Be- und Entladeleistung beschränken. Siehe auch Abbildung 5.6. In der Optimierungsrechnung wird immer die geringste maximale Leistungsvorgabe beachtet.

Zur Berechnung der Batteriedegradationskosten werden die Annahmen aus Abschnitt 5.2 herangezogen. Nach der Optimierungsrechnung wird im mittleren Diagramm anhand der schwarzen Linie der voraussichtliche Ladezustand der Batterie und die zu ladende (rot) und einzuspeisende (grün) Energiemenge je Zeitschritt als Balken dargestellt. Im Beispiel wird die Batterie in den günstigen Morgenstunden vollständig geladen. Anschließend wird, falls die Einnahmen des Stromverkaufs größer sind als die des Strombezugs,



Abbildung 5.5: Visualisierung der Einflussgrößen und der resultierenden Optimierungsergebnisse des mobilen Dispatchers.

zusammen mit den Batteriedegradationskosten das Fahrzeug genutzt, um Energie zwischenspeichern. Im Beispiel lohnt sich das sowohl zwischen 13 und 17 Uhr, als auch zwischen 20 und 24 Uhr. Im unteren Diagramm werden die zu erwartenden Kosten und Erlöse des Ladevorgangs je Zeitschritt dargestellt. Die roten Balken geben die Kosten für den Bezug, die Grünen die Einnahmen für das Einspeisen von Strom an.

Auf den grünen Balken sind in gelb die Kosten der Batteriedegradation, die durch das Zurückspeisen entstehen, abgebildet. Die kumulierten Kosten, Erlöse und Energiemengen

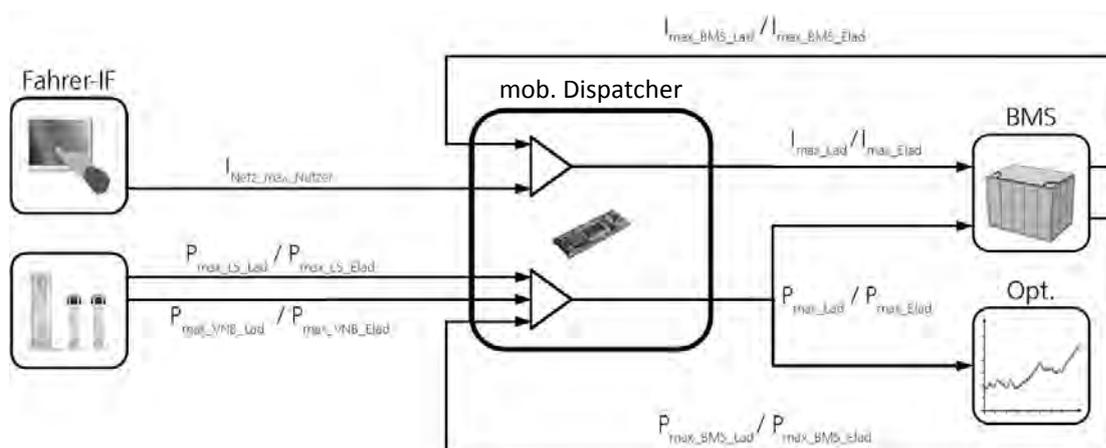


Abbildung 5.6: Zusammenspiel der verschiedenen beachteten Faktoren bei der Bestimmung der Ladeleistung.

des betrachteten Zeitraums sind unten in grau aufgeführt. Das verwendete Modell unterschätzt wie in Abschnitt 5.2 beschrieben die Rückspeiseoption bei geringen Ladeständen. In der Praxis bedeutet dies, dass das Fahrzeug nur bei relativ vollen Batterien zur Energierückspeisung eingesetzt wird. Kurzfristige Änderungen der Einflussgrößen, wie z.B. Verringerung der Ladeleistung oder Tarifänderungen, führen zu einer Neuoptimierung. Ungeplante Abweichungen der geplanten Lade- bzw. Entladeleistung werden durch den Messchip des mobilen Dispatchers erkannt und führen ggf. ebenfalls zur Neuoptimierung. Die Ermittlung der optimalen Ladestrategie benötigt, auf dem Embedded Zielsystem, welches im folgenden Abschnitt beschrieben wird, abhängig vom Lösungsraum maximal 10 Sekunden.

5.3.2 Implementierung im Flottenversuch Elektromobilität

Der für die direkte Anbindung und die effiziente Ladeplanung im Fahrzeug entwickelte Grafensuchalgorithmus wird im Flottenversuch Elektromobilität eingesetzt und im praxisnahen Betrieb validiert. Ebenso wird die Anbindung der Fahrzeuge des Flottenversuchs mit den Rahmen der Arbeit entwickelten Soft- und Hardwarebausteinen sowie dem Konzept des mobilen Dispatchers zu großen Teilen realisiert. Ein zentraler Bestandteil des Flottenversuchs ist die Versorgung der netzgekoppelten Fahrzeuge mit Strom aus erneuerbaren Energien unter Berücksichtigung der Lastsituation des Netzes. Im Gegensatz zu vergleichbaren Flottenversuchen ist auch das Rückspeisen von Energie aus den mobilen Speichern in das Netz vorgesehen. Die Kommunikation des Angebots an erneuerbaren Energien sowie der Lastsituation des Netzes erfolgt über dynamische Stromtarife. Die beiden Tarife für Strombezug und Einspeisung der Fahrzeuge können im Flottenversuch auch kurzfristig (gültig dann ab der kommenden Viertelstunde) geändert werden. Zusätzlich zu den globalen Vorgaben des dynamischen Tarifs ist im Rahmen des Flottenversuchs eine dynamische lokale Tarifanpassung vorgesehen, die es ermöglicht unterschiedliche Lastsituationen auf der Verteilnetzebene zu berücksichtigen und gleichzeitig die vorhandenen Netzkapazitäten effizienter zu nutzen. Neben der global geprägten und lokal adaptierbaren anreizbasierten Ladebeeinflussung können zusätzlich Vorgaben für maximale Bezugs- oder Rückspeiseleistung von der Ladestation bzw. dem Netzbetreiber an den jeweiligen mobilen Dispatcher übergeben werden. Für Notsituationen besteht neben den optionalen Leistungsbandvorgaben die Möglichkeit, dem mobilen Dispatcher extern die Netzfreigabe zu entziehen und somit den Lade- oder Rückspeiseprozess zu unterbinden.

Im Flottenversuch werden drei Ladevarianten getestet, um möglichst viele der in Abschnitt 2.8 beschriebenen Ladesituationen abzudecken. Neben einer unidirektionalen Gleich-

stromladestation mit bis zu 30 kW Ladeleistung ist im Flottenversuch die Ladung an jeder typischen einphasigen Steckdose möglich. Bei Anbindung der Fahrzeuge über die im Haushalt übliche Schutzkontaktsteckdose ist gemäß (IEC 61851-1:2001) keine Rückspeisung der Energie erlaubt. Als dritte Ladevariante wird eine sogenannte e-Box zu bidirektionalen einphasigen Anbindung der Fahrzeuge realisiert.

Eine Eigenschaft des Flottenversuchs, die immer wieder zu Kompromissen zwingt, ist, dass in den heutigen, elektrizitätswirtschaftlichen Rahmenbedingungen zukünftige Systeme im praktischen Betrieb getestet werden. Der Aufbau der Ladesysteme spiegelt daher nicht vollständig das in Abschnitt 3.1.2 beschriebene System wieder. Dieser Kompromiss musste jedoch gewählt werden, um erste Erfahrungen der Praxis unter aktuellen Rahmenbedingungen zu sammeln, und ist bedingt aus den verschiedenen Wünschen einzelner Projektpartner.

Teilaufgaben aus verschiedenen Disziplinen (u.a. Elektrotechnik, Mechatronik, Kommunikationstechnik und Informatik) bei der Umsetzung des konzeptionierten mobilen Dispatchers konnten nur durch die im Rahmen der Arbeit betreuten Abschlussarbeiten [Wii09; Mie09; Her10; Fre09; End10; Ben10; Hei09] sowie durch externe Zuarbeit erfolgreich gemeistert werden.

Die Grundlage zur Umsetzung der optimierten Ladeplanvorgaben stellt die Kommunikation zwischen der Ladestation und dem fahrzeuginternen Ladesystem dar. Letzteres besteht aus dem Batteriemanagementsystem, dem Ladegerät im Fahrzeug und der Traktionsbatterie. Der mobile Dispatcher ist Teil dieser Kommunikation. Er realisiert über den Datenaustausch zwischen den Steuergeräten das Lademanagement und bringt die Nutzervorgaben mit externen Anforderungen (Netz, Haus, Ladestelle) mit den internen Anforderungen des Batteriemanagementsystem (BMS) in Einklang. Gesteuert wird das Batteriemanagementsystem durch die Vorgaben des mobilen Dispatcher, welcher auf Basis von Tarifen, Netzfregabe und Leistungsvorgaben einen Ladefahrplan erstellt. Die Vernetzung der im Fahrzeug am Lademanagement beteiligten Steuergeräte erfolgt über einen als Lade-CAN⁵ bezeichneten CAN-Bus. Die Entscheidung für CAN (Controller Area Network) beruht auf den hohen Sicherheitsanforderungen, welche an das Lademanagement gestellt werden. Das ausgereifte CAN-Protokoll bietet sich aufgrund seiner Konzeption für den Einsatz in Fahrzeugen und seiner hervorragenden integrierten Fehlererkennungsmechanismen an. Abbildung 5.7 zeigt die Teilnehmer des Lade-CAN im Flottenversuch Elektromobilität, die im Folgenden vorgestellt werden.

⁵CAN-Bus (Controller Area Network) ist ein asynchrones, serielles Bussystem. Der CAN Feldbuss wird häufig in Fahrzeugen zur Vernetzung der diversen Fahrzeugkomponenten und Steuergeräte verwendet [vgl. Wik10].

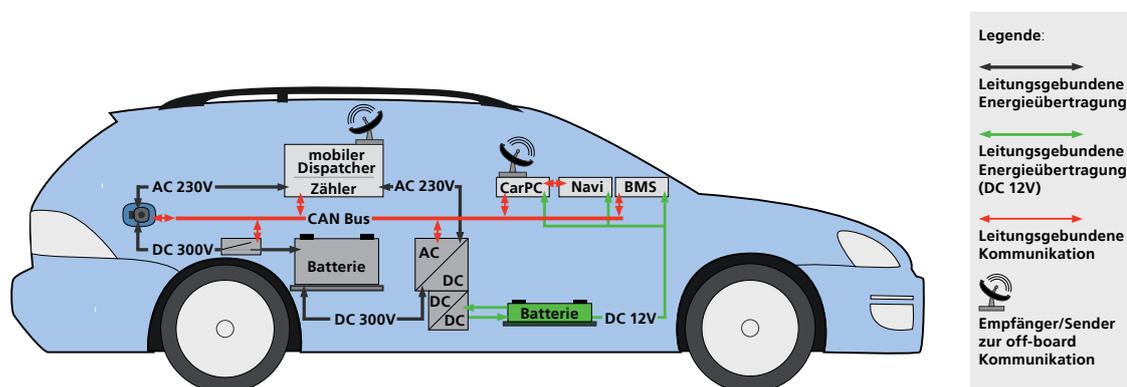


Abbildung 5.7: Schematische Darstellung der Teilnehmer des Lade-CAN im Fahrzeug.

Hardware des mobilen Dispatchers

Der mobile Dispatcher ist die Schnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladesystem. Weitere Funktionen neben der onboard Ladefahrplanung sind die fahrzeuginterne Kommunikation mit den Steuerungsgeräten am Lade-CAN, die Vorgaben des Fahrzeuglademanagements und die bidirektionale Messung des Energieflusses zwischen der Ladestation und dem Ladegerät im Fahrzeug. Der mobile Dispatcher ist in Abbildung 5.7 als Embedded System mit integriertem Zähler dargestellt. Das Empfänger/Sender-Symbol zeigt die Fähigkeit zur drahtlosen Kommunikation mit der Ladesäule. Zusätzlich zu der drahtlosen Kommunikation mit der Ladestation ist bei der im Rahmen der Arbeit beschriebenen direkten Anbindung noch eine Mobilfunkanbindung zum Fahrstromversorger eingeplant.

Die Anbindung an die spezifische Ladeinfrastruktur des Flottenversuchs erfordert die Kommunikationsschnittstellen CAN und ZigBee. Bei künftigen Ladesystemen könnten diese Schnittstellen an andere Kommunikationsmedien wie beispielsweise PLC⁶ adaptiert werden. Der mobile Dispatcher liegt im direkten Strompfad zwischen Ladestation und Ladegerät im Fahrzeug, um den Energiefluss zu messen. Zur Erläuterung der Systemarchitektur werden im Folgenden die einzelnen Funktionsblöcke separat erläutert.

Zentrale Steuereinheit (Embedded System)

Die zentrale Steuereinheit des mobilen Dispatchers bildet ein Embedded System der Software Systems GmbH SSV aus Hannover. Damit das System parallel zu Steuerungsprozessen in definierten Zeitintervallen auf Kommunikationsprozesse reagieren kann, muss die Prozessorleistung ausreichend dimensioniert sein. Das Modul "DIL/NetPC DNP/5280" besitzt einen 80 Mhz MCF5282-Coldfire 32-Bit-RISC-Prozessor von Motorola. Als Be-

⁶Powerline Communications (PLC) Powerline ist der Oberbegriff für die Übertragung von Daten über Stromkabel. Dabei werden die stromführenden Kabel dazu genutzt, um parallel zur Energieversorgung auch noch Daten zu übertragen. Powerline Communications (PLC) ist auch unter dem Begriff Digital Powerline (DPL) bekannt [vgl. Wik10].

triebssystem ist ein Embedded Linux (uClinux) im internen Flash-Speicher installiert. Im Chipsatz sind Ethernet-, CAN-Controller und zwei UART⁷-Schnittstellen integriert.

ZigBee-Schnittstelle

Die ZigBee⁸-Schnittstelle dient im Flottenversuch zur drahtlosen Kommunikation mit der lokalen Ladestation. Die Reichweite des Senders liegt im freien Gelände bei maximal 1,6 km und in Innenräumen bei ca. 100 m. Das Modul wird über eine UART-Schnittstelle mit dem Embedded System verbunden.

CAN-Bus Schnittstelle

Für die Kommunikation mit den Teilnehmern des Lade-CAN ist eine CAN-Bus Schnittstelle im mobilen Dispatcher implementiert. Diese dient im Flottenversuch auch zur Kommunikation mit der DC-Schnellladestation. Bei der Implementierung ist zu beachten, dass die am CAN-Bus beteiligten Komponenten geregelt aufwachen und in einen Schlafmodus bzw. Energiesparmodus überführt werden (bei Ladeunterbrechungen durch Lastverlagerung). Unnötige Unterbrechungen der Busruhe führen zu erhöhtem Energieverbrauch.

Energiemessung

Die bezogene und rückgespeiste Energie zwischen Ladestation und Ladegerät im Fahrzeug kann im mobilen Dispatcher aktuell bei einer einphasigen AC-Anbindung gemessen werden. Es werden dabei Messdaten zu Energiewerten, die aktuelle Leistung, sowie Strom- und Spannungswerte vom Prozessormodul ausgelesen und gespeichert. Die Genauigkeit der Messung ist im Bereich handelsüblicher Haushaltszähler. Dies gilt sowohl über den gesamten Messbereich als auch über den vorgegebenen Temperaturbereich. Der Eigenverbrauch des mobilen Dispatchers sowie der Stromverbrauch der Hilfsaggregate bei Netzanschluss werden ebenfalls mit gemessen.

Debug-Schnittstellen

Zur einfacheren Implementierung von Weiterentwicklungen kann auf das Embedded System von extern zugegriffen werden. Für eine sogenannte “On-Chip-Debugging“-Möglichkeit, der Flash- Programmierung des Betriebssystems, Tests und Fehlersuche, ist eine UART-Schnittstelle implementiert.

Spannungsversorgung

Der mobile Dispatcher wird im Flottenversuch ausschließlich mit fahrzeugexterner Span-

⁷Universal Asynchronous Receiver Transmitter. Eine UART-Schnittstelle mit verschiedenen Interfaces (z.B. RS-232 oder RS-485) dient zum Senden und Empfangen von Daten über eine Datenleitung und bildet den Standard der seriellen Schnittstellen an PCs und Mikrocontrollern [vgl. Wik10].

⁸ZigBee ist ein Funknetz-Standard. PHY- und MAC-Layer basieren auf IEEE 802.15.4, der es ermöglicht, Haushaltsgeräte, Sensoren, uvm. auf Kurzstrecken (10 bis 100 Meter) zu verbinden [vgl. Wik10].

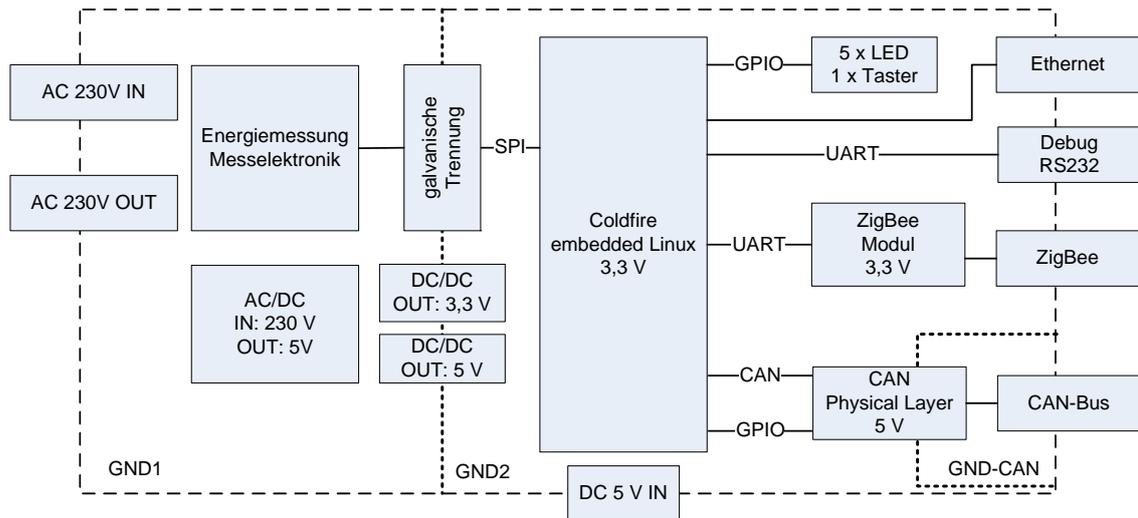


Abbildung 5.8: Skizze der gewählten Systemarchitektur des mobilen Dispatchers im Flottenversuch. Durch die gestrichelten Linien werden die drei getrennten Massenflächen des mobilen Dispatchers dargestellt.

nung von 230 V versorgt. Die benötigten Spannungen für das Embedded System und das ZigBee-Modul werden intern generiert. Ein Fokus der Implementierung war es, die internen Spannungen und Signale der Schnittstellen elektrisch von der Netzspannung isoliert auszuführen. Im Unterschied zum mobilen Dispatcher werden die anderen Teilnehmer am Lade-CAN vom Fahrzeug versorgt.

Mechanik

Der komplette Aufbau wurde in einem robusten Metallgehäuse aufgebaut (siehe auch Abbildung 5.11). Das Gehäuse schützt die Schaltung gegen Umwelteinflüsse und erfüllt die IP-Norm der Klasse 65. Alle verwendeten Stecker und Buchsen sind gegen unbeabsichtigtes Lösen durch Vibration oder mechanische Spannungen gesichert. Aufgrund des bidirektionalen Energieflusses sind die Spannungsein- und -ausgänge gegen Berührung isoliert.

Das Blockschaltbild in Abbildung 5.8 skizziert die einzelnen verwendeten Komponenten. Kern ist das Embedded System im mittleren Bereich der Abbildung. Die Anbindung der äußeren Kommunikations- und Spannungsschnittstellen über entsprechende Hardware-Blöcke an den Mikrocontroller ist ebenfalls eingezeichnet. Das Blockschaltbild ist durch gestrichelte Linien in drei Abschnitte unterteilt, welche die getrennten Massenflächen symbolisieren. Das Potential von GND1 (Masse, engl. ground, abgekürzt GND) ist entsprechend sicherheitstechnischer Richtlinien von den anderen beiden Stromkreisen galvanisch getrennt. GND2 ist die flächige Platinenmasse der Elektronik und GND-CAN ist die Schirmerde des CAN-Bus. Der Schutzleiter PE liegt auf dem Gehäuse und ist nicht mit der Elektronik-Masse verbunden. Abbildung 5.9 zeigt die fertig bestückte Pla-



Abbildung 5.9: Platine des mobilen Dispatchers.

Beschreibung	Eigenschaft
Versorgungsspannung	230 V AC
Versorgungsspannung intern	5 V DC
Stromaufnahme	max. 200 mA
Messbereich bidirektional	-16 A bis 16 A
Schnittstellen	Ethernet CAN ZigBee
Debug-Schnittstelle	UART

Tabelle 5.1: Technische Daten des mobilen Dispatchers.

tine des“mobilen Dispatchers“. In Tabelle 5.1 werden die technischen Daten des mobilen Dispatchers des Flottenversuchs aufgelistet.

5.3.3 Erfahrungen aus der Implementierungsphase

Die ausführliche Beschreibung der implementierten Funktionen überschreitet den Rahmen der aktuellen Arbeit. Es wird daher exemplarisch auf einige allgemeingültige Funktionen sowie kritische Punkte bei der Realisierung eingegangen. Im Gegensatz zu Elektrofahrzeugen ohne Lademanagement im Fahrzeug, bei denen der Ladeprozess direkt nach dem Netzkontakt startet und bis zu einem Schwellwert geladen wird, existieren beim Laden mit bidirektionalem Lademanagement im Fahrzeug deutlich mehr Ladeoptionen (z.B. sofortiges Laden, verzögertes Laden, Rückspeisen u.v.a.). Die verschiedenen Situationen, in denen sich das Fahrzeug bei Netzkontakt befinden kann, erfordern sowohl vor als auch nach der Berechnung der optimalen Ladestrategie einen organisierten Ablauf. Mögliche Zustände sind daher durch den Austausch spezieller Informationen bzw. durch die Ausführung zentraler Schritte des Lademanagements charakterisiert. Das Ablaufdiagramm in Abbildung 5.10 zeigt die zentralen Zustände des Lademanagements. Im Flottenversuch erfolgt die Stromversorgung des mobilen Dispatchers über das Ladekabel. Die Darstellung der Ladevorgänge beginnt daher mit dem Herstellen der Verbindung zwischen Ladestation und Fahrzeug. In dem als Vorlauf bezeichneten Zustand erfolgen der Bootprozess und die Initialisierung des mobilen Dispatchers. Nach dem Hochlauf des Systems wird die Kommunikation mit der Ladestation aufgenommen. Ist das Fahrzeug an einer kommunikationsfähigen Ladestation angeschlossen, authentisiert sich das Fahrzeug über den Dispatcher an der Ladestation. Bei bestehender Berechtigung zum Laden werden die ak-

tuellen Tarifdaten und Leistungsparameter der Ladestation an den mobilen Dispatcher gesendet. Mit dem Empfang der Tarife wird der Zustand “Vorlauf“ verlassen. Im folgenden Zustand “Analyse“ werden die Informationen zur Ladestation und zu den Tarifen sowie die aktuellen Betriebsparameter des Batteriemanagementsystems ausgewertet. Anschließend errechnet der Optimierer den kostenoptimalen Be- und Entladefahrplan für die aktuellen Rahmenbedingungen. Sieht dieser Ladefahrplan den sofortigen Beginn des Ladens vor, geht das Lademanagement in den Zustand “Be-/Entladen“ über. Nur in diesem Zustand erfolgt der Energiefluss zwischen dem Elektrofahrzeug und der Ladestelle entsprechend der vom Batteriemanagementsystem realisierten Ansteuerung des Ladegeräts. Dabei orientiert sich das Batteriemanagementsystem an den Vorgaben des Ladefahrplans.

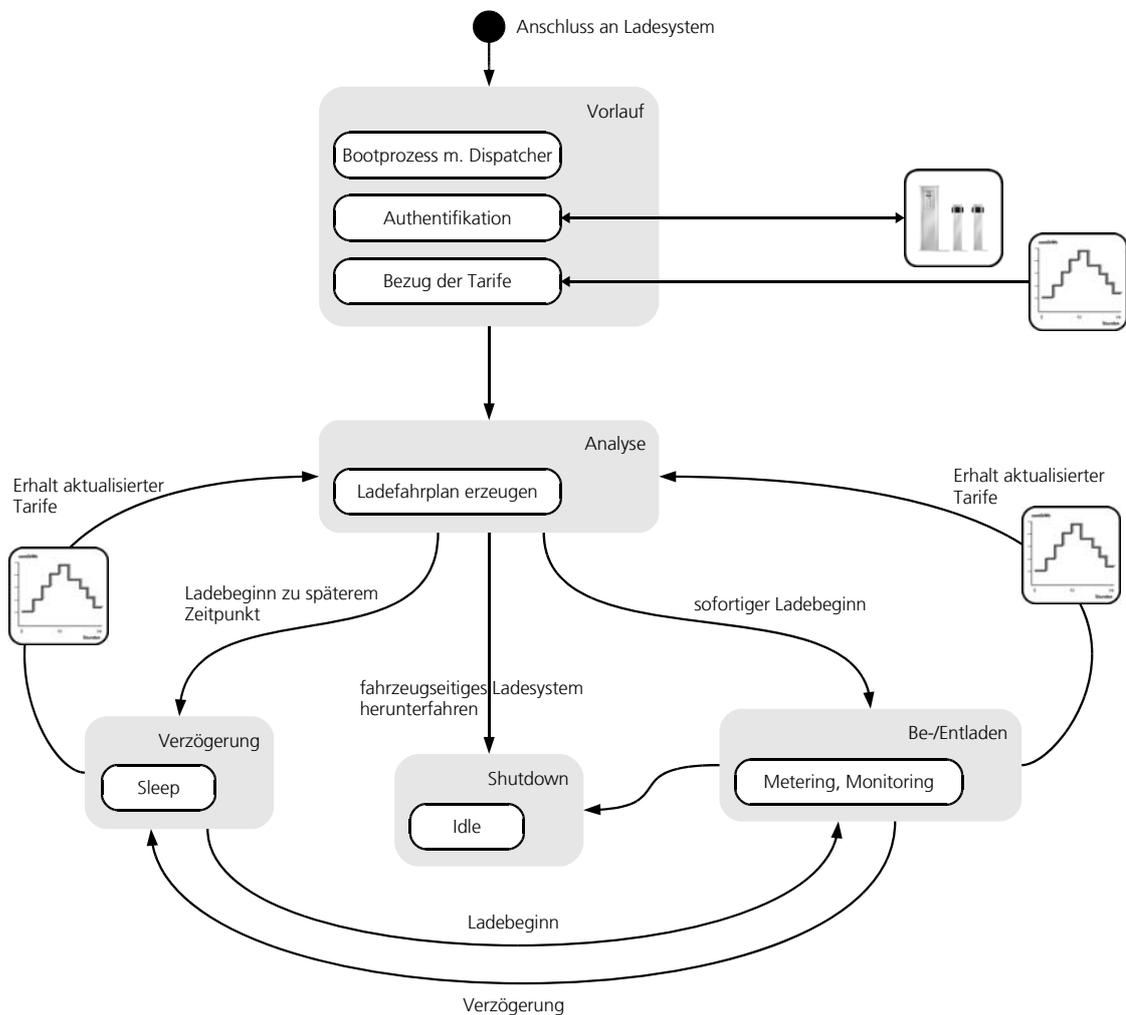


Abbildung 5.10: Das übergeordnete Ablaufdiagramm der definierten Zustände des Ladeprozesses des mobilen Dispatchers.

Der Zustand “Be-/Entladen“ wird verlassen, wenn der Ladevorgang abgeschlossen ist, wenn ein Grund zum Wechseln in den Ruhezustand “Verzögerung“ vorliegt oder wenn von der Ladestation aktualisierte Tarife empfangen werden. Der Empfang aktualisierter

Tarife erfolgt im Flottenversuch entweder zum planmäßigen Update der Tarife um 13.00 Uhr eines Tages oder wenn der Betreiber des lokalen Netzes eine kurzfristige Dienstleistung anfordert. Werden aktualisierte Tarife empfangen, wird ein erneuter Durchlauf des Optimierungsalgorithmus mit anschließender Bestimmung des Folgezustands durchgeführt. Der Ruhezustand "Verzögerung" ist dafür vorgesehen, das fahrzeuginterne Ladesystem in Ruhezeiten in einen energiesparenden Sleep-Modus zu versetzen. Sieht der Ladefahrplan eine Verzögerung des Ladebeginns bzw. Ladephasen ohne Energiefluss vor, ist keine Kommunikation zwischen den Busteilnehmern erforderlich. Es erfolgt der kontrollierte Übergang in den Ruhezustand, in dem abgesehen vom Ruhestromverbrauch des mobilen Dispatchers kein Leistungsfluss zum oder vom Elektrofahrzeug stattfindet. Der Dispatcher wird auch während des Ruhezustands über das Ladekabel mit Strom versorgt und geht nicht in einen "Sleep"-Zustand über. Somit ist er bei allen Anschlussarten, unabhängig vom sendenden Kommunikationsmedium, weiterhin für den Empfang aktualisierter Tarife und Informationen verfügbar.

Die für den mobilen Dispatcher des Flottenversuch genutzten spezifischen Kommunikationssignale zwischen den Kommunikationspartnern am CAN-Bus der Ladesysteme, die Kommunikationsprotokolle mit den Ladestationen sowie die spezifischen Sicherheitsaspekte bei der Realisierung waren nur am Rand Teil der vorliegenden Arbeit. Wichtige Aspekte dabei sind:

- **Authentifizierung der Ladestationen und Fahrzeuge**

Die abrechnungsrelevante Erfassung mobiler Verbraucher über Messgeräte im Fahrzeug bedarf eines Verfahrens, um den Ort der Ladung ermitteln zu können. Der genutzte Anschluss muss identifiziert werden, um eine korrekte Tarifierung und Abrechnung durchführen zu können. Im Flottenversuch wird diese Thematik nur teilweise gelöst. So ist der Identifikationsprozess zwischen Fahrzeug und kommunikationsfähiger Steckdose prototypisch abgebildet. Ein Informationsaustausch mit alphanumerischer Kundennummer (ähnlich der Zählernummer des Haushaltszählers) zwischen den Fahrzeugen und Ladestationen zu Beginn der Ladevorgänge dient der Zuordnung von Kundennummer, Fahrzeug, Anschluss und Ladestelle. Große Vorteile des mobilen Meterings sind jedoch erst durch eine einfache Identifikation an möglichst vielen potentiellen Ladestellen möglich. Dies bedarf weiterer Anstrengungen in Forschung, Entwicklung und Adaption der elektrizitätswirtschaftlichen Rahmenbedingungen (siehe auch Abschnitt 3.1.2).

- **Sicherheitsaspekte des Lademanagements**

Bei Ladevorgängen mit Stromstärken bis 100 A und Ladeleistungen bis 30 kW, wie im Flottenversuch Elektromobilität, bestehen grundsätzlich erhebliche Risiken für Nutzer und Infrastruktur. Im Fehlerfall muss der Anschluss sicher spannungsfrei geschaltet werden, damit das Risiko eines Stromschlags für den Nutzer nahezu

ausgeschlossen werden kann. Diese Sicherheitsmechanismen, die den Schutz der körperlichen Unversehrtheit der Nutzer garantieren sollen, sind über die Hardware realisiert. Die Software der Steuergeräte beinhaltet ähnliche Mechanismen zur Fehlerbehandlung. Diese redundante Auslegung des Systems wurde gewählt, um die Entstehung eines “Single Point of Failure“⁹ zu vermeiden. Eine weitere Vorgabe an das Sicherheitskonzept des Lademanagements war, dass jegliche Sicherheitsmechanismen ohne Interaktion des Anwenders ablaufen müssen. Grund dafür ist, dass das Laden der Fahrzeuge über Nacht an einem heimischen Anschluss oder unbeaufsichtigt im öffentlichen Raum stattfindet. Alle am Ladeprozess beteiligten Komponenten wurden individuellen Fehlermöglichkeits- und Einflussanalysen (FMEA) unterzogen. Neben den individuellen Prüfungen wurde der Verbundbetrieb dieser Komponenten ebenfalls analysiert. Im Flottenversuch hat die oberste Priorität immer die Sicherheit, was teilweise zu Komforteinbußen führt. Bei künftigen kommerziellen Systemen mit mehr Erfahrungswerten und besserer Abstimmung der Komponenten sind jedoch weitere Entwicklungen zu erwarten. So wird im Flottenversuch beispielsweise nur geladen, falls niemand im Fahrzeug ist und die Fenster sowie das Fahrzeug geschlossen sind. Derzeit führt beispielsweise ein Öffnen des Kofferraums zur Ladeunterbrechung und damit zur Neuoptimierung des Ladeprozesses.

- **Einflussmöglichkeit des Verteilnetzbetreibers**

Die entwickelte Hard- und Software des mobilen Dispatchers funktioniert sowohl mit fahrzeug-, ladestations- oder nutzerspezifischen Tarifen. Im Flottenversuch werden nach Absprache mit den Projektpartnern ladestationsspezifische, zeitlich dynamische Tarife mit der minimalen Intervallgröße von 15 min eingesetzt. Zusätzlich zu den dynamischen Tarifen und den Schutzkonzepten des bidirektionalen Ladegeräts besteht die Möglichkeit, die Ladefreigabe einzelner Ladestellen und Fahrzeuge zu entziehen sowie das Leistungsband zu beschränken. Im Flottenversuch werden die zusätzlichen Eingriffsoptionen genutzt, um lokale Netzrestriktionen abzubilden.

- **Netzwerkmanagement im CAN-Bus der Ladesysteme**

Deutlich aufwendiger als geplant gestaltete sich das Netzwerkmanagement des CAN-Busses der Ladesysteme im Fahrzeug. Die Definition der einzelnen Botschaften, deren Priorisierung und Abfolge beim gesteuerten Ladeprozess war für alle beteiligten Projektpartner neu. Ein kritischer Punkt war die Festlegung, welche Komponenten aus Energieeffizienzmaßnahmen, von wo aus in Ruhezustand zu schalten bzw. aufzuwecken sind. Da der gesteuerte Ladeprozess wesentlich von Größen aus der Energieversorgung beeinflusst wird, kann nun der mobile Dispatcher in definierten Situationen die Busruhe und damit das Abschalten der Komponenten im

⁹Single Point of Failure, englisch für einzelne Stelle des Scheiterns, versteht man einen Bestandteil eines technischen Systems, dessen Ausfall den Ausfall des gesamten Systems nach sich zieht.

Fahrzeug erzwingen. Dieser kontrollierte Übergang zur Busruhe wird durch Standardsoftware des CAN-Netzwerkmanagement der Volkswagen AG realisiert. Ein Aufwachen aller Komponenten am CAN-Bus der Ladesysteme erfolgt durch das Versenden von Informationen. Durch Empfangsbestätigungen und zyklisch gesendete “alive“ Signale aus dem BUS kann erkannt werden, ob alle relevanten Komponenten einsatzbereit sind und ein sicherer Ladebetrieb sichergestellt werden kann.

- **Zeitsynchronisation zwischen den beteiligten Komponenten und Systemen**

Sowohl bei zeitlich dynamischen Tarifen wie auch bei Netzdienstleistungen ist sicherzustellen, dass allen Beteiligten das gleiche Zeitnormal zugrunde gelegt ist. Da die verwendeten Linux-Betriebssysteme auf der Unixzeit¹⁰ basieren, wurde diese als Zeitsystem gewählt. Die Zeitsynchronisation zwischen dem Server der Energieversorgung und den Systemen im Feld wurde über das Network Time Protocol (NTP) realisiert. In den eingesetzten Linux-Distributionen ist NTP in Form des Hintergrundprozesses (Daemon) ntpd realisiert. Im Fahrzeug wurden entsprechende priorisierte CAN Botschaften zur Übermittlung der Systemzeit eingesetzt. Durch die Botschaften, den ntpd Prozess und die batteriegepufferte Systemuhr mit einer relativ hohen Ganggenauigkeit konnte ein signifikantes Wegdriften der Systemuhren im Feld vermieden werden.

5.3.4 Einsatz des mobilen Dispatcher im Flottenversuch

Aufgrund verschiedener Verzögerungen im Gesamtprojekt (u.a. bei der Batterie- und Fahrzeugentwicklung) war das ursprüngliche Ziel des Flottenversuchs, in 2010 bereits erste externe Kundenerfahrung mit zwanzig VW Twin-Drive Fahrzeugen zu machen, nicht realisierbar. Alle realisierten mobilen Dispatcher befinden sich bei Volkswagen. Zum Zeitpunkt der Fertigstellung der Arbeit werden die Fahrzeuge sowie die Netzanbindung des Flottenversuchs in der konzerninternen Fahrzeugflotte getestet. Auch bei einem geplanten Einsatz von allen zwanzig Fahrzeugen sind Erkenntnisse aus dem Flottenversuch zum Verhalten der Fahrzeuge im Netz nur bedingt aussagekräftig. Dies trifft ebenfalls auf das Verhalten der Nutzer zu. Als weitaus hilfreicher werden vom Autor die Erkenntnisse aus dem Aufbau und der Realisierung der entsprechenden Hardware- und Softwarekonzepte gewertet. Nach kleineren Anpassungen vor Ort funktioniert die optimierte anreizbasierte Be- und Entladung der mobilen Dispatcher bisher fast reibungslos. Schwierigkeiten bereitet an verschiedenen Punkten die drahtlose ZigBee- Kommunikation zwischen Ladestation und Fahrzeug. Die Probleme waren:

¹⁰Die Unixzeit ist eine einfache Zeitdefinition, die 1969 für das Betriebssystem Unix entwickelt und als Portable Operating System Interface (POSIX) -Standard festgelegt wurde [vgl. Wik10].

- **Korrekte Authentifizierung der Kommunikationspartner**

Im Gegensatz zur Punkt-zu-Punkt-Kommunikation über das vorhandene Stromkabel muss bei Funklösungen sichergestellt sein, dass der Kommunikationspartner auch demjenigen entspricht, der an die zugehörige Energieversorgung angeschlossen ist. Um eine exakte Zuordnung sicherzustellen, werden im Flottenversuch vor der eigentlichen Energieübertragung individuelle Energieimpulse übertragen, die vom mobilen Dispatcher gemessen und zur Identifikation mit der stationären Messung der Ladestelle abgeglichen werden.

- **Reichweite und Signalstärke**

Trotz der guten Reichweite und Signalstärke laut Herstellerspezifikation, kam es vereinzelt zu Problemen mit der Signalstärke und Abschirmung. Die Positionierung der ZigBee Empfänger und Sender war eine Herausforderung, wie beispielweise der gewählte Einbau im Fahrzeugblinker zeigt.

- **Häufiger Verbindungsabbruch und Probleme bei Initialisierung und Netzwerkaufbau**

Im Gegensatz zu den zuvor geschilderten grundlegenden Problematiken von Funkanwendungen sind die bei der Umsetzung aufgetretenen häufigen Verbindungsabbrüche sowie die wiederkehrenden Probleme der Initialisierung und beim Netzwerkaufbau auf Fehler bei der spezifischen Soft- /Hardware sowie der Programmierung zurückzuführen.

Die gewählte drahtlose ZigBee-Kommunikationslösung wurde zu Projektbeginn im Projektteam politisch stark unterstützt. Nach den durchwachsenen Erfahrungen bei der Umsetzung ist eine drahtgebundene oder eine andere mit der Energieübertragung gekoppelte Kommunikation (z.B. Induktiv) zu bevorzugen. Für eine künftige drahtlose Energieübertragung ist ZigBee bei weiteren Entwicklungen und Erfahrungen durchaus denkbar. Die Entwicklung einer zusätzlichen modularen Komponente im Fahrzeug des mobilen Dispatchers erwies sich im Entwicklungsstadium als richtiger Ansatz. Die einzeln entwickelten Dispatcher (siehe auch Abbildung 5.11) konnten und können für Anpassungen einfach ersetzt und angepasst werden.

Im Flottenversuch wurden Tarife, Laderestriktionen usw. von den Ladestationen an die Dispatcher in den Fahrzeugen weitergegeben und die gemessenen Lastgänge usw. vom Dispatcher über die Ladestation zum Energieversorger übermittelt. Im Rahmen des in Abschnitt 3.1.2 vorgeschlagenen Anbindungskonzepts mit direkter Kommunikation werden diese Informationen direkt zum Mobilitätsprovider übermittelt. Der im Flottenversuch gewählte Kompromiss hat die benötigten Botschaften zwischen Ladestation und Fahrzeug unnötig vergrößert. Dies erhöhte den Aufwand und das Fehlerpotential der Signal- und Botschaftsdefinition und -priorisierung auf dem CAN-Bus der Ladesysteme sowie bei der



Abbildung 5.11: *Einer der zwanzig mobilen Dispatcher des Flottenversuchs Elektromobilität.*

ZigBee-Kommunikation. Eine möglichst einfach gestaltete und einheitliche Spezifikation für den Informationsaustausch zwischen Ladestation und Fahrzeug ist unabdingbar. Die Nutzung eines weiteren Kommunikationswegs (GPRS, Ethernet von der Ladestation etc.) für geringer priorisierte nutzerspezifische Informationen (z.B. Tarifgänge etc.) ist empfehlenswert.

5.3.5 Einordnung und Diskussion

Die entwickelten Hard- und Softwarelösungen des im Rahmen des Flottenversuchs realisierten mobilen Dispatchers basierten auf Projektvorgaben und entstanden in enger Abstimmung mit den verschiedenen Projektpartnern und deren spezifischen Interessen. Die Grundkonzeption und Funktionalität kann auch auf andere Anbindungskonzepte mit mobiler Energieerfassung, direkter Anbindung an die Energieversorgung und Ladeentscheidung im Fahrzeug übertragen werden. Die im Flottenversuch nicht realisierte Einbindung in das individuelle Energiemanagement im “Smart Home“, beispielsweise wie in Kapitel 6.2, ist beim mobilen Dispatcher über mehrere Wege realisierbar. Eine einfache Möglichkeit ist das Anpassen der dynamischen Eingabeparameter des Optimierers (Tarife und

Restriktionen) basierend auf der Energie- und Vertragssituation im “Smart Home“.

Neu beim mobilen Dispatcher ist, dass eine Komponente im Fahrzeug den Ladeprozess basierend auf fahrzeugexternen Einflussgrößen steuert. Bisher wurde bei Netzkontakt direkt geladen und maximal die Leistung an der Ladestelle beeinflusst. Durch den Einbau im Fahrzeug kann das Lademanagement besser auf die individuellen Eigenschaften und Vorlieben der Fahrzeuge und deren Nutzer abgestimmt werden. Mit dem Einbau ergeben sich weitreichende Änderungen bei der Fahrzeugkonzeption. Diese sind u.a.:

- Extern getriggerte Events für fahrzeuginterne Komponenten müssen bei Planung und Fahrzeugkonzeption berücksichtigt werden. Bei einer geplanten Ladung in x Stunden muss eine Komponente im Fahrzeug aktiv die Energie- und Netzsituation überwachen und alle notwendigen Komponenten wecken bzw. in Energiesparmodus setzen
- Das Fahrzeug wird aktiver Teilnehmer im vernetzten Energiemarkt
- Weitere Optionen zur individuellen Nutzung der Fahrzeuge (siehe 3.1.2)

Aus den Erfahrungen der Realisierung im Flottenversuch ist abzusehen, dass die ange deuteten weitreichenden Änderungen für die Automobil- und Energiebranche (siehe Abschnitt 3.1.2) eine wesentliche Hürde bei der Umsetzung der direkten Anbindung der Fahrzeuge an die Energieversorgung ist. Beide beteiligten Branchen vertreten in wesentlichen Bereichen konträre Interessen und wollen möglichst wenig Einmischung in ihre bisherigen Marktbereiche. Der Mehrwert, den der Zugang durch das mobile Zählkonzept zum Energiemarkt für die Automobilbranche ermöglicht, wird derzeit nur von Forschungsinstituten [FhG10; WLW⁺08], verschiedenen Zulieferern [Con11] und kleineren Energiedienstleistern [ubi10] erkannt. Trotz der positiven Resonanz zum Hard- und Softwarekonzept des entwickelten mobilen Dispatchers aus dem Flottenversuch und der Fachwelt [Gewinner des M2M Best Practice Award 2010; siehe M2M10] ist das System ein Prototyp, welches auf den Rahmenbedingungen des Flottenversuchs aufsetzt. Künftig vorstellbar ist z.B. die Migration der einzelnen Komponenten des mobilen Dispatchers auf bereits vorhandene Komponenten im Fahrzeug und die Adaption von neuen Funktionalitäten und Schnittstellen. Ein ausgereifter mobiler Dispatcher im Massenmarkt, die Umsetzung der in Abschnitt 3.1.2 angerissenen elektrizitätswirtschaftlichen Änderungen und die in Abschnitt 6.1 betrachteten positiven Auswirkungen auf die Residuallast bei einer hohen Durchdringung von Fahrzeugen sind zukünftige Visionen, die von vielen unkalkulierbaren, künftigen Faktoren abhängen. Im Ergebnissteil wird auf Basis der derzeitigen Rahmenbedingungen exemplarisch gezeigt, dass durch die intelligente Einbindung

von Elektrofahrzeugen bereits heute monetäre Verbesserungen und eine Kopplung zur lokalen Energieproduktion erreichbar sind.

Ergebnisse

In diesem Kapitel werden Ergebnisse, aufbauend auf den zuvor erläuterten Konzepten (siehe Konzept der direkten Anbindung in Abschnitt 3.1.2), Optimierungsverfahren (siehe Kapitel 4) und Modellen (siehe Abschnitt 5), an ausgewählten exemplarischen Beispielen aufgezeigt und bewertet. Die exemplarischen Untersuchungen sind dabei in zwei unterschiedliche Teile gegliedert:

1. Auswirkungen einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen auf das Verteilnetz und Untersuchungen zu deren indirekter Beeinflussung des Ladeverhaltens (siehe Abschnitt 6.1 am Beispiel des Verteilnetzes der Stadt Freiburg)
2. Optimierte Betriebsführung lokaler Energieerzeuger im Zusammenspiel mit bidirektional angebundenen Elektrofahrzeugen im “Smart Home“, erläutert am Beispiel einer Freiburger Reihenhaussiedlung (siehe Abschnitt 6.2)

Der im Abschnitt 5.3 realisierte Aufbau zur mobilen, anreizbasierten Lade- bzw. Entladeentscheidung der mobilen Dispatcher bildete eine wesentliche Grundlage für die im kommenden Kapitel vorgestellten Ergebnisse.

6.1 Energieanforderungen einer elektrischen PKW-Flotte

Am Beispiel des Freiburger Verteilnetzes werden die Auswirkungen einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen exemplarisch untersucht. Für die Untersuchung wird das in Kapitel 5.1 erzeugte Energieanforderungsprofil der Elektrofahrzeuge mit dem elektrischen Lastgang des Freiburger Netzes überlagert. Die für die Arbeit verwendeten Abbildungen zeigen den Lastgang der Woche der Höchstlast aus dem Jahre 2008. Die Änderung des Wochenlastprofils der Stadt variiert durch die betrachtete Anschlussleistung der Elektrofahrzeuge ebenso wie durch etwaige Lademanagementstrategien. Viele der in der Arbeit untersuchten Varianten implizieren bestimmte Verhaltensweisen des Fahrzeugnutzers und Verbrauchers. Das zukünftige Ladeverhalten der Elektrofahrzeugnutzer ist momentan noch nicht bekannt und eine sozioökonomische Untersuchung des Ladeverhaltens zukünftiger Elektrofahrzeugnutzer entspricht nicht der Zielstellung dieser Arbeit [siehe hierfür u.a. SMG08; Hah10]. Die Untersuchungen haben daher den Charakter von Extremwertbetrachtungen. In der Realität werden die Werte zwischen den im Folgenden vorgestellten Simulationsergebnissen liegen. Für die angesprochenen Extremwertbetrachtungen werden die Einflüsse des Ladeverhaltens unter relativ unwahrscheinlichen Extremen dargestellt. Die gleichmäßige Verteilung aller Ladevorgänge pro betrachtetem Zeitschritt durch Leistungsmittelwerte stellt ebenso ein Extremwert dar, genauso wie die bereitzuhaltende Leistung bei gleichzeitigem Beginn aller Ladevorgänge je Zeitschritt. Die resultierenden Ladeanforderungen beider Extremszenarien bei verschiedenen Anschlussleistungen sind in Abbildung 6.1 dargestellt. Diese sind auf Basis der ab Abschnitt 5.1 beschriebenen Vorgehensweise, über den Tag verteilt, für Freiburg aufgetragen. Die Ladeleistung am privaten Hausanschluss wurde zwischen 3,5 kW und 10 kW variiert; an kommerziellen Ladepunkten zwischen 3,5 kW und 30 kW.

Wird nach jeder Fahrt geladen, beeinflusst die Ladeleistung nur geringfügig die Verfügbarkeit der Fahrzeuge sowie die Anforderungen an das Verteilnetz. Die angeforderte Energie kann meist in wenigen Zeitschritten auch bei haushaltüblichen Netzanschlüssen nachgeladen werden. Dies geht aus den relativ ähnlichen Kurvenverläufen der nachgefragten Leistungsmittelwerte in Abbildung 6.1 hervor. Erhöht sich jedoch die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge im jeweiligen Zeitschritt (z.B. durch getriggerte Events), haben - wie zu erwarten - höhere Ladeleistungen stärkere Auswirkungen. Die in den Simulationen angenommene hohe Durchdringung von einem elektrischen Fahrzeug pro Haushalt ist ein ebenfalls unwahrscheinliches Extremszenario und dient der Veranschaulichung der Ergebnisse. Eine Skalierung auf die unterschiedlichen Prognosen zur Elektrofahrzeugdurchdringung kann erfolgen.

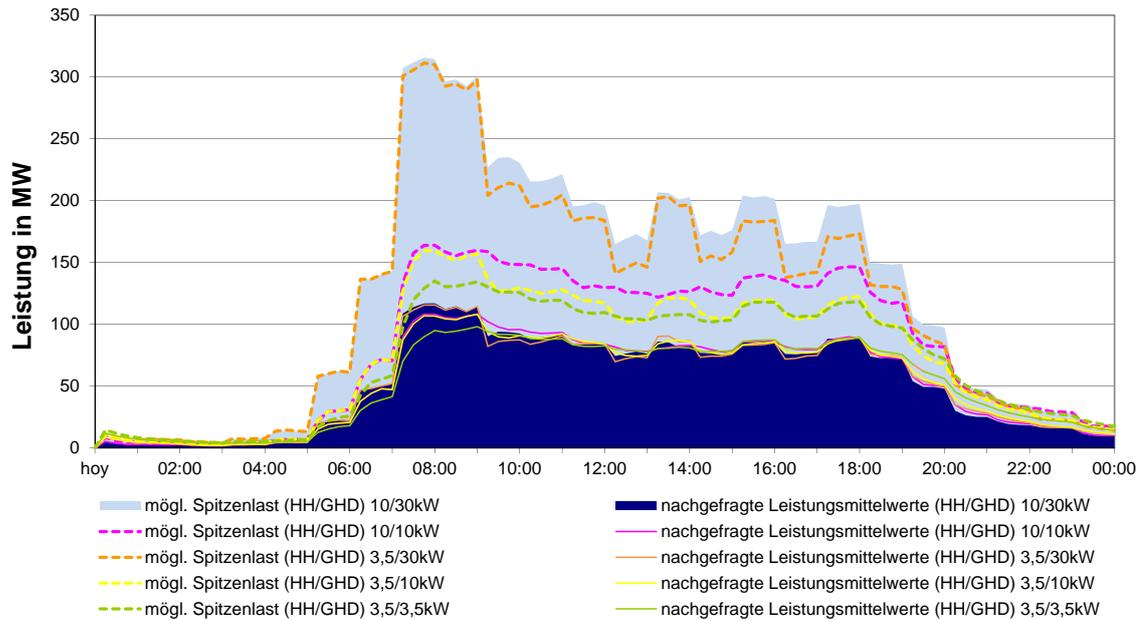


Abbildung 6.1: Darstellung der Ladeanforderungen bei gleichmäßiger Verteilung (dunkelblaue Fläche und Linien) und der zeitgleiche Leistungsbedarf sowie die daraus resultierenden Spitzenleistungen (hellblaue Fläche und gestrichelte Linien) der Fahrzeuge des jeweiligen Zeitschritts ($\frac{1}{4}h$) für verschiedene Ladeleistungen.

6.1.1 Veränderung des Lastganges durch ungesteuerte Beladung

Unter ungesteuerter Beladung wird die aktuell übliche Ladung der Elektrofahrzeuge direkt nach Verbindung des Fahrzeugs mit der Energieversorgung verstanden. Der Ladevorgang wird anhand des Energiebedarfs, der maximal möglichen Ladeleistung und dem Zeitpunkt der Verbindung zwischen Fahrzeug und Stromnetz geregelt. In dieser Arbeit werden zwei mögliche Varianten des unbeeinflussten Ladeverhaltens vorgestellt: die Ladung der Fahrzeuge nach jeder Fahrt und die Ladung der Fahrzeuge im Anschluss an die letzte Fahrt des jeweiligen Tages. Abbildung 6.2 zeigt in Grün den Lastgang der Stadt Freiburg zu Zeiten der Jahreshöchstlast des Jahres 2008, überlagert mit dem Energieanforderungsprofil aus Abschnitt 5.1. Die angenommenen Energieanforderungsprofile für Pendler, Haushalte und Gewerbe (blaue Flächen) basieren auf der Annahme, dass die benötigte Energie der jeweiligen Fahrt direkt nach Fahrtende an einer üblichen Steckdose mit 3,5 kW nachgeladen wird. In der Abbildung 6.2 sind neben der Energieanforderung auch die sich maximal ergebenden Spitzenlasten bei unterschiedlichen Ladeleistungen, an den verschiedenen Ladeorten dargestellt. Wie erläutert ergeben sich die Spitzenlasten durch den gleichzeitigen Ladebeginn im betrachteten Zeitschritt. Im Gegensatz zum Szenario ‐Ladebeginn nach der letzten Fahrt‐ wurden bei der Variante ‐Laden nach jeder Fahrt‐ die Energieanforderungen des Pendlerverkehrs entsprechend berücksichtigt.

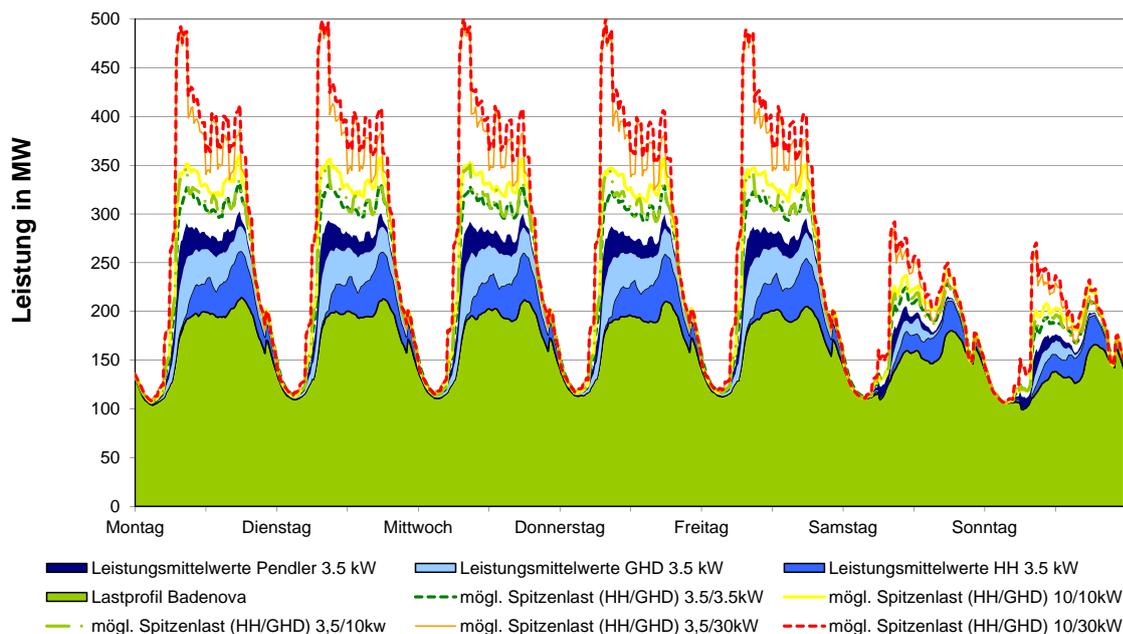


Abbildung 6.2: Freiburger Wochenlastgang in der Woche der Jahreshöchstlast 2008 (grün), ergänzt durch das Energieanforderungsprofil von Elektrofahrzeugen mit einer Durchdringung von einem Fahrzeug je Hausanschluss. Dargestellt sind die Energie- und möglichen Spitzenleistungsanforderungen beim Szenario "Laden nach jeder Fahrt" für unterschiedliche Ladeleistungen an der Netzschnittstelle.

Das im Abschnitt 5.1 ermittelte Energieanforderungsprofil ergibt in Freiburg einen täglichen Energiebedarf für Elektrofahrzeuge von ca. 1,3 GWh bei einer vollständigen Substitution der PKW-Flotte mit Elektrofahrzeugen. Der tägliche Energiebedarf in Freiburg würde demnach um ca. 31 % ansteigen. Die Feierabendspitze im Netz, sowie die Stromentnahme der schon relativ energieintensiven Morgen- und Nachmittagsstunden werden durch das angenommene Ladeverhalten verstärkt.

In der Einführungsphase der Elektromobilität ist es sicher nicht möglich, nach jeder Fahrt die verbrauchte Energie direkt wieder zu laden. Die entsprechende Infrastruktur existiert momentan noch nicht. Viel wahrscheinlicher ist daher zumindest solange keine öffentliche und halböffentliche Ladeinfrastruktur besteht das zweite betrachtete Szenario "Ladebeginn nach der letzten Fahrt". In diesem Szenario ist davon auszugehen, dass die Pendler zu Hause im Heimatnetz außerhalb des betrachteten Gebiets laden und das Verteilnetz nicht belasten. Beim Szenario "Ladebeginn nach der letzten Fahrt" ist ein "schnelles Laden", aufgrund der langen Standzeiten zur nächsten Fahrt eher unwahrscheinlich. In der Abbildung 6.3 zur Auswertung der Ladevorgänge werden aus Gründen der Übersichtlichkeit daher nur die Ladeanforderung an Netzschnittstellen mit 3,5 kW (blaue Fläche) und 10 kW (rot gestrichelte Linie) über den Wochenlastgang mit der Jahreshöchstlast aus 2008 dargestellt. Die gestrichelte schwarze Linie zeigt zum Vergleich nochmals die Ladeanforderung des Szenarios "Laden nach jeder Fahrt" an einer 3,5 kW Schnittstelle

an. Falls mögliche hohe Energieanforderungen der Fahrzeuge keinen ‐Ladebeginn nach der letzten Fahrt‐ zugelassen haben, wurde, wenn nötig, auch untertags geladen. Es wird deutlich, dass im Falle eines solchen Verhaltens, wie erwartet, vor allem die Abendspitze des Lastgangs Freiburgs erhöht wird. Geht man von einer Anschlussleistung von 3,5 kW aus, steigt die Spitze von 214 MW auf 317 MW, respektive 351 MW bei 10 kW Anschlussleistung.

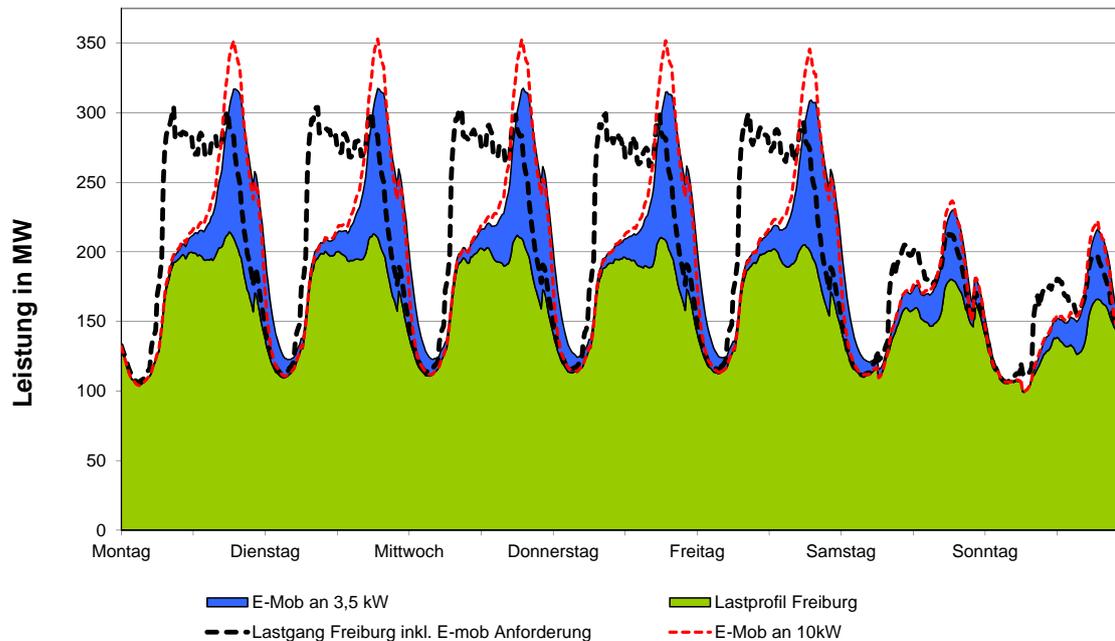


Abbildung 6.3: Freiburger Wochenlastgang in der Woche der Jahreshöchstlast 2008 (grün), ergänzt durch das Energieanforderungsprofil von Elektrofahrzeugen mit einer Durchdringung von einem Fahrzeug je Hausanschluss. Dargestellt sind die Energie- und möglichen Spitzenleistungsanforderungen beim Szenario ‐Ladebeginn nach der letzten Fahrt‐ für unterschiedliche Ladeleistungen an der Netzschnittstelle.

In beiden hier vorgestellten Szenarien zum ungesteuerten Laden von Elektrofahrzeugen könnte trotz der hohen Durchdringung von einem Elektrofahrzeug je Hausanschluss mit der derzeit installierten Transformatorleistung im Untersuchungsgebiet die Versorgung sichergestellt werden. Die in der 110 /20kV Umspannebene installierte Leistung von 462 [MVA] würde nur bei einer sehr unwahrscheinlichen Gleichzeitigkeit und bei hohen Ladeanschlussleistungen überschritten werden. Eine Ableitung von allgemeingültigen Aussagen zu der Aufnahmefähigkeit der Netze kann anhand der betrachteten exemplarischen Untersuchungen nur bedingt stattfinden. Mittels Lastflussanalysen, wie in [u.a. WHLW10; RR09; GSR10] beschrieben, können typische Verteilnetze und verschiedene Szenarien der Elektrofahrzeugdurchdringung und deren Auswirkungen auf die verschiedenen Netzebenen berechnet werden. In einer im Rahmen dieser Arbeit betreuten Diplomarbeit [Dös09] wurden anhand einer am Fraunhofer ISE entwickelten stationären Lastflussanalyse [WHLW10] verschiedene Netzberechnungen mit unterschiedlichen An-

schlusszenarien und deren Netzauswirkungen simuliert und ausgewertet. Die dabei betrachtete Netzbelastung (Überlastungen der Transformatoren, thermische Belastung der Kabel und Freileitungen sowie das Einhalten des Spannungsbandes) sind stark abhängig von der Netztopologie und der lokalen Verteilung der Fahrzeuge.

Die exemplarische Betrachtung des Verteilnetzes hat gezeigt, dass ein Lademanagement aus Netzsicherheitsgründen in naher Zukunft im untersuchten Verteilnetz nicht erforderlich ist.

Will man eine signifikante Verbesserung der Emissionen der Fahrzeuge erreichen und die Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien durch Demand-Side-Management(DSM)-Maßnahmen verbessern, ist ein Lademanagement unabdingbar. Die Aufgabe des Lademanagements ist es, dafür zu sorgen, dass der Strom hauptsächlich zu Zeiten erneuerbarer Energieproduktion in den Elektrofahrzeugbatterien eingelagert wird.

6.1.2 Lastgang im Verteilnetz bei gesteuerter Beladung

Wie in Abschnitt 2.1.2 erläutert, bestehen verschiedene Möglichkeiten, den Ladeverlauf der Elektrofahrzeuge zu beeinflussen. Simulationen zeigen u.a., dass es bei einer Durchdringung von einem Fahrzeug je Hausanschluss im Freiburger Verteilnetz möglich ist, die benötigte Energie ohne zusätzliche Lastspitzen zu erzeugen. Theoretisch könnte die zusätzlich benötigte Energie in "Off-Peak"-Zeiten geladen werden. Auch die zeitliche Verlagerung des Energiebedarfs der Fahrzeuge um 6 Stunden nach der letzten Fahrt (z.B. mit Zeitschaltuhr) würde schon zu einem relativ ausgeglichenen Lastgang führen. Aus Sicht einer Energieversorgung, die hauptsächlich auf Grundlastkraftwerken, wie Kohle- und Kernkraft basiert, wäre ein solches einfach realisierbares "valley filling" wünschenswert. Wie zu Beginn der Arbeit in Abschnitt 1.1 erläutert, muss dann jedoch der Mehrwert von Elektrofahrzeugen und deren ökologische Sinnhaftigkeit und Klimagasvermeidungspotential hinterfragt werden. Die Verknüpfung einer zukünftigen Energieproduktion auf Basis erneuerbarer Energien mit dem Energiebedarf und Lastverschiebepotential von Elektrofahrzeugen ist eine Grundbedingung für eine hohe Durchdringung von Elektrofahrzeugen [siehe auch BRD09].

6.1.3 An die Residuallast angepasste anreizbasierte Beladung

Wie in Abschnitt 2.1.1 erläutert, ist die dezentrale Ladeentscheidung auf Basis von Anreizen eine Möglichkeit, indirekt die Ladezeiten zu steuern und eine Verknüpfung der Ladezeiten zur fluktuierenden erneuerbaren Energieproduktion herzustellen. In Abschnitt 5.3 wurde mit dem mobilen Dispatcher ein Pilotsystem für anreizbasiertes Lademanagement entwickelt. Für das Freiburger Verteilnetz wurde exemplarisch die Verlagerung der Ladevorgänge auf Basis von indirekten Anreizen und dezentraler Ladeentscheidung (z.B. mit mobilem Dispatcher) simuliert. Datenbasis für die Simulation war die statistische Auswertung des Energieanforderungsprofils der einzelnen Fahrzeuge (siehe Abschnitt 5.1 und 6.1). Hohe Gleichzeitigkeit beim Ladeverhalten führt auch bei der tarifanreizbasierten Ladesteuerung zu unerwünschten Spitzenlasten. Es muss daher sichergestellt werden, dass nicht alle Fahrzeuge im Verteilnetz auf Basis derselben Anreize zeitgleich mit den Ladevorgängen beginnen. Eine Möglichkeit, dies zu vermeiden, ist die Vernetzung und Abstimmung der dezentralen Ladeoptimierer, welche sich in der Praxis jedoch nur schwer realisieren lässt. Weitere Möglichkeiten sind unterschiedliche Tarife verschiedener Fahrstromversorger oder regionalisierte dynamische Tarifstrukturen. Der in der Simulation angewendete kombinatorische Optimierer (siehe 4.3) löst Probleme des zeitgleichen Ladestarts in Form einer Randomisierung des Ladebeginns in dem jeweiligen Niedrigpreisfenster durch eine Gleichverteilung. Wie in Abschnitt 4.3 beschrieben, vergleicht der Algorithmus die zur Verfügung stehende Zeit im günstigen Tarif mit der benötigten Zeit zum optimalen Laden und bildet dann daraus die entsprechende Ladestrategie für das jeweilige Fahrzeug. Die Verknüpfung der Ladezeiten mit den Erzeugungszeiten der erneuerbaren Energien und der Lastsituation wird auf Basis eines zweistufigen Tarifs in Abhängigkeit der residualen Netzlast realisiert. Die Residuallast im Freiburger Verteilnetz beschreibt die gesamte Systemlast abzüglich der Einspeisung fluktuierender Energieerzeugung. Im dargestellten Beispiel wurden die realen Einspeisedaten der installierten Windkraft- und PV-Anlagen der entsprechenden Woche des Jahres 2004 um den Faktor 10 skaliert. Der für das Beispiel angenommene zweistufige Tarif ist beispielhaft und hat keinerlei Anspruch auf Umsetzbarkeit. Forschungen zu dynamischen Tarifen im zukünftigen Energiemarkt, die eine intelligente Verknüpfung der Ladezeiten mit der Residuallast sicherstellen, laufen aktuell am Fraunhofer ISI [vgl. DLKW10]. Abbildung 6.4 veranschaulicht die Veränderung des Wochenlastprofils durch die Verknüpfung der Ladezeiten der Elektrofahrzeuge mit den Zeiten einer geringen residualen Last anhand eines zweistufigen Tarifs und der dezentral optimierten Ladeentscheidung. Auffällig ist, dass die Fahrzeuge teilweise trotz eines relativ starken Energiebedarfs im Netz geladen werden, wie z.B. am Freitag. In diesen Zeiten ist die Erzeugung der erneuerbaren Energien (Wind und PV) im betrachteten Verteilnetz ebenfalls relativ hoch und über den Tarif

erfolgt eine Kopplung der erneuerbaren Energieproduktion mit Ladezeiten der Fahrzeuge.

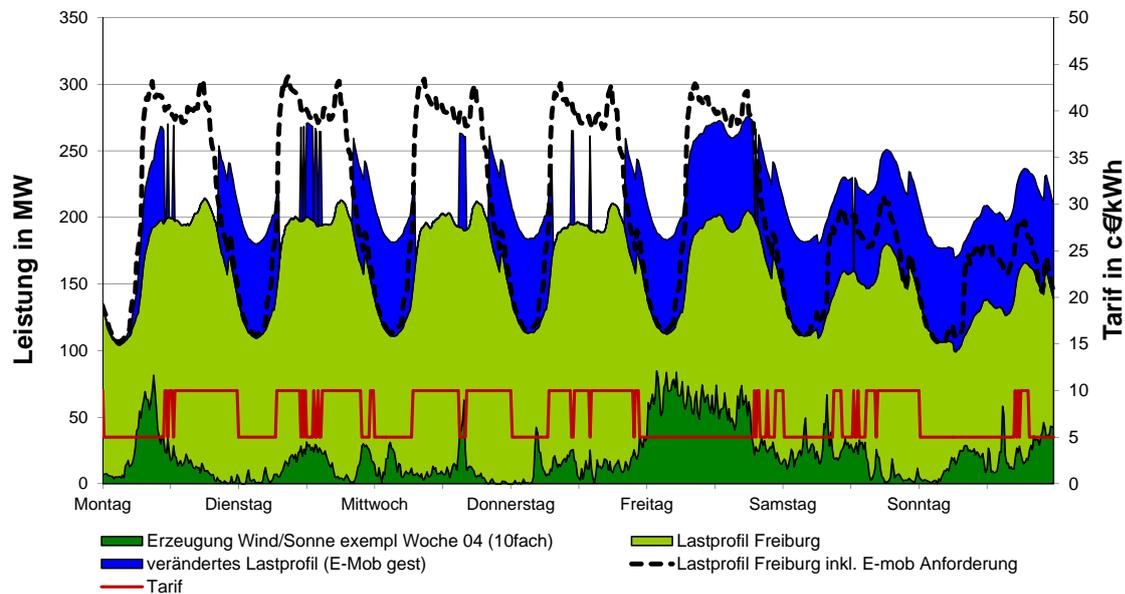


Abbildung 6.4: Veränderung des Wochenlastprofils durch die Verknüpfung der Ladezeiten der Elektrofahrzeuge mit den Zeiten einer geringen residualen Last. Dies wird anhand der indirekten Anreize eines zweistufigen Tarifs und der dezentral optimierten Ladeentscheidung auf Basis des in Abschnitt 4.3 entwickelten Kombinatorischen Optimierers erreicht.

Die mittlere Leistungsdauerlinie der residualen Netzlast in Abbildung 6.5 veranschaulicht die Effekte der Verlagerung der Ladezeiten noch deutlicher. Es ist zu sehen, dass sich bei der tarifanreizbasierenden Ladung eine flachere Dauerlinie der Residuallast verglichen mit der Residuallast aus dem Energieanforderungsprofil der Elektrofahrzeuge ergibt. Die flachere Kurve zeigt, dass die Spitzenwerte der erneuerbaren Energieproduktion und des Verbrauchs durch das anreizbasierte Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge ausgeglichen werden konnten. Die Zeiten hoher Residuallast wurden durch das tarifgesteuerte Ladeverhalten reduziert und der benötigte Energiebedarf der Fahrzeuge wurde zu Zeiten mit niedriger Residuallast (links) geladen.

6.1.4 Einordnung und Grenzen der Ergebnisse/Simulation

Die Belastbarkeit von Aussagen basierend auf Annahmen und Simulationen ist begrenzt. Im folgenden Abschnitt werden daher die wichtigsten Annahmen kritisch diskutiert.

Die verwendeten “MiD 2002“-Daten zum Mobilitätsverhalten basieren auf einer Umfrage. Es ist fraglich, ob die zeitliche Genauigkeit des Datensatzes nicht eine Genauigkeit

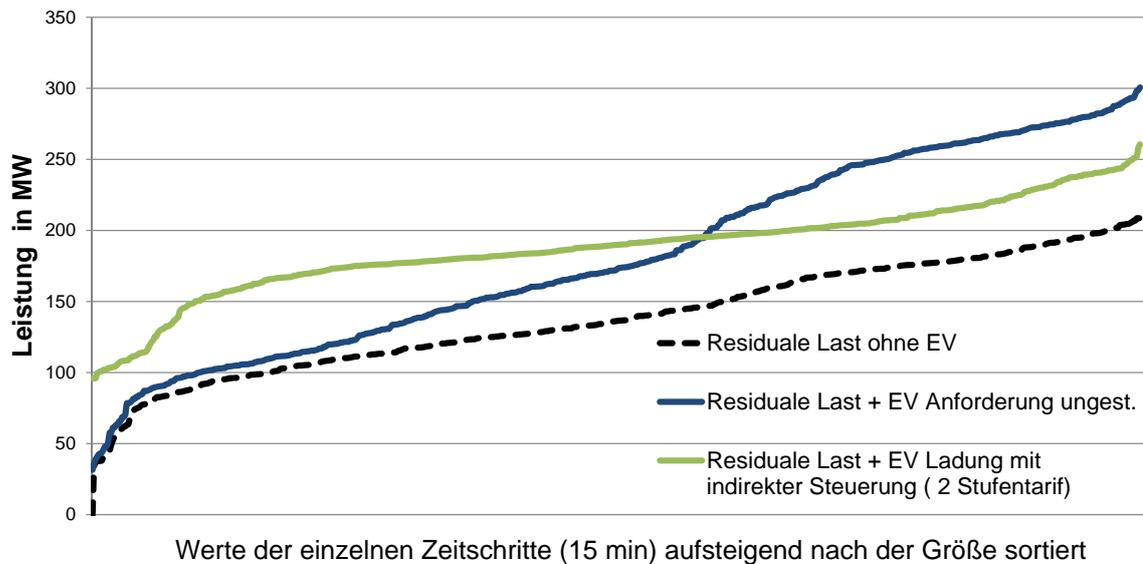


Abbildung 6.5: Die verschiedenen Leistungswerte der einzelnen Szenarien als Dauerlinie. Im Vergleich zum Szenario "Laden nach jeder Fahrt" (blaue Linie) ergibt sich bei der tarifierbasierten Ladung (grüne Linie) eine flachere Dauerlinie. Gestrichelt ist die residuale Last der Verteilnetzes ohne Elektrofahrzeuge dargestellt.

vortäuscht, die eigentlich nicht vorhanden ist. Die Befragten wurden zu dem Mobilitätsverhalten an einem bestimmten Tag befragt. Die Wahrscheinlichkeit, verlässliche Angaben zu Wegebeginn und -ende in einer höheren Auflösung als stündlich zu bekommen, ist daher eher gering. In der Arbeit wurden die Verteilungen der Wege stündlich errechnet, um anschließend die Werte auf die jeweiligen Viertelstunden gleichmäßig zu verteilen. Diese Vorgehensweise darf kritisch hinterfragt werden und ist als eine der Grenzen der durchgeführten Simulation zu sehen. In den angenommenen Szenarien wird von homogenen Techniken ausgegangen. Alle Fahrzeuge werden bei den Ladeleistungen ebenso wie bei den Steuerungsvarianten auf die gleiche Art und Weise mit dem Netz verbunden. In der Realität wird jedoch eine Mischung der Techniken erwartet. Allein durch eine Durchmischung der Anschlussleistungen und des Verbraucherverhaltens sind Änderungen in den Auswirkungen zu erwarten. Daher sind alle Ergebnisse als Extremwerte zu sehen und geben Grenzen wieder, in denen sich die Auswirkungen abspielen.

Die Untersuchungen beziehen sich exemplarisch auf die Situation im Freiburger Verteilnetz und deren Netzbelastung basierend auf Messwerten. Durch im Rahmen dieser Arbeit nicht untersuchte neue Technologien (z.B. DSM), Verbraucher oder auch mögliche Änderungen am Verbrauchsmuster des Letztverbrauchers kann sich der angenommene Basislastgang zukünftig anders gestalten. Allgemeine Aussagen über die Netzauswirkungen an verschiedenen Netzstrukturen und die Auswirkungen der Elektromobilität waren nicht Ziel der Arbeit. Dafür können probabilistische Untersuchungen wie u.a. in [PSM⁺10] dienen. In dieser Arbeit sollten an exemplarischen Beispielen die Auswirkungen verschiede-

ner Annahmen, wie z.B. das indirekt beeinflusste Ladeverhalten auf Basis der dezentralen Ladeentscheidung untersucht und demonstriert werden. Es wurde gezeigt, dass mit einer anreizbasierten dezentralen Ladeentscheidung, wie z.B. mit dem mobilen Dispatcher aus Abschnitt 5.3, die residuale Netzlast im Verteilnetz ausgeglichen werden kann.

6.2 Dezentrale Lade- und Betriebsführungsoptimierung von Elektrofahrzeugen und dezentralen Erzeugern im “Smart Home“

Nachdem im ersten Ergebnissteil der Arbeit übergeordnet künftige Integrationskonzepte für Elektrofahrzeuge und deren Auswirkungen auf das Verteilnetz beschrieben wurde, wird im zweiten Ergebnissteil konkret gezeigt, wo zeitnah Mehrwerte für den Elektrofahrzeugbetreiber und die Möglichkeit zur lokalen Kopplung mit den erneuerbaren Energien bestehen. Wie in Abschnitt 2.4 erläutert, bieten das 2010 novellierte EEG als auch das KWKG Anreize zur lokalen Nutzung regenerativ erzeugter Elektrizität. Auf Basis der verschiedenen Vergütungs- und Einsatzmöglichkeiten stellt sich für Betreiber dezentraler Energieerzeuger, beeinflussbarer Verbraucher und Energiespeicher folgende Frage: Soll die dezentral erzeugte Energie mit dem Ziel, die elektrische und thermische Lastdeckung eines Hausenergiesystems möglichst wirtschaftlich zu gestalten,

- 1 ins Netz eingespeist,
- 2 vor Ort eigenverbraucht bzw.
- 3 in Batterien zukünftiger Elektrofahrzeuge zwischengespeichert werden?

Um diese Frage für die individuellen Situationen vor Ort zu klären, wurden in Abschnitt 4.2 ein adaptierbares Betriebsführungsoptimierungsmodell erarbeitet. In dem gemischt-ganzzahlig-linearen Optimierungsmodell wurden verschiedene Akteure und Komponenten lokaler Energiesysteme modelliert und simuliert. Mit ingenieurtechnischem Basiswissen können diese Komponenten auf verschiedenen Systemkonfigurationen angepasst und kombiniert werden. Ein Nachteil der gewählten Optimierung ist der hohe Rechenaufwand und die Abhängigkeit von kommerziellen Lösern. Ziel des in Abschnitt 4.2 beschriebenen Simulationsmodells ist es, die Betriebsführung der einzelnen Komponenten des Systems so zu regeln, dass der Deckungsbeitrag aller beteiligten Komponenten unter den gegebenen Umständen maximal wird. Die in der Optimierung betrachteten Kosten basieren auf der Annahme, dass die Investitionsentscheidung (z.B. für BHKW, PV-Anlage) unabhängig von der Betriebsführung getroffen wurde. Wie erläutert, werden im Modell daher nur die

variablen Kosten (u.a. Wartungs- und Brennstoffkosten) und Einnahmen durch Netzeinspeisung der verschiedenen Betriebsführungen der Energieerzeuger betrachtet. Ausnahme hierbei bilden die bei der Rückspeisung verursachten Batteriedegradationskosten. In der Simulation wird dazu das in Abschnitt 5.2 beschriebene Kostenmodell verwendet, das die Anschaffungskosten der Batterie (in $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$) auf die Lebensdauer überschlägig approximiert.

Exemplarisch wurden im Rahmen der Arbeit verschiedene Betriebsführungsoptionen für ein dezentrales Energiesystem verglichen, wie es heute hauptsächlich in Pilotversuchen vorzufinden ist, in Zukunft aber das Bild der deutschen Energieerzeugung immer mehr prägen wird. Im Folgenden werden die Ergebnisse verschiedener Szenarien der lokalen Betriebsführungsoptimierung mit und ohne Elektrofahrzeuge exemplarisch an einer Freiburger Reihenhaussiedlung aufgezeigt. Im Anschluss finden die Diskussion der Ergebnisse, deren Einordnung und eine Verknüpfung mit den anderen Ergebnissen der Arbeit statt.

6.2.1 Lokal optimierte Betriebsführung der Freiburger Reihenhaussiedlung

Auf Basis der im ersten Halbjahr 2008 gemessenen und aufbereiteten Viertelstunden-Messwerte des elektrischen und thermischen Energieverbrauchs einer Freiburger Reihenhaussiedlung werden verschiedene künftige Betriebsführungsoptionen verglichen. Drei bis sieben Personen wohnen in den acht im Jahr 2005 errichteten Reihenhäusern. Die Solardaten stammen von einer 45 kWp (DN 30° Süd) benachbarten Freiburger Solaranlage aus dem entsprechenden Zeitraum und wurden für die verschiedenen Szenarien auf die entsprechende installierte Leistung skaliert, da die auf dem Dach des Hauses installierte PV-Anlage zum Zeitpunkt der Messung der anderen Messdaten noch nicht errichtet war. In der Simulation ersetzen ein BHKW und ein Niedertemperaturkessel den installierten 30 kW Holzpelletskessel und decken den thermischen Verbrauch der Reihenhäuser. Die Eingangsparameter für die in Abschnitt 4.2 beschriebene gemischt-ganzzahlig-lineare-Betriebsführungsoptimierung und modellierten Komponenten im Beispiel waren:

- Modellierte Komponenten
 - Handelsübliches “**Dachs BHKW von der Firma Senertec**“ mit einer elektrischen Leistung von $5,5 \text{ kW}_{el}$, und $12,5 \text{ kW}_{th}$ thermisch

- Ein **Gas-Brennwertkessel** mit einer Leistung von bis zu 100 kW¹
- Ein **thermischer Schichtenspeicher** mit einem Volumen von 2000 l, einer maximalen Temperaturdifferenz von 20 °C und typischen Lade-, Entlade- und Speicherverlusten
- **Zwei Elektrofahrzeuge** mit aktuell erhältlichen Li-Ion Batterien mit einer Kapazität von 20 kWh und Batteriekosten von 1000 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$. Der Strombedarf je Fahrzeug beträgt rund 600 kWh an der heimischen 3 kW Ladestelle
- Ins Modell eingelesene Zeitreihen
 - Die angenommene **Ladebereitschaft** (Fahrzeug vor Ort) und die **Energieanforderung** der Elektrofahrzeuge wurden als Zeitreihen aus den statistischen Auswertungen der MiD-Daten 2002 aus Abschnitt 5.1 eingelesen.
 - Viertelstündlich aufgelöste Messdaten des **elektrischen Lastgangs** aus der Reihenhaussiedlung von Januar bis Juni des Jahres 2008
 - Viertelstündlich aufgelöste Messdaten des **thermischen Lastgangs** aus der Reihenhaussiedlung von Januar bis Juni des Jahres 2008
 - **Ertragsdaten einer Freiburger PV-Anlage** (DN 30° Süd; 45 kWp skaliert auf 10 kWp) von Januar bis Juni des Jahres 2008
 - **Strombezugskosten** 0,215 $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$
 - Die **PV-Vergütung für Netzeinspeisung und Eigenverbrauch** für das zweite Halbjahr des Jahres 2010
 - Die **BHKW Vergütung für Netzeinspeisung und Eigenverbrauch** für das dritte Quartal des Jahres 2010

In der Simulation wurden sowohl die elektrischen als auch die thermischen Energieflüsse betrachtet. Auf elektrischer Seite wird davon ausgegangen, dass die Stromnachfrage der auftretenden Verbraucher eines Energiesystems wahlweise aus dem Netz, der PV-Anlage oder dem Blockheizkraftwerk gedeckt werden kann. Darüber hinaus werden unterschiedliche Integrationsarten der Traktionsbatterien von Elektrofahrzeugen in das lokale Energiesystem untersucht. Je nach Anbindung besteht die Möglichkeit den Energieverbrauch der Fahrzeuge von der Energieerzeugung zu entkoppeln. Abbildung 6.6 zeigt schematisch das Zusammenspiel der elektrischen Komponenten. Bei der Energieerzeugung eines Blockheizkraftwerks (BHKW) wird neben elektrischer Energie auch Abwärme produziert, die genutzt werden kann und zur Lastdeckung auf der thermischen Seite des Energiesystems beiträgt. Ähnlich wie auf der elektrischen Seite wird auch auf der thermischen Seite die Möglichkeit der Zwischenspeicherung in Form eines Warmwasserspeichers geschaffen. Dadurch besteht analog zur elektrischen Seite auch auf thermischer Seite die Option, die Energieproduktion vom Energieverbrauch zeitlich zu entkoppeln.

¹Die Leistung des Gas-Brennwertkessel wird nie ausgeschöpft. Aus Gründen der Lösbarkeit der Optimierungsfunktion wurde diese zu hoch definiert.

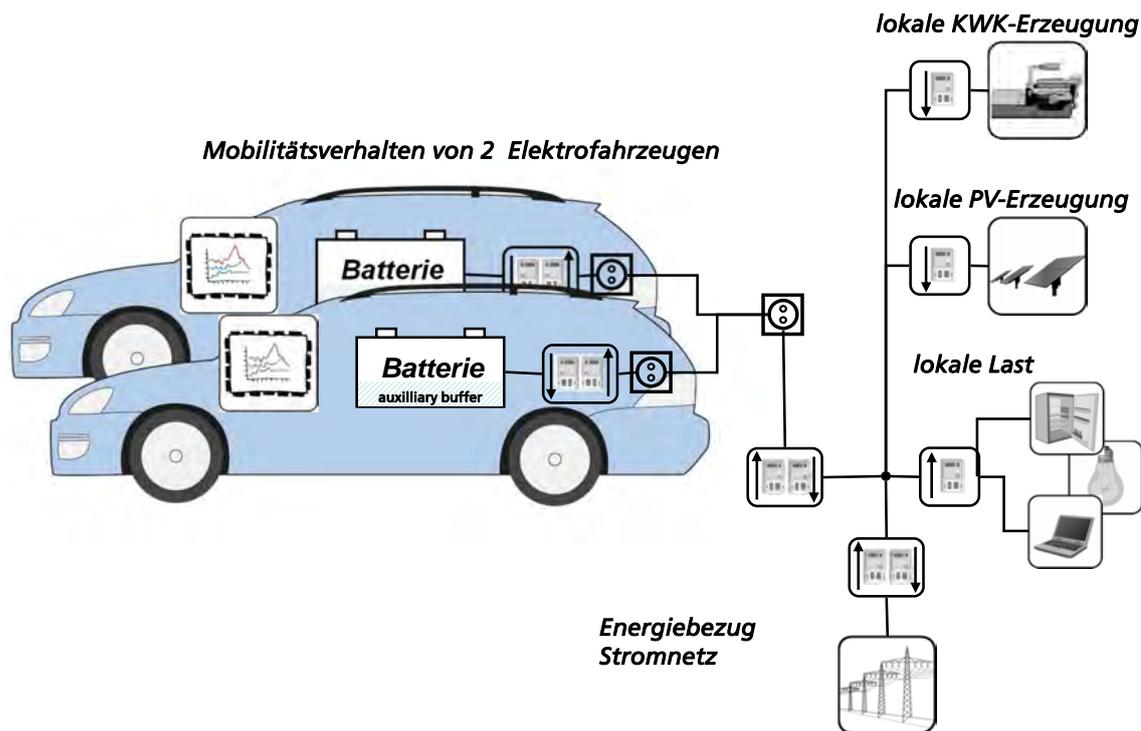


Abbildung 6.6: Visualisierung der bei der exemplarischen Betriebsführungsoptimierung betrachteten elektrischen Komponenten. Neben der im Bild betrachteten elektrischen Seite wurde die thermische Bilanz des Gebäudes beachtet.

Auf Basis des in Abschnitt 4.2 beschriebenen Modells und der Eingangsgrößen der Freiburger Reihenhaussiedlung ergeben sich verschiedene Betriebsführungsoptionen. Aufbauend auf das Referenzszenario, den wärmegeführten BHKW-Betrieb und der Netzeinspeisung der lokal erzeugten elektrischen Energie wurden vier weitere Vergütungs- und Betriebsführungsoptionen verglichen. Abbildung 6.7 zeigt die monetären Auswirkungen für die untersuchten Monate für folgende Szenarien.

Szenario 1: Wärmegeführter Betrieb

Im ersten Szenario wurde ein wärmegeführter BHKW-Betrieb, eine Volleinspeisung des produzierten PV- und KWK-Stroms ins öffentliche Netz und eine ungesteuerte Ladung der beiden Elektrofahrzeuge direkt nach Ankunft gewählt. Der Deckungsbeitrag, der sich aus Energie- und Gasbezugskosten sowie den Erlösen aus den Vergütungen zusammensetzt, betrug in diesem Szenario -5039 € innerhalb der betrachteten sechs Monate. Dieses Szenario dient als Referenzszenario für die folgenden Szenarien.

Szenario 2: Eigenstromnutzung

Im zweiten modellierten Szenario wurden die mit der Novellierung von EEG und KWKG eingeführten Vergütungsoptionen bei Eigenstromnutzung zum Vergleich hinzugezogen. Weiterhin wurden eine wärmegeführte Betriebsweise des BHKW und die Ladung der Fahrzeuge nach Ankunft angenommen. Nur durch die bilanzielle Veränderung konnte der Deckungsbeitrag um 1376 € auf -3663 € verbessert werden.

Szenario 3: Lokal optimierter Betrieb

Durch eine thermisch und elektrisch optimierte Betriebsführung des BHKW, anstelle des wärmegeführten BHKW-Betriebs, kann der Deckungsbeitrag im dritten Szenario um weitere 592 € auf -3117 € verbessert werden. Die Elektrofahrzeuge werden in diesem Szenario noch immer direkt nach Ankunft geladen.

Szenario 4: Lokale Optimierung inkl. Lademanagement der Elektrofahrzeuge

Im vierten Szenario wurden sowohl der Einsatz der BHKWs als auch das Laden der beiden Elektrofahrzeuge optimal aufeinander abgestimmt. Trotz des relativ geringen Energieverbrauchs der beiden E-Fahrzeuge zu Hause von je rund 600 kWh im betrachteten Zeitraum wurde durch eine mit dem lokalen Energiesystem abgestimmte Verlagerung der Ladezeiten eine Verbesserung von 101 € gegenüber Szenario 3 erreicht, was einem Deckungsbeitrag von -3016 € entspricht.

Szenario 5: Lokale Optimierung mit rückspeisefähigen E-Fahrzeugen

Im fünften Szenario wurde die Zukunftsvision der Rückspeisung von Energie aus dem Fahrzeug in das Modell des Szenarios vier integriert. Aktuelle Batteriekostenannahmen von $1000 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ und realistische Verluste bei Be- und Entladung wurden in dem Modell berücksichtigt. Je Fahrzeug wurden über 650 kWh zwischengespeichert. Der Deckungsbeitrag konnte somit um 95 € gegenüber Szenario 4 auf -2921 € verbessert werden. Verglichen mit der Netzeinspeisung, dem wärmegeführten BHKW-Betrieb und der Ladung der Fahrzeuge direkt nach der Fahrt, konnte durch eine optimierte, aufeinander abgestimmte Betriebsführung der lokalen Komponenten der Deckungsbeitrag im Simulationszeitraum

6.2 Dezentrale Lade- und Betriebsführungsoptimierung von Elektrofahrzeugen und dezentralen Erzeugern im "Smart Home"

(6 Monate) um 2118 € verbessert werden. Eine Zwischenspeicherung und Rückspeisung der lokal erzeugten Energie fand immer dann statt, wenn die KWK-Eigenstromvergütung zu günstigen Batteriedegradationskosten genutzt werden konnte.

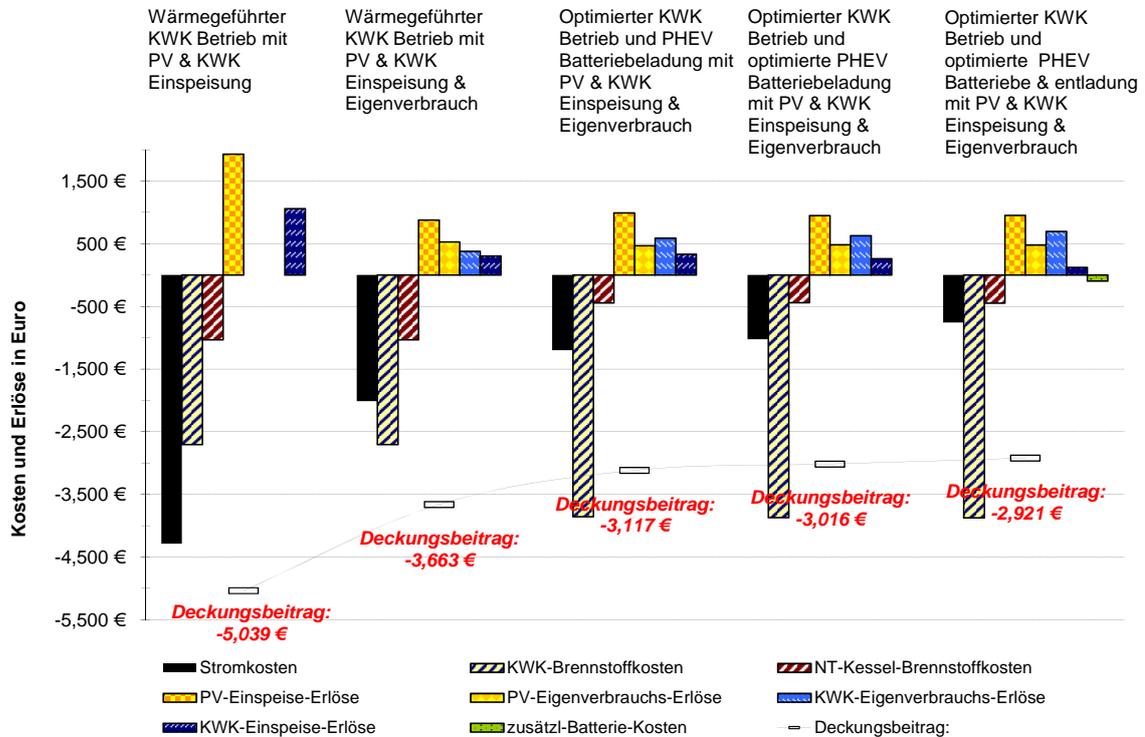


Abbildung 6.7: Vergleich der verschiedenen lokalen Betriebsführungs- und Vergütungssituationen bei der exemplarisch betrachteten Freiburger Reihenhaussiedlung. Beteiligte Komponenten waren 2 Elektrofahrzeuge, eine 5 kW KWK-Anlage, NT-Kessel, eine 10 kWp PV-Anlage, 2000 l th. Speicher. Der betrachtete Auswertzeitraum war Januar bis Juli mit den Rahmenbedingungen des 3. Quartals 2010.

Aus dem im Modell hinterlegten Batteriedegradationsverlauf (siehe auch Abbildung 5.4) lässt sich ableiten, dass die Mehreinnahmen des KWK-Eigenverbrauchs von rund $0,17 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$ die Rückspeiseoption nur bei geringem Entladetiefen der Batterie - und daher geringen spezifischen Energieumsatz je Zyklus DoD - wirtschaftlich rechtfertigen. In Abbildung A.2 im Anhang ist das Zusammenspiel der beteiligten elektrischen und thermischen Komponenten detailliert für alle 15 Minuten-Zeitschritte über 48 Stunden dargestellt. Durch die optimierte Betriebsführung kann der Gesamtenergiebezug (Elektrofahrzeuge und Energieverbrauch) der Reihenhaussiedlung aus dem Netz von rund 19950 kWh auf 3517 kWh im Simulationszeitraum reduziert werden. Wie aus Tabelle 6.1 zu entnehmen, ist die bevorzugte Stromquelle der beiden Elektrofahrzeuge aufgrund der lukrativeren Vergütungssituation des lokal erzeugten Stroms das BHKW. Von den rund 1300 kWh des Batterieenergieumsatzes je Fahrzeug werden über 94 % aus BHKW-Strom, etwas über 5 % aus Strom der Solaranlage und rund 1 % aus dem Netz gedeckt. Je Fahrzeug lohnt es sich im Beispiel, trotz der Lade- und Entladeverluste und der Batterieabnutzung von knapp 50 €, rund 600 kWh zwischen zu speichern und zurück zu speisen.

Tabelle 6.1: Darstellung der Ergebnisse der lokalen Betriebsführungsoptimierung inklusive Rückspeiseroption der Fahrzeuge (Szenario 5) für die beiden Elektrofahrzeuge.

Ergebnisse zu Szenario 5 optimierte Be- und Entladung		Elektrofahrzeug 1	Elektrofahrzeug 2
Energiebedarf	in kWh	590,0	616,8
Energiebezug	in kWh	1.291,7	1.336,6
Bezug vom BHKW	in kWh	1.203,7	1.263,2
Bezug von der PV-Anlage	in kWh	73,6	68,5
Netzbezug	in kWh	14,4	4,9
Batterieabnutzungskosten	in €	47,05	48,34

6.2.2 Lokale Optimierung unter künftigen Rahmenbedingungen

Die zu erwartenden steigenden Haushaltsstrombezugskosten, sinkenden Batteriekosten sowie sinkenden PV-Systemkosten verstärken die Anreize einer lokal optimierten Betriebsführung. Exemplarisch wurden die fünf verschiedenen Betriebsführungsvarianten für die Jahre 2015 und 2020 auf Basis der in Abschnitt 2.4.3 diskutierten Vergütungen und Strombezugskosten sowie der Batteriekostenentwicklung in Abschnitt 5.2 berechnet. Tabelle 6.2 zeigt die veränderten Eingabeparameter gegenüber der Basisversion des Jahres 2010 (cet. par)².

Tabelle 6.2: Veränderte Eingabeparameter für die lokale Betriebsführungsoptimierung der Jahre 2010, 2015 und 2020 auf Basis künftiger PV-Vergütungen, Batteriekosten und Strombezugskosten (cet. par). Die Annahmen basieren auf den Erläuterungen in Abschnitt 2.4.3 und Abschnitt 5.2

veränderte Eingabeparameter		2010	2015	2020
PV-Vergütung für Netzeinspeisung	in $\frac{\text{€cent}}{\text{kWh}}$	32,8	16,8	10,5
“ “ für Eigenverbrauch		16,5	-	-
Strombezugskosten	in $\frac{\text{€cent}}{\text{kWh}}$	21,5	27,5	36,6
Batteriebezugskosten	in $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$	1000	650	350
Batterieabnutzungsparameter	a	1331	2774,2	2774,2
	b	-1,825	-1,682	-1,682

Die Auswertung der einzelnen Szenarien für die Jahre 2015 und 2020 sind im Anhang in Abbildung A.3 präsentiert. In Tabelle 6.3 sind die wesentlichen Ergebnisse des jeweiligen Szenarios 5 “Lokale Optimierung mit rückspeisefähigen E-Fahrzeugen“ dargestellt. Wegen der veränderten Rahmenbedingungen wird trotz erhöhter Batterieabnutzung mehr lokal erzeugter PV- und BHKW-Strom in den Batterien der beiden Elektrofahrzeuge

²“cet. par“ steht für den lateinischen Begriff “Ceteris paribus“ und bedeutet “unter sonst gleichen Bedingungen“

zwischen gespeichert. Aufgrund der angenommenen hohen PV-Systemkostendegression³ steigt der PV-Stromanteil der Elektrofahrzeuge und vermindert sich der Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz. Der monetäre Vorteil veränderte sich auf Basis der angenommenen Rahmenbedingungen durch den optimierten Einsatz der Batterien zur Zwischenspeicherung (von Szenario 4 nach Szenario 5) bis auf 620 € für den simulierten Zeitraum (Januar bis Juli) im Jahr 2020.

Tabelle 6.3: Vergleich der Ergebnisse der lokalen Betriebsführungsoptimierung und optimierten Elektrofahrzeugladung (Szenario 5) der Jahre 2010, 2015 und 2020

Ergebnisse der optimierten Betriebsführung und optimierten EV-Ladung (Szenario 5)		2010	2015	2020
DB-Verbesserung von 4 nach 5	in €	95	286	620
Netzbezug Haus & EV	in kWh	3518	2351	1966
PV-Strom in den beiden EV	in kWh	142	728	1117
BHKW- Strom in den beiden EV	in kWh	2467	3144	3355
V2G-Rückspeisung aus den EV	in kWh	1284	2505	3051
Batterieabnutzungskosten	in €	95	140	123

6.2.3 Bewertung der Ergebnisse und Diskussion

Die zu Beginn gestellte Frage, ob dezentral erzeugte Energie ins Netz eingespeist, vor Ort eigenverbraucht oder in Batterien künftiger Elektrofahrzeuge zwischengespeichert werden soll, konnte nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten eindeutig geklärt werden. Die Ergebnisse zeigen, dass bei derzeitigen und künftigen Rahmenbedingungen eine lokal optimierte Betriebsführung mit Eigenverbrauch und Zwischenspeicherung der erzeugten elektrischen Energie zu einer beachtlichen monetären Verbesserung führen kann. In dem für das Jahr 2010 simulierten Beispiel der Reihenhaussiedlung in Freiburg könnten innerhalb von sechs Monaten 2100 € eingespart werden. Sogar die Zwischenspeicherung und Rückspeisung von eigenerzeugter Energie in Fahrzeugbatterien kann unter Vernachlässigung der Ladeinfrastrukturkosten derzeit schon wirtschaftlich sinnvoll sein. Wie zu erwarten werden die Degression der PV-Vergütung und Systemkosten, günstigere Batterien sowie die prognostizierten steigenden Strombezugskosten diesen Effekt verstärken und den lokalen Verbrauch der vor Ort erzeugten erneuerbaren Energie begünstigen.

Die im verwendeten Modell approximierten Batteriedegradationskosten überschätzen wie in Abschnitt 5.2 erläutert die Kosten bei niedrigem Batteriestand. Eine aufwendigere und

³Es wurde angenommen, dass die künftige PV-Vergütung die erwartete Degression der PV-Systemkosten widerspiegeln, siehe dazu auch Abschnitt 2.4.3.

realistischere Abschätzung der Batteriedegradation wird vermutlich zu mehr Rückspeisepotential führen. Im Modell wurde zum Aufzeigen des Potentials von der vollständigen Kenntnis künftiger Last- und Erzeugungsverläufe sowie des Mobilitätsverhaltens in der Reihenhausssiedlung ausgegangen. Dies kann jedoch durch Prognoseverfahren nur bedingt vorhergesehen werden. Daher müssen die Ergebnisse entsprechend relativiert werden. Da die Messwerterfassung vor Ort auf Viertelstundenbasis stattfand, erfolgt die Simulation ebenfalls in dieser Intervallgröße. Dies führt zu der Einschränkung, dass die verwendeten Viertelstundenwerte ausschließlich den kumulierten Energiefluss in einer Viertelstunde darstellen und die auftretenden Leitungsschwankungen bei der Erzeugung und Last innerhalb des gewählten Intervalls nicht widerspiegeln.

Trotz der relativ langen Laufzeiten (bis zu $40 \frac{\text{min}}{\text{d}}$), aufgrund der vielen Freiheitsgrade bei der Optimierung in Szenario 5 (u.a. ein thermischer und zwei elektrische Speicher), erwies sich die gemischt-ganzzahlig-lineare Optimierung als praxistauglicher Ansatz. Mit den entwickelten Modellen und der Simulation können und werden aktuelle weitere Fragestellungen zur Betriebsführungsoptimierung mit Elektrofahrzeugen bearbeitet. U.a. im “SmartEnergyLab“ des Fraunhofer ISE wird die hier beschriebene optimierte Betriebsführung anwendungsnah an realen Komponenten getestet und umgesetzt.

Ein Handicap des gewählten Konzepts ist die Abhängigkeit vom kommerziellen Löser CPLEX. Eine vollständige Umstellung künftiger Modelle auf “Open Source“⁴-Software findet derzeit statt.

Die in Abschnitt 2.4 beschriebene Gesetzesbegründung [BMU10a] der Eigenstromvergütung der Bundesregierung, welche eine Förderung neuer Batterietechniken sowie die Integration der erneuerbaren Energien in das Stromnetz anstrebt bzw. durch den Gesetzesrahmen begünstigt sieht, kann anhand der aufgezeigten Potentiale bestätigt werden. Die Auswirkungen auf die Energiewirtschaft, die durch die erhöhte lokale Energieerzeugung und deren Nutzung vor Ort entstehen, sind nicht zu vernachlässigen (siehe Abschnitt 2.4). Diese sind jedoch nicht Teil der vorliegenden Arbeit. Wie in Abschnitt 2.4 angedeutet, wird bei steigenden und flexiblen Strompreisen sowie sinkenden Erzeugungskosten und nach Ablauf der Einspeisevergütungen von KWK- und PV-Anlagen die lokale Betriebsführungsoptimierung immer wichtiger. Die Integration der Elektrofahrzeuge in das lokale Energiesystem mit einem optimierten Betrieb kann dabei, wie am Beispiel gezeigt, eine nicht zu vernachlässigende Option darstellen.

⁴Open Source (engl. für quelloffen) bezeichnet Software, deren Quelltext öffentlich zugänglich ist, die verändert und in der veränderten Form weitergegeben und genutzt werden darf.

Im Modell sind weder die Infrastrukturkosten zur intelligenten Anbindung der Elektrofahrzeuge, noch die Kosten und Infrastruktur zur optimierten Steuerung des BHKW berücksichtigt. Eine Möglichkeit zur Einbindung der Fahrzeuge ins Hausenergiesystem kann die Schnittstelle der lokalen Intelligenz des Hausenergiesystems zum mobilen Dispatcher anhand lokaler Tariftabellen sein. Zusammen mit der Kenntnis der Vertragsdetails mit dem Mobilitätsversorger wird im Fahrzeug entschieden, ob und wann es sinnvoll ist, den Strom lokal oder vom Mobilitätsversorger zu nutzen oder auch Energie zwischenspeichern. Eine direkte Einbindung der Fahrzeuge in ein Hausenergiemanagementsystem ist ebenfalls denkbar. Dies würde jedoch den Aufwand bei der Kommunikation und bei der Definition der Schnittstellen erhöhen. Die energiewirtschaftliche Einbindung des lokalen Energiebezugs aus Eigenerzeugung ist, wie in Abschnitt 3.1.2 erläutert, bei der direkten Anbindung mit mobilem Dispatcher inklusive Metering keine wesentliche Herausforderung.

Zusammenfassung & Zusammenführung der Ergebnisse, Fazit & Ausblick

Nachdem in den vorhergehenden Abschnitten die Resultate der beiden Untersuchungsschwerpunkte vorgestellt und kritisch diskutiert wurden, werden diese sowie alle weiteren Teilergebnisse der Arbeit im vorliegenden Kapitel zusammengefasst und zusammengeführt.

Auf Basis der in Kapitel 5 entwickelten Auswerteskripte wurden in Abschnitt 6.1 die Ladeanforderungen bei einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen zusammen mit dem elektrischen Lastgang des Freiburger Verteilnetzes exemplarisch ausgewertet. Bei vollständiger Substitution der konventionell betriebenen Fahrzeuge durch Elektrofahrzeuge würde sich der elektrische Energiebedarf der Stadt Freiburg um ca. 31% erhöhen. Die Leistungsspitzen im Netz und die daraus entstehende Auslastung der Betriebsmittel sind stark von der Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge und der Höhe der Ladeleistung der künftigen Elektrofahrzeuge abhängig. Anhand der Grenzszenarien “Laden nach jeder Fahrt“ und “Ladebeginn nach der letzten Fahrt“ wurde in der Arbeit die ungesteuerte Ladung der Elektrofahrzeuge abgebildet. Trotz einer angenommenen hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen sind Betriebsmittelüberlastungen in dem exemplarisch untersuchten Netz nur bei hoher lokaler Konzentration und / oder Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge möglich.

Auf Basis des entwickelten Kombinatorischen Optimierungsalgorithmus (in Abschnitt 4.3) und der statistischen Auswertung des Energieanforderungsprofils wurde das tarifanreizbasierte Ladeverhalten für jedes Fahrzeug im Freiburger Verteilnetz simuliert. Eine

Verknüpfung der Zeiten erneuerbarer Energieproduktion mit den Ladezeiten der Fahrzeuge wurde anhand eines von der residualen Netzlast abhängigen Tarifs erreicht. Es konnte am Beispiel gezeigt werden, dass:

- der entwickelte Kombinatorische Algorithmus geeignet ist, das Verhalten individueller, dezentraler Ladeentscheidungen basierend auf unterschiedlichen Rahmenbedingungen (u.a. spez. Ladezustand, Anforderungen der jeweiligen Fahrzeuge) für eine Vielzahl von Teilnehmern (im Beispiel 124.000) zu simulieren
- durch die auf dynamischen Tarifen basierende dezentrale Ladeentscheidung, die residuale Netzlast ausgeglichen werden konnte und damit
 - ein Verlagern der Beladung in Zeiten einer niedrigen Last und bzw. oder hohen Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien erreicht wurde
 - die Belastung der Betriebsmittel ausgeglichen werden konnte

Die im Rahmen der Arbeit entwickelten und an exemplarischen Beispielen getesteten Verfahren und Algorithmen sind die Grundlage für weitere Untersuchungen zur tarifanreizbasierten Integration von Elektrofahrzeugen.

Neben den exemplarischen Untersuchungen zur anreizbasierten Kopplung der erneuerbaren Energieerzeugung mit dem Energiebedarf der Elektrofahrzeuge sowie den Auswirkungen bei einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen im Verteilnetz war die Realisierung einer Pilotanwendung zum Lademanagement ein weiteres wichtiges Ergebnis der Arbeit. Vor dem Aufbau der Pilotanwendung wurden die unterschiedlichen Anbindungskonzepte in Kapitel 3 anhand der im Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität definierten Anforderungen an die Netzintegration der Elektrofahrzeuge bewertet und notwendige Anpassungen der energiewirtschaftlichen Strukturen diskutiert. Mit der direkten Anbindung zwischen Elektrofahrzeug und Energieversorgung und der mobilen Messung des Energieverbrauchs lassen sich, wie in Abschnitt 3.1.3 beschrieben, viele der im Nationalen Entwicklungsplan definierten Ziele verwirklichen. Im Rahmen der Arbeit wurde deshalb mit dem mobilen Dispatcher ein Pilotsystem zur tarifanreizbasierten, bidirektionalen Energieflussoptimierung zwischen Fahrzeug und Energieversorgung entwickelt. Grundlage der Ladeplanung des mobilen Dispatcher ist ein effizienter Grafensuchalgorithmus, welcher bei der Ladeplanung u.a. ein Modell zur Bewertung der Batterieabnutzungskosten berücksichtigt. Der Aufbau, die praxisnahe Realisierung und der erfolgreiche Einsatz des entwickelten mobilen Dispatchers erfolgte in 20 Plug-In Hybridfahrzeugen (VW-Twin-Drive) des BMU-Flottenversuchs "Elektromobilität". Die Ergebnisse dieses Untersuchungsschwerpunkts der Arbeit haben gezeigt, dass eine direkte Anbindung der Fahrzeuge an die Energieversorgung möglich ist. Diese bietet langfristig die größten Potentiale, um die im Nationalen Entwicklungsplan definierten Ziele zu erfüllen. Dazu sind

jedoch Änderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, weitere Erfahrungen bei der praktischen Umsetzung sowie intensive Abstimmungen zwischen den beteiligten Akteuren notwendig.

Nachdem die ersten beiden Ergebnisblöcke Konzepte zur Integration vieler Elektrofahrzeuge untersuchten, war die lokale Kopplung von Elektrofahrzeugen unter aktuellen Rahmenbedingungen mit der nachhaltigen Energieerzeugung vor Ort ein weiterer Schwerpunkt. Zur Ermittlung der individuell an die lokale Situation angepassten, optimierten Betriebsführungsstrategie der lokalen Komponenten und der Be- und Entladeplanung der Elektrofahrzeuge wurden gemischt-ganzzahlig-lineare Modelle dezentraler Energieerzeuger, Speicher und Verbraucher entwickelt. Mit der entwickelten Simulation wurde an einem praxisnahen Beispiel gezeigt, wie die Freiheitsgrade durch den optimierten Betrieb von thermischen und elektrischen Speichern (Plug-In Fahrzeug) eine bessere Nutzung der verschiedenen Vergütungsoptionen ermöglichen. Die im Beispiel simulierten Fahrzeuge und nutzerspezifischen Anforderungen wurden auf Basis der statistischen Analyse des Mobilitätsverhaltens aus Abschnitt 5.1 nachgebildet. Weitere Input-Parameter der Beispielrechnung waren z.B. Energiebezugskosten, Einspeiseerlöse, viertelstündlich aufgelöste reale thermische und elektrische Lastgänge einer Freiburger Reihenhaussiedlung sowie Erzeugungsdaten einer Freiburger Photovoltaikanlage. Im Modell abgebildet wurden u.a. zwei Elektrofahrzeuge mit einem lokalen Energiebedarf von jeweils rund 600 kWh, eine KWK-Anlage mit 5 kW_{el} , eine PV-Anlage mit 10 kWp und ein thermischer Pufferspeicher. In der Optimierungsrechnung wurden sowohl die verschiedenen lokalen Betriebsführungskonzepte als auch die verschiedenen Vergütungsoptionen nachgebildet und anhand des Deckungsbeitrags monetär bewertet. Um Zukunftsszenarien wie eine potentielle Rückspeisung der Energie aus der Fahrzeugbatterie abzubilden, wurde das in Abschnitt 5.2 beschriebene Batteriemodell entwickelt, das die Batterieabnutzungskosten bewertet. Am Beispiel der Freiburger Reihenhaussiedlung wird durch die auf Lade- und Rückspeiseverhalten der Fahrzeuge abgestimmte Betriebsführung der KWK-Anlage der Deckungsbeitrag im Simulationszeitraum (Januar bis Juli) um bis zu 2100 € verbessert. Der Deckungsbeitrag im Vergleich zu dem rein wärmegeführten Betrieb verbessert sich so um ca. 40 %. Neben den monetären Verbesserungen wurde durch die lokal optimierte Betriebsführung der Energiebezug der Fahrzeuge direkt beeinflusst. Die aktuellen Rahmenbedingungen der beiden Einspeisegesetze KWKG und EEG bieten mit der Eigenstromvergütung monetäre Anreize den ökologisch lokal erzeugten Strom in den Fahrzeugen zu nutzen. Im gewählten Beispiel wurde konkret gezeigt, wo Mehrwerte für den Elektrofahrzeugnutzer und Möglichkeiten zur lokalen Kopplung mit den erneuerbaren Energien unter aktuellen Rahmenbedingungen bestehen. Die Kopplung der Elektrofahrzeuge an das lokale Energieangebot wird auch künftig immer attraktiver. Ausschlaggebende Faktoren hierfür sind steigende und flexible Strompreise für Endkunden, sinkende Erzeugungskos-

ten, der Ablauf der Einspeisevergütungen von KWK- und PV-Anlagen, die Verbesserung der Schnittstellen zwischen Fahrzeug und Energieversorgung sowie die Kostendegression und Verbesserungen bei der Batterietechnik. Neben der Auswertung der lokal optimierten Betriebsführung unter aktuellen Rahmenbedingungen wurden die Auswirkungen auf die Jahre 2015 und 2020 simuliert. Aus rein monetären Gesichtspunkten wird dabei aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen immer mehr lokal erzeugter BHKW- und PV-Strom in den Batterien der Elektrofahrzeuge gepuffert und somit der Netzbezug reduziert.

Die beiden Ergebnisschwerpunkte (Abschnitt 6.1 & 6.2) liefern konkrete Antworten auf die am Beginn dieser Arbeit gestellten Fragen (siehe Abschnitt 1.2); zur Auswirkung vieler Elektrofahrzeuge und deren tarifyanreizbasierten Beladung auf das Verteilnetz sowie zur Verknüpfung zur lokalen erneuerbaren Energieerzeugung unter aktuellen und zukünftigen Rahmenbedingungen. Die Untersuchungen und Bewertungen unterschiedlicher Netzanbindungskonzepte in Abschnitt 3 sowie die Realisierung des mobilen Dispatchers (siehe Abschnitt 5.3) skizzieren die Vor- und Nachteile verschiedener Netzanbindungskonzepte und liefern erste praxisnahe Erkenntnisse bei der Realisierung einer direkten Anbindung von Elektrofahrzeugen mit mobilem Stromzähler. Die ersten beiden Fragen der Zielstellung (siehe Abschnitt 1.2) werden durch die Ausarbeitung dazu beantwortet. Die drei entwickelten Optimierungsverfahren und die Erfahrungen aus den konkreten Anwendungen, lieferten Lösungsoptionen für die Fragestellungen im Bereich der anreizbasierten Ladung von Elektrofahrzeugen. Im Rahmen der Ausarbeitung der vorliegenden Arbeit konnten somit alle in der Zielstellung definierten Fragen beantwortet werden.

Die anreizbasierte Elektrofahrzeugladung aus den Ergebnissen aus Abschnitt 6.1, die lokalen Optionen bei der Kopplung der Fahrzeuge mit dem Smart Home aus dem Abschnitt 6.2 und der in Abschnitt 5.3 realisierte mobile Dispatcher bieten die Möglichkeit, die Ladezeiten der Elektrofahrzeuge indirekt zu beeinflussen und die Kopplung zu den erneuerbaren Energien lokal wie global zu realisieren.

Im Rahmen der Arbeit wurden Werkzeuge, Konzepte und Verfahren entwickelt, mit denen die Fragen aus der Zielstellung eindeutig beantwortet werden können. Diese wurden anhand exemplarischer Beispiele in der Arbeit demonstriert und die jeweiligen Ergebnisse anschließend kritisch bewertet. Die Ergebnisse der Arbeit, die Weiterentwicklung und -nutzung der entwickelten Verfahren und Komponenten in diversen Projekten bestätigen das zielführende, anwendungsorientierte Vorgehen.

Bei der Eingrenzung der Thematik zu Beginn des Bearbeitungszeitraums gegen Ende des Jahres 2007 war noch nicht abzusehen, dass die Elektromobilität eine solche Präsenz in den Medien und der Forschungslandschaft einnehmen wird. Eine Bestätigung der

Zielstellung und des Vorgehens der vorliegenden Arbeit waren die 2009 im von Experten aus Industrie und Forschung erstellten Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität adressierten Fragen und Forschungsfelder. So werden fast alle der zuvor im Rahmen dieser Arbeit diskutierten Fragestellungen mittlerweile intensiv in den verschiedenen Forschungsprojekten bearbeitet. Auch die vorliegende Arbeit profitierte davon. So konnten die Methoden dieser Untersuchung und die Ergebnisse immer wieder mit den Experten aus verschiedenen Forschungsprojekten kritisch diskutiert und anschließend praxisnah umgesetzt werden. Beispiele sind der mobile Dispatcher im Flottenversuch Elektromobilität [BMU08; PSM⁺10] und das Fraunhofer- Verbundprojekt [FhG10], die gemischt-ganzzahlig-lineare Optimierung im SmartEnergyLab [ISE10c] und diverse andere Projekte [u.a. FhG10; DT10], die ermittelten Energieanforderungen für Elektrofahrzeuge [in u.a. ISE10b; DT10], die Verteilnetzauswirkungen [in u.a. ISE10b; DT10] und die energiewirtschaftlichen Betrachtungen [in ISE10b; DT10; FhG10]. Eine Übersicht zu den im Rahmen der Promotion bearbeiteten Projekte ist in Anhang B.2 dargestellt.

Durch die in der Arbeit gewonnenen Erkenntnisse wurde ein erster Beitrag in den Bereichen Netzintegration und der Kopplung der erneuerbaren Energien mit Elektrofahrzeugen geleistet. Neben den in der Arbeit angesprochenen Herausforderungen besteht weiterer Forschungsbedarf u.a. in den Bereichen Netzstabilität, Netzdienstleistungen, Marktintegration (Infrastruktur Roaming, Metering etc.) sowie bei der Standardisierung. Jedoch ist die Netzintegration der Elektrofahrzeuge nur ein Mosaikstein bei den Herausforderungen auf dem Weg zu einer nachhaltigen Umstellung des Energiesystems. Im Verlauf der Arbeit zeigte sich, dass viele Fragen, die sich bei einer sinnvollen Netzintegration von Elektrofahrzeugen ergeben, auf andere Herausforderungen übertragbar sind. Die Aufgaben bei der Ausgestaltung von variablen Tarifen und Maßnahmen sowie Anreize zur lokalen Lastverlagerung (DSM) beim Endkunden stehen durch die Fragestellungen im Bereich Elektromobilität in einem ganz anderen öffentlichen Fokus als dies zuvor der Fall war. Die Elektromobilität kann aufgrund der großen Aufmerksamkeit und dem aktuellen "Drive" ein wesentlicher Türöffner und Treiber für neue Technologien und notwendige Anpassungen der Rahmenbedingungen für die Umstellung des Energiesystems basierend auf erneuerbaren Energieträgern sein. Falls Deutschland die im Nationalen Entwicklungsplan für Elektromobilität definierten Ziele (siehe Abschnitt 2.5) ernst nimmt, sind neue Lösungsansätze, wie in der Arbeit beschrieben, notwendig. In der Vergangenheit gab es immer wieder "Hypes" im Bereich der Elektromobilität. Es bleibt abzuwarten wie nachhaltig sich die aktuellen Aktivitäten in diesem Bereich entwickeln werden. Nach Ansicht des Autors sprechen die breiten, länderübergreifenden Aktivitäten, die klare politische Positionierung zur Elektromobilität sowie langfristig die Herausforderungen der Ressourcenverfügbarkeit und der Klimawandel für eine nachhaltige Entwicklung bei der Umstellung der Mobilität. Wichtige Elemente sind, neben den in der Arbeit untersuchten

Elektrofahrzeugen die Umstellung des Mobilitätverhaltens (z. B. Carsharing, öffentliche Verkehrsmittel) und alternative Formen der Elektromobilität (z. B. Bahn, Pedelecs, Elektroroller).

Anhang

Literaturverzeichnis

- [Ale08] ALEXANDER, Marcus: How do we specify battery size? In: *EPRI Electric Power Research Institute* (2008)
- [Bag03] BAGEMIHL, Joachim: *Optimierung eines Portfolios mit hydrothermischen Kraftwerkspark im börslichen Strom- und Gasterminmarkt*. Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2003
- [BAM⁺09] BET, Berater der Energie- und Wasserwirtschaft ; ARETZ, Christoph ; MARKGRAF, Christian ; OPATRZIL, Marcus ; ROSEN, Ulrich ; TIMM, Michael: *Potenzialstudie – Smart Metering Intelligente Zähler – zeitvariable Tarife!* 2009
- [BBR10] BBR, Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung: *Plusenergiehaus mit E-Mobilität Offener interdisziplinärer Planungswettbewerb für Hochschulen in Zusammenarbeit mit Planungsbüros*. 2010
- [BDJ03] BAUER, Horst. ; DIETSCHKE, Karl-Heinz. ; JÄGER, Thomas.: *Kraftfahrtechnisches Taschenbuch*. Bd. 25. Robert Bosch GmbH, 2003. – 418–419 S.
- [Ben10] BENOIT, Pascal: *Vertrauliche Diplomarbeit: Entwicklung eines on-board-Lademanagements für Elektrofahrzeuge*, Elektrotechnisches Institut (ETI) am Karlsruher Institut für Technologie, Diplomarbeit, 2010
- [Bet09] BETTER PLACE INC.: *Yokohama exhibit background fact sheet*. 2009
- [BG04] BIEGLER, Lorenz T. ; GROSSMANN, Ignacio E.: Retrospective on optimization. In: *Computers & Chemical Engineering* 28 (2004), Juli, Nr. 8, S.

1169–1192. – ISSN 0098–1354

- [Bla07] BLANK, Tobias: Elektrostraßenfahrzeuge - Elektrizitätswirtschaftliche Einbindung von Elektrostraßenfahrzeugen / FFE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. 2007. – Forschungsbericht
- [BMU07] BMU, Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Das Integrierte Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung*. Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2007
- [BMU08] BMU, Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit: *Autos unter Strom: Flottenversuch Elektromobilität gestartet*. Bd. 03. Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit BMU, 2008
- [BMU10a] BMU, Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): *Bundestag beschließt Änderung der Solarvergütung Röttgen: Novelle sichert Ausbau der Solarstromerzeugung*. 2010
- [BMU10b] BMU-FLOTTENVERSUCH: ELEKTROMOBILITÄT: *Persönliche Telefon- und Mailkorrespondenz im Projektteam des Flottenversuchs Elektromobilität zur Thematik: Batteriedegradationsmodell*. Projektbearbeiter/ -Leitung der E.ON Energie AG, der Volkswagen AG, des Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE) und Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), 2010
- [BmV02] BMVBS, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung ; BMVBS (Hrsg.): *Kontinuierliche Befragung des Wirtschaftsverkehrs in unterschiedlichen Siedlungsräumen -Hauptstudie-*. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), 2002
- [BmV07] BMVBS, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung: *Verkehr in Zahlen 2007-2008*. Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BmVBS), 2007
- [BmV10] BMVBS, Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung: *Mobilität in Deutschland 2008 Ergebnisbericht: Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends*. BmVBS Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS), 2010

- [BRD08] BRD, Die Bundesregierung im Magazin Europapolitik Nr. 51 01/2008: *Alle Autohersteller in die Pflicht nehmen*. 2008
- [BRD09] BRD, Die Bundesregierung: *Nationaler Entwicklungsplan Elektromobilität der Bundesregierung*. Die Bundesregierung, 2009
- [BS08] BRACHAT-SCHWARZ, W.: Zur Entwicklung der Privathaushalte bis 2025. In: *Statistisches Monatsheft Baden-Württemberg* 1 (2008), S. 17 – 20
- [BZHP11] BERG, Andreas ; ZAYER, Peter ; HECHTFISCHER, Knut ; PAWLITSCHKE, Frank: On-board Metering - einfach überall Strom tanken. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (2011/6), 2011
- [CHA10] CHADEMO: *CHADEMO (DC fast Charge)*. <http://www.chademo.com/>. Version: 2010
- [Con11] CONTINENTAL AG: *PM Detroit 12.01.2011: Intelligente Lösung von Continental für den wachsenden Informations- und Kommunikationsbedarf von Elektrofahrzeugen. -Die Steckdosen können „dumm“ bleiben – die Fahrzeuge werden clever-*. 2011
- [DB09] DB, Deutsche Bahn AG: *Pressemitteilung vom 11.11.2009*. 2009 http://www.dbenergie.de/site/dbenergie/de/innovation__technik/tema__box/tema__box.html. – zuletzt aufgerufen: 01.8.201
- [DC08] DAIMLER-CHRYSLER: *„e-mobility Berlin“: Daimler und RWE starten ins Zeitalter der Elektromobilität*. September 2008. – zuletzt aufgerufen: 08.04.2009,
- [DGV10] DIEFENBACH, Ingo ; GAUL, Armin ; VOIT, Stephan: Intelligente Einbindung von E-Fahrzeugen in die Netze und daraus abgeleitete Anforderungen an die V2G Kommunikation. In: *VDE-Kongress 2010* (2010)
- [DHS03] DOMSCHKE, Wolfgang ; HÄSELBARTH, Lutz ; SCHOLL, Armin: *Operations Research*. TU Darmstadt, 2003 <http://www.or.wi.tu-darmstadt.de/media/bwl3/orlexikon.pdf>. – zuletzt aufgerufen: 01.08.201
- [Dij59] DIJKSTRA, E. W.: A Note on Two Problems in Connexion with Graphs. In: *Numerische Mathematik* 1 1 (1959), S. 269 – 271

- [Dir07] DIRECTORS, 15 June 2. o.: *POSITION STATEMENT PLUG-IN ELECTRIC HYBRID VEHICLES*. IEEE USA, 2007. – zuletzt aufgerufen: 21.06.2009,
- [DKE10] DKE, Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE: *Die Deutsche Normungsroadmap E-Energy/Smart Grid*. www.dke.de, 2010 <http://www.e-energy.de/de/998.php>. – zuletzt aufgerufen: 7.1.201
- [DLKW10] DALLINGER, David ; LINK, Jochen ; KLEY, Fabian ; WIETSCHEL, Martin: Variable tariffs for demand response with grid-connected electric vehicles and their contribution to integrate intermittent renewable generation. In: *2nd European Conference Smart Grids & E-Mobility Topic Smart Integration Technologies and Components*, 2010
- [DNR09] DALLINGER, David ; NESTLE, David ; RINGELSTEIN, Jan: Indirect control of plug-in hybrid vehicles with variable tariffs. In: *European Conference SmartGrids + Mobility, Würzburg, Germany* (2009)
- [DT10] DLR-TT, Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt - Institut für Technische Thermodynamik: *BmWI Projekt: Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen*. 2010
- [Dös09] DÖSCHER, Timo: *Diplomarbeit: Netzauswirkungen einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen - am Beispiel der Stadt Freiburg im Breisgau* -, Internationales Institut für Management der Universität Flensburg für den Studiengang Energie- und Umweltmanagement, Diplomarbeit, 2009
- [Ebe10] EBERHARDT, Tim: *Diplomarbeit Energiewirtschaftliche Analyse von Ladeinfrastrukturkonzepten für Elektrofahrzeuge*, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften Studiengang Wirtschaftsingenieurwesen, Hochschule Karlsruhe, Technik und Wirtschaft, Diplomarbeit, 2010
- [Ede97] EDEN, Theis-Uwe: Erprobung von Elektrofahrzeugen der neuesten Generation auf der Insel Rügen. In: *Automobiltechnische Zeitschrift* 99,9 (1997), S. 536–550
- [EEC09] EEC, European Energy Commission: *Strategic Energy Technology Plan (SET Plan)*. 2009 (ISBN 978-92-79-15667-0)

- [End10] ENDERLE, Eduard: *Vertrauliche Masterarbeit: Konzeption und prototypischer Aufbau einer intelligenten Ladeinfrastruktur zur Integration von Elektrofahrzeugen in eine nachhaltige Energieversorgung*, Masterstudiengang Elektro- und Informationstechnik der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der Hochschule Offenburg, Diplomarbeit, 2010
- [Eng07] ENGEL, Tomi ; DGS (Hrsg.): *PlugIn Hybrids*. DGS, 2007
- [Eng09] ENGEL, Tomi: Realität und Perspektiven Solarer Elektromobilität. In: *Clean Moves - HMI 2009*, 2009
- [Eng10a] ENGEL, T.: *Elektrische Fahrzeuge Steckbriefe; zuletzt aufgerufen 01.08.2011*. <http://www.dgs.de/1763.0.html>. Version: 2010
- [Eng10b] ENGEL, Tomi: Serie "Die Netzintegration von Elektrofahrzeugen Teil 1-7". In: *DGS- Sonnenenergie* (2010)
- [EnW] ENWG, Energiewirtschaftsgesetz: *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*. Stand: Zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 21.8.2009 I 2870
- [E.O06] E.ON, E.ON Netz AG: *Netzsicherheit und Erneuerbare Energien im Einklang Erzeugungsmanagement bei E.ON Netz*. (2006)
- [ET06] EBERHARD, Martin ; TARPENNING, Marc: *The 21st Century Electric Car*. In: - (2006). http://www.veva.bc.ca/wtw/Tesla_20060719.pdf. – zuletzt aufgerufen 01.08.201
- [Eur09] EUROPEAN NETWORK OF TRANSMISSION SYSTEM OPERATORS FOR ELECTRICITY, ENTSOE: *Statistical Database ENTSOE: Consumption Data 2009*. 2009 <https://www.entsoe.eu/resources/data-portal/consumption/>. – zuletzt aufgerufen 01.08.201
- [FEG⁺02] FOLLMER, Robert ; ENGELHARDT, Kay ; GILBERG, Reiner ; SMID, Menno ; KUNERT, Uwe ; KLOAS, Jutta ; KUHFIELD, Hartmut: *Mobilität in Deutschland - Kontinuierliche Erhebung zum Verkehrsverhalten - Endbericht*. Clearingstelle Verkehr des DLR, 2002. – Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS)

- [FFG11] FEST, Claus ; FRANZ, Oliver ; GAUL, Armin: Künftige Messaufgabe Elektromobilität erste Analyse und Bewertung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 1 (2011), S. 90–99
- [FhG10] FHG, Fraunhofer Gesellschaft: *Verbundprojekt Systemforschung Elektromobilität*. 2010 <http://www.elektromobilitaet.fraunhofer.de/>. – zuletzt aufgerufen 01.08.2011
- [FLL10] FLUHR, Jonas ; LUTZ, Theo ; LAING, Peter: Uniform Identification Scheme for Roaming in E-mobility Charging Infrastructure. In: *2nd European Conference SmartGrids & E-Mobility, Brussels* (2010)
- [Fre09] FREIBERGER, Dennis: *Bachelorthesis: Konzeption eines Messsystems auf der Basis des ADE7878 von Analog Devices*, Studiengang Angewandte Informatik der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der Hochschule Offenburg, Diplomarbeit, 2009
- [Gab11] GABLER ; GABLER VERLAG, Wiesbaden (Hrsg.): *Clearing-Stelle*. Gabler Wirtschaftslexikon, online Ausgabe, 2011 <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/>. – zuletzt aufgerufen 12.08.2011
- [GB04] GROSSMANN, Ignacio E. ; BIEGLER, Lorenz T.: Part II. Future perspective on optimization. In: *Computers & Chemical Engineering* 28 (2004), Juli, Nr. 8, S. 1193–1218
- [Gem10] GEMSJÄGER, Ben: *Bachelorarbeit: Netzeinspeisung, Vermarktung oder Eigenverbrauch deckungsbeitragsoptimierte Betrachtung eines dezentralen Energiesystems*, Studiengang Energie- und Umweltmanagement Fachbereich Technik der Fachhochschule Flensburg, Diplomarbeit, 2010
- [GL06] GERMER, Christoph ; LOIBL, Helmut: *Energierrecht: Handbuch*. Schmidt (Erich), Berlin, 2006
- [GSR10] GWISDORF, B. ; STEPANESCU, S. ; REHTANZ, C.: Effects of Demand Side Management on the Planning and Operation of Distribution Grids. In: *IEEE ISGT Europe 2010 conference October 10-13, 2010, Gothenburg, Sweden, 2010*
- [GWA11] GREEN, Robert C. ; WANG, Lingfeng ; ALAM, Mansoor: The impact of plug-

- in hybrid electric vehicles on distribution networks: A review and outlook. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15 (2011), Nr. 1, S. 544 – 553
- [Hah10] HAHNEL, Ulf: Die Mobilität der Zukunft - Können Menschen ihr zukünftiges Mobilitätsverhalten vorhersagen? In: *Workshop Verkehrspsychologie 2010 Würzburg, Germany*, 2010
- [HEHP08] HUBER-ERLER, R. ; HOFHERR, S. ; PICKEL, T.: *Verkehrsentwicklungsplan VEP 2020*. Freiburg im Breisgau - Garten- und Tiefbauamt, 2008
- [Hei09] HEIDER, Frauke: *Vertrauliche Diplomarbeit: Konzeption und Realisierung eines Be- und Entlademanagements für Elektrofahrzeuge zur optimierten Integration in die Energiewirtschaft*, Internationales Institut für Management der Universität Flensburg für den Studiengang Energie- und Umweltmanagement, Diplomarbeit, 2009
- [Her10] HERRMANN, Daniel: *Vertrauliche Bachelorarbeit: Konzeption und Entwicklung einer Software-Infrastruktur für die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladestation im Smart Grid der Zukunft*, Studiengang Angewandte Informatik der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der Hochschule Offenburg, Diplomarbeit, 2010
- [ISE08] ISE, Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme: *Realisierung eines „virtuellen“ Kraftwerkprototyps im badenova Stromnetz für die Einsatzplanung von regenerativen Stromgeneratoren und dezentralen KWKANlagen - „VIRT-PLANT“*. 2008
- [ISE10a] ISE, Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme: *Aus dem internen Daten und Grafikenpool des Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme in Freiburg*. 2010
- [ISE10b] ISE, Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme: *Fraunhofer ISE und badenova präsentieren Projekt zur Elektromobilität Flottenfahrzeuge des Energiedienstleisters sollen künftig auch Strom tanken*. 2010 <http://www.ise.fraunhofer.de/presse-und-medien/presseinformationen/presseinformationen-2009/fraunhofer-ise-und-badenova-praesentieren-projekt-zur-elektromobilitaet>. – zuletzt aufgerufen 01.08.2011

- [ISE10c] ISE, Fraunhofer Institut Solare Energiesysteme: *Smart Energy Lab*. 2010 <http://www.ise.fraunhofer.de/geschaeftsfelder-und-marktbereiche/regenerative-stromversorgung/dezentrale-netzgekoppelte-energiesysteme/smartenergylab>. – zuletzt aufgerufen 01.08.2011
- [ISM⁺02] IKEYA, Tomohiko ; SAWADA, Nobuyuki ; MURAKAMI, Jun-ich ; KOBAYASHI, Kazsuyuki ; HATTORI, Masanori ; MUROTANI, Nobuo ; UJIIE, Satoru ; KAJIYAMA, Katuya ; NASU, Hideki ; NARISOKO, Hayato ; TOMAKI, Yui-chi ; ADACHI, Kazuyuki ; MITA, Yuichi ; ISHIHARA, Kaoru: Multi-step constant-current charging method for an electric vehicle nickel/metal hydride battery with high-energy efficiency and long cycle life. In: *Journal of Power Sources* 105 (2002), S. 6–12
- [Jan08] JANTZEN, Markus: Aufbruch in ein neues Zeitalter. In: *Photon* 9 (2008), S. 55–62
- [Kal02] KALLRATH, Josef: *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis*. Vieweg Verlag, 2002
- [KES90] KENNEDY, James ; EBERHART, Russell C. ; SHI, Yuhui: *Swarm Intelligence*. San Diego, USA : Academic Press, 1990
- [KKS⁺07] KALHAMMER, Fritz R. ; KOPF, Bruce M. ; SWAN, David H. ; ROAN, Vernon P. ; WALSH, Michael P.: Status and Prospects for Zero Emissions Vehicle Technology. In: *Report of the ARB Independent Expert Panel 2007 Prepared for State of California Air Resources Board Sacramento, California* (2007)
- [KLW10] KOHRS, Robert ; LINK, Jochen ; WITTEW, Christof: The German BMU E-Mobility Fleet Test Concept, Status and First Experiences. In: *2nd European Conference SmartGrids & E-Mobility, Brussels* (2010)
- [KM06] KEMPTON, Willett ; MURLEY, Cliff: Modeling V2G for a Utility with a High Wind Generation Portfolio. In: *Zero Emission Vehicle (ZEV) Technology Symposium Session: -Electric Fueling Infrastructure- California Air Resources Board, Sacramento, California, 2006*
- [KRH10] KÜRSCHNER, Daniel ; RATHGE, C. ; HOPPE, A.: Potenziale und Herausforderungen bei der Anwendung induktiver Uebertragungssysteme. In: *VDE-Kongress 2010* (2010)

- [KT05a] KEMPTON, Willett ; TOMIC, Jasna: Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. In: *Journal of Power Sources* 144 (2005), Juni, Nr. 1, S. 268–279
- [KT05b] KEMPTON, Willett ; TOMIC, Jasna: Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. In: *Journal of Power Sources* 144 (2005), Juni, Nr. 1, S. 280–294
- [KTL⁺01] KEMPTON, Willett ; TOMIC, Jasna ; LETENDRE, Steven ; BROOKS, Alec ; LIPMAN, Timothy: Vehicle-to-Grid Power: Battery, Hybrid, and Fuel Cell Vehicles as Resources for Distributed Electric Power in California. (2001). <http://www.acpropulsion.com/reports/V2G-Cal-2001.pdf>. – zuletzt aufgerufen 01.08.2008
- [LA89] LAARHOVEN, P.J.M. van ; AARTS, E.H.L.: *Simulated Annealing, Theory and Applications*. Kluwer Academic Publishers, 1989
- [Lan10] LANDECK, Erik: Das Elektro-Auto als Treiber von Smart Grids? In: *VDE-Kongress 2010 · 08. – 09.11.2010 in Leipzig* (2010)
- [LBDR10] LINK, Jochen ; BÜTTNER, Markus ; DALLINGER, David ; RICHTER, Julius: im Review seit Januar 2010: Optimisation Algorithms for the Charge Dispatch of Plug-in Vehicles based on Variable Tariffs. In: *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2010
- [LD60] LAND, A.H. ; DOIG, A.G.: An automatic method of solving discrete programming problems. In: *Econometrica* 28 (1960), S. 497
- [LDS10] LUNZ, Benedikt ; DONCKER, W. D. ; SAUER, Dirk U.: Analyse von Ladeinfrastrukturkonzepten für Elektromobilität. In: *VDE-Kongress 2010 · 08. – 09.11.2010 in Leipzig* (2010)
- [LEB⁺10] LINK, Jochen ; EBERHARDT, Tim ; BENOIT, Pascal ; NOEREN, Dominik ; WITTEW, Christof: Infrastructure: Comparison of Stationary and Mobile Metering Concepts for Electric Vehicles. In: *2nd European Conference Smart Grids & E-Mobility, Brussels* (2010)
- [LLW09] LI, Xin ; LOPES, L.A.C. ; WILLIAMSON, S.S.: On the suitability of plug-in hybrid electric vehicle (PHEV) charging infrastructures based on wind and

- solar energy. In: *Power Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE, 2009*
- [LPS⁺09] LUNZ, Benedikt ; POLLOK, Thomas ; SCHNETTLER, Armin ; DONCKER, Rik D. ; SAUER, Dirk U.: Evaluation of Battery Charging Concepts for Electric Vehicles and Plug-in Hybrid Electric Vehicles ,. In: *9th International Advanced Automotive Battery & EC Capacitor Conference, AABC-09, June 2009, Long Beach, CA, USA (2009)*
- [M2M10] M2M, M2M Alliance e. V. (Machine-to-Machine Kommunikation): *M2M Best Practice Award 2010*. 2010 www.m2m-alliance.de/fileadmin/pdf/POS-Manager_12.pdf. – zuletzt aufgerufen 07.03.2011
- [MB10] MATHAR, Sebastian ; BILGIC, Winfried: Berührungslose Batterieladesysteme für Elektrofahrzeuge. In: *VDE-Kongress 2010 (2010)*
- [Mie09] MIERAU, Michael: *Vertrauliche Diplomarbeit Entwurf und Realisierung einer Kommunikationsinfrastruktur zur Integration von Elektrofahrzeugen in eine nachhaltige Energieversorgung*, Fakultät Verkehrswissenschaften “Friedrich List” Institut für Automobiltechnik Dresden - IAD Lehrstuhl für Fahrzeugmechatronik TU Dresden, Diplomarbeit, 2009
- [Nes07] NESTLE, David: *Energiemanagement in der Niederspannungsversorgung mittels dezentraler Entscheidung*, Universität Kassel, Diss., 2007
- [NPS⁺10] NITSCH, Joachim ; PREGGER, Thomas ; SCHOLZ, Yvonne ; NAEGLER, Tobias ; STERNER, Michael ; GERHARDT, Norman ; OEHSEN, Amany von ; PAPE, Carsten ; SAINT-DRENAN, Yves-Marie ; WENZEL, Bernd: *Leitstudie 2010 Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. 2010
- [Pan09] PANOS, Konstantin: *Praxisbuch Energiewirtschaft : Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. 2. bearb. u. akt. Aufl. Berlin, Heidelberg : Springer, 2009
- [Par10] PARK AND CHARGE: *Solarladestationen für Elektromobile*. 2010 <http://www.park-charge.de/>. – zuletzt aufgerufen 01.08.2011

- [PAW09] PETERSON, Scott ; APT, Jay ; WHITACRE, Jay: Lithium-Ion Battery Cell Degradation Resulting from Realistic Vehicle and Vehicle-to-Grid Utilization. In: *Journal of Power Sources* (2009)
- [PHL⁺11] PEHNT, Martin ; HELMS, Hinrich ; LAMBRECHT, Udo ; DALLINGER, David ; WIETSCHL, Martin ; HEINRICHS, Heidi ; KOHRS, Robert ; LINK, Jochen ; TROMMER, Stefan ; POLLOK, Thomas ; BEHRENS, Petra: Elektroautos in einer von erneuerbaren Energien geprägten Energiewirtschaft. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* (2011), S. 1–14
- [Plo10] PLOTA, Ewa: *Technische und wirtschaftliche Betrachtung von Ladestrategien für Elektrofahrzeuge*, TU Dortmund, Diplomarbeit, 2010
- [PMTH] PESARAN, Ahmad A. ; MARKEL, Tony ; TATARIA, Harshad S. ; HOWELL, David: Battery Requirements for Plug-In Hybrid Electric Vehicles – Analysis and Rationale. In: *23rd International Electric Vehicle Symposium and Exposition (EVS-23)*
- [PSAS09] PEÇAS LOPES, J. A. ; SOARES, F. J. ; ALMEIDA, P. M. ; SILVA, M. M.: Smart Charging Strategies for Electric Vehicles: Enhancing Grid Performance and Maximizing the Use of Variable Renewable Energy Resources. In: *Electric Vehicle Symposium - EVS 24*, 2009
- [PSM⁺10] POLLOK, Thomas ; SZCZECZOWICZ, Eva ; MATROSE, Claas ; SCHNETTLER, Armin ; STÖCKL, Georg ; KERBER, Georg ; LÖDL, Martin ; WITZMANN, Rolf ; BEHRENS, Petra: Flottenversuch Elektromobilität Netzmanagementstrategien mittels elektrifizierter Fahrzeugflotten. In: *VDE-Kongress 2010, Leipzig* (2010)
- [Ros03] ROSENKRANZ, Christian: Deep Cycle Batteries for Plug-in Hybrid Application. In: *EVS-20 Plug-in Hybrid Workshop. Nov. 15, 2003. Monaco* (2003)
- [RR09] REHTANZ, Christian ; ROLINK, Johannes: Rahmenbedingungen zum Lastmanagement von Plug-In Hybrid und Elektrofahrzeugen. In: *VDE- ETG Kongress 2009, Düsseldorf* (2009)
- [RR10] REHTANZ, Christian ; ROLINK, Johannes: Bewertung des Einsatzes von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Netzdienstleistungen. In: *VDE-Kongress 2010, Leipzig* (2010)

- [RW10] REY, Günter D. ; WENDER, Karl F.: *Neuronale Netze: Eine Einführung in die Grundlagen, Anwendungen und Datenauswertung*. Huber Hans, 2010
- [Sau11] SAUER, Dirk U. ; ONLINE, Welt (Hrsg.): *Die Wahrheit über die Kraft aus dem Akku*. Welt Online, 2011 <http://www.welt.de/motor/article12833920/Die-Wahrheit-ueber-die-Kraft-aus-dem-Akku.html>. – zuletzt aufgerufen 01.08.2011
- [SBB04] SARRE, Guy ; BLANCHARD, Philippe ; BROUSSELY, Michel: Aging of lithium-ion batteries. In: *Journal of Power Sources* 127 (2004), S. 65 – 71. – ISSN 0378–7753
- [sma10] SMARTLAB INNOVATIONSGESELLSCHAFT MBH: *Gemeinschaftsunternehmen der STAWAG, Stadtwerke Aachen Aktiengesellschaft, der Duisburger Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft mbH und der Stadtwerke Osnabrück AG*. 2010. – zuletzt aufgerufen 01.08.2011
- [SMG08] SAMMER, G. ; METH, D. ; GRUBER, Ch.: Elektromobilität - Die Sicht der Nutzer. In: *e&i Elektrotechnik und Informationstechnik* 125 (2008), S. 393–400
- [SMM⁺10] STADLER, Michael ; MOMBER, Ilan ; MÉGEL, Olivier ; GÓMEZ, Tomás ; MARNAY, Chris ; BEER, Sebastian ; LAI, Judy ; BATTAGLIA, Vincent: The added economic and environmental value of plug-in electric vehicles connected to commercial building microgrids. In: *2nd European Conference on SmartGrids and E-Mobility, October 20 -21, 2010, Brüssel*, 2010
- [SW08] SAUER, Dirk U. ; WENZL, Heinz: Comparison of different approaches for lifetime prediction of electrochemical systems–Using lead-acid batteries as example. In: *Journal of Power Sources* 176 (2008), S. 534 – 546. – ISSN 0378–7753
- [Tei10] TEIGELER, M.: Aktuelle Themen bei IEC und CENELEC: Elektromobilität. In: *DKE Tagung 2010 die Zukunft elektrisiert* DKE Deutsche Kommission (2010)
- [UBA11] UBA, Umwelt Bundesamt: *Emissionen des Verkehrs (November 2010)*. 2011 <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeIdent=3577>. – zuletzt aufgerufen 01.08.2011

- [ubi10] UBITRICITY GESELLSCHAFT FÜR VERTEILTE ENERGIESYSTEME MBH: *Auto mobile. Meter mobile. A paradigm change in infrastructure design.* 2010 http://www.ubitricity.com/mobile-metering/mobile_metering/. – zuletzt aufgerufen 01.08.201
- [VDE08] VDE, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *Dezentrale Energieversorgung 2020.* 2008
- [VDE10a] VDE, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *E-Mobility 2020 Technologien-Infrastrukturen-Märkte.* 2010
- [VDE10b] VDE, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *Smart Energy 2020 - vom Smart Metering zum Smart Grid.* (2010)
- [VDE10c] VDE, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *VDE-Studie: Elektrofahrzeuge Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf / VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.* 2010. – Forschungsbericht
- [VF11] VDE-FNN, Forum Netztechnik /Netzbetrieb des Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.: *Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.* 2011
- [VNW⁺05] VETTER, J. ; NOVÁK, P. ; WAGNER, M.R. ; VEIT, C. ; MÖLLER, K.-C. ; BESENHARD, J.O. ; WINTER, M. ; WOHLFAHRT-MEHRENS, M. ; VOGLER, C. ; HAMMOUCHE, A.: Ageing mechanisms in lithium-ion batteries. In: *Journal of Power Sources* 147 (2005), Nr. 1-2, S. 269 – 281
- [Waf10] WAFFNER, Jürgen: *RWE ELEKTRO-MOBILITÄT „Wir bringen grünen Strom auf die Straße.“.* 2010
- [WHLW10] WILLE-HAUSSMANN, Bernhard ; LINK, Jochen ; WITTWER, Christof: *Simulation study of a "Smart Grid" approach: model reduction, reactive power control.* In: *IEEE ISGT Europe 2010 conference October 10-13, 2010, Gothenburg, Sweden,* 2010
- [Wii09] WIJK, Caspar: *Vertrauliche Masterarbeit: Konzeption und Entwurf der Netzintegration von E-Fahrzeugen für den bidirektionalen Ladebetrieb,* Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Diplomarbeit, 2009

- [Wik10] WIKI, Wikipedia die freie Enzyklopädie: *Bei der zitierten Textstelle handelt es sich um Allgemeinwissen das im diversen Nachschlagewerken zu finden ist. Die entsprechenden Textpassagen basieren auf Basis der Wikipediarecherche sowie der Allgemeinbildung des Autors.* <http://de.wikipedia.org/>, 2010. – zuletzt aufgerufen 01.08.2011
- [WLW⁺08] WITTEW, Christof ; LINK, Jochen ; WIJK, Caspar ; DÖSCHER, Timo ; HEIDER, Frauke: *E- mobility and the required infrastructure for a smart integration of decentralised mobile electric loads and storage, as visualised in Berlin by the -electro mobility fleet test- of the BMU/VW/E.ON/ISE consortium.* 2008
- [WLWD08] WITTEW, Christof ; LINK, Jochen ; WIJK, Caspar ; DÖSCHER, Timo: *E- mobility and the required infrastructure for a smart integration of decentralised mobile electric loads and storage, as visualised in Berlin by the -electro mobility fleet test- of the BMU/VW/E.ON/ISE consortium.* In: *IRED -3. International Conference on: Integration of Renewable and Distributed Energy Resources*, 2008
- [ØFX⁺09] ØSTERGAARD, Jacob ; FOOSNÆS, Anders ; XU, Zhao ; MONDORF, Tim ; ANDERSEN, Claus ; HOLTHUSEN, Sven ; HOLM, Torben ; BENDTSEN, Maja ; BEHNKE, Kim: *Electric Vehicles in Power Systems with 50th Danish Case and the EDISON programme.* In: *European Conference Electricity & Mobility, 2009, Würzburg, Germany, 2009*

Formelzeichen & Abkürzungsverzeichnis

η_{el_BHKW}	Elektrischer Wirkungsgrad des BHKW in %
η_{th_BHKW}	Thermischer Wirkungsgrad des BHKW in %
a	Parameter einer Funktion zur Bestimmung der Batterielebensdauer
b	Parameter einer Funktion zur Bestimmung der Batterielebensdauer
C_{Batt_max}	Maximal nutzbare Batteriekapazität in kWh , bei der kombinatorischen Optimierung
C_{Batt}	Aktuelle Batteriekapazität in kWh , bei der kombinatorischen Optimierung
c_{Batt}	Batteriekosten in $\frac{\text{€}}{kWh}$
c_{dis_cycle}	Kosten je Ladezyklus einer Batterie in $\frac{\text{€}}{kWh}$
c_{dis_energy}	Kosten je entladener Energiemenge einer Batterie in $\frac{\text{€}}{kWh}$
c_{dis_unit}	Kosten für jeden zusätzlichen Ladevorgang einer Batterie in $\frac{\text{€}}{kWh}$
$c_{dis}(DoD_{Start}, DoD_{End})$	Kosten eines Batterieentladevorgang von DoD_{Start} bis DoD_{End}
DB	Deckungsbeitrag: Differenz zwischen den erzielten Erlösen und den variablen Kosten

$DB(S)$	Entspricht dem Deckungsbeitrag des gesamten Lade- und Entladefahrplans S bei der kombinatorischen Optimierung.
DoD	<i>Depth of Discharge</i> ; Entladetiefe der Batterie
DoD_{End}	Entladetiefe am Ende eines Lade- bzw. Entladevorgangs
DoD_{Start}	Entladetiefe am Start eines Lade- bzw. Entladevorgangs
E	Alle Kanten im Graphensuch-Algorithmus
E_{BHKW}	Energiebezug des BHKW in kWh
E_{Accel}	Energie zur Beschleunigung in kWh
E_{Air}	Energie zur Überwindung des Luftwiderstands in kWh
E_{Aux}	Energieverbrauch der Nebenverbraucher in kWh
$E_{Batterie}$	Energiebezug der Batterie in kWh
E_{Batt}	In der Lebenszeit der Batterie umgesetzten Energiemenge in kWh
$E_{BHKW_Eigenv.}$	Lokal eigenverbrauchte elektrische BHKW-Erzeugung in kWh
E_{BHKW_Netz}	In Netz eingespeiste elektrische BHKW-Erzeugung in kWh
E_{el_Last}	Elektrische Last in kWh
E_{EV_Bedarf}	Energiebedarf des Elektrofahrzeugs in kWh
E_{EV}	Energieverbrauch des Fahrzeugs in kWh
E_{Fric}	Energie zur Überwindung der Rollreibung in kWh
$E_{Netz}(t)$	Energiebezug aus dem Netz in kWh
$E_{PV_Eigenv.}$	PV-Ertrag in lokal eigenverbraucht in kWh
E_{PV_Netz}	PV-Ertrag in Netz eingespeist in kWh
E_{PV}	PV-Anlagen Ertrag in kWh
$Erlöse_{BHKW}$	Erlöse des BHKW in €

$Erlöse_{PV}$	Erlöse der PV-Anlage in €
EV_{vor_Ort}	Ladebereitschaft Elektrofahrzeug
G	Graph im Graphensuch-Algorithmus
$K_{Batterieabnutzung}$	Batterieabnutzungskosten in €
K_{el_Netz}	Strombezugskosten in $\frac{€}{kWh}$
K_{Gas}	Gasbezugskosten in $\frac{€}{kWh}$
K_{Start_BHKW}	Kosten je BHKW-Start in €
$K_{Wart._BHKW}$	Ertragsabhängige Wartungskosten des BHKW in $\frac{€}{kWh}$
$K_{Wart._PV}$	Ertragsabhängige Wartungskosten der PV-Anlage in $\frac{€}{kWh}$
$K_{Wart._th_Kessel}$	Ertragsabhängige Wartungskosten des Kessels in $\frac{€}{kWh}$
$Kosten_{el}$	Kosten zur Bereitstellung der elektrischen Energie in €
$Kosten_{th}$	Kosten zur Bereitstellung der thermischen Energie in €
L	Kostensortierte Liste mit Informationen zu Lade- und Entlade Optionen bei der kombinatorischen Optimierung
N	Alle Knoten im Graphensuch-Algorithmus
N_{life}	Batteriezyklenlebensdauer
Q_{th_BHKW}	Thermische Energieerzeugung des BHKW in kWh
Q_{th_Kessel}	Thermische Energieerzeugung des Kessels in kWh
Q_{th_Last}	Thermische Last in kWh
$Q_{th_Speicher}$	Vorzeichen behaftete thermische Energiemenge in oder aus dem Speicher in kWh
$S(t_i)$	Entspricht dem errechneten Ladefahrplan zum Zeitpunkt t_i bei der kombinatorischen Optimierung
$Starts_{BHKW}$	Anzahl der BHKW-Starts

T	Zeitbereich im Graphensuch-Algorithmus
t_{max}	Zeitschrittzahl des Fahrplans bei der kombinatorischen Optimierung
$tarif_C(t_i)$	Ladekosten je Energieeinheit zum Zeitschritt t_i bei der kombinatorischen Optimierung
$tarif_F(t_i)$	Einnahmen für mögliche Rückspeiseleistung je Energieeinheit zum Zeitschritt t_i bei der kombinatorischen Optimierung
$V_{BHKW_Eigenv.}$	BHKW-Vergütung Eigenverbrauch in $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$
$V_{BHKW_Einsp.}$	BHKW-Vergütung Netzeinspeisung in $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$
$V_{PV_Eigenv.}$	PV-Vergütung Eigenverbrauch in $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$
$V_{PV_Einsp.}$	PV-Vergütung Netzeinspeisung in $\frac{\text{€}}{\text{kWh}}$
W_k	Gewichtung (Kosten) der Kanten im Graphensuch-Algorithmus
Z	Zustandsraum im Graphensuch-Algorithmus
BHKW	Blockheizkraftwerk
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMS	Batteriemanagementsystem
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVBS	Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAN	Controller Area Network ist ein asynchrones, serielles Bussystem. Der CAN-Feldbus wird häufig in Fahrzeugen zur Vernetzung der diversen Fahrzeugkomponenten und Steuergeräte verwendet.

DKE	Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik
DoD	<i>Depth of Discharge</i> ; Entladetiefe der Batterie
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz zum Vorrang erneuerbarer Energien
ENTSOE	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (engl.: European Network of Transmission System Operators for Electricity)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EV	Elektrofahrzeug (engl.: electric vehicle)
Fraunhofer ISE	Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GND	Masse, engl. ground, abgekürzt GND
HH	Private Haushalte
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
LED	Leuchtdiode (englisch light-emitting diode)
Li-Ion	Lithium-Ionen
MDL	Messdienstleister
MessZV	Messzugangsverordnung
MiD	'Mobilität in Deutschland' ist ein Datensatz einer statistischen Hochrechnung auf Basis von Umfragen in 300 Gemeinden und rund 50.000 zufällig ausgewählten Haushalten bezüglich ihres Verkehrsverhaltens. Der Datensatz wurde im Rahmen dieser Arbeit von

	der Clearingstelle Verkehr beim Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) in Berlin bezogen
MNEFZ	modifizierter Neuer Europäischer Fahrzyklus
MSB	Messstellenbetreiber
NTP	Network Time Protocol: Protokoll zur Zeitsynchronisation zwischen Computern
ntpd	Daemon des Network Time Protocol (NTP). Daemon engl. für Hintergrundprozess
PKW	Personenkraftwagen
PLC	Powerline Communications: Powerline ist der Oberbegriff für die Übertragung von Daten über Stromkabel. Dabei werden die stromführenden Kabel dazu genutzt, um parallel zur Energieversorgung zusätzlich Daten zu übertragen. Powerline Communications (PLC) ist auch unter dem Begriff Digital Powerline (DPL) bekannt.
PV	Photovoltaik
SoC	<i>State of Charge</i> ; Ladezustand der Batterie
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
StVO	Straßenverkehrsordnung
UART	Universal Asynchronous Receiver Transmitter. Eine UART- Schnittstelle mit verschiedenen Interfaces (z.B.RS-232 oder RS-485) dient zum Senden und Empfangen von Daten über eine Datenleitung und bildet den Standard der seriellen Schnittstellen an PCs und Mikrocontrollern.
ZigBee	ZigBee ist ein Funknetz-Standard basierend auf IEEE 802.15.4. ZigBee ermöglicht es, Haushaltsgeräte, Sensoren uvm. auf Kurzstrecken (10 bis 100 Meter) drahtlos zu verbinden.
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Dokumente

A.1 Energieverbrauch der Elektrofahrzeuge

Neben dem Einfluss des spezifischen Verbrauchs der Fahrzeuge auf die Ökobilanz (siehe u.a. Abbildung 1.1) ist der Energieverbrauch zukünftiger Elektrofahrzeuge eine wichtige Größe zur Abschätzung der Netzauswirkungen bei der Integration von Elektrofahrzeugen. In aktuellen Produktinformationen der Hersteller schwanken die Verbrauchswerte zwischen $0,08 \frac{kWh}{km}$ und $0,16 \frac{kWh}{km}$ [siehe u.a. Eng10a]. Erfahrungswerte gibt es u.a. aus dem Rügen-Flottenversuch von 1992 bis 1996, in dessen Rahmen umfangreiche Ökobilanzen und Messdaten zu den realitätsnah getesteten 60 Elektrofahrzeugen gesammelt wurden [siehe u.a. Ede97]. Der spezifische Verbrauch der Fahrzeuge schwankte je nach Fahrzeugtyp zwischen $0,16 \frac{kWh}{km}$ und $0,35 \frac{kWh}{km}$ bei einem Verbrauch von $0,243 \frac{kWh}{km}$. Auch Transporter und Kleinbusse nahmen an dem Versuch teil.

Theoretisch kann der Energieverbrauch von Fahrzeugen E_{EV} überschlägig für Fahrten auf der Ebene anhand der Energie zur Überwindung des Luftwiderstands E_{Air} , der Rollreibung E_{Fric} und der Beschleunigung E_{Accel} zusammen mit dem „tank to wheel“-Wirkungsgrad η_{EV} und den Energieverbräuchen der Nebenverbrauchern E_{Aux} abgeschätzt werden.

$$E_{EV} = \eta_{EV} * (E_{Air} + E_{Fric} + E_{Accel}) + E_{Aux} \quad (A.1)$$

Anhand der Formeln A.2 bis A.5 können die Energiewerte aus A.1 ermittelt werden. In der Tabelle A.1 sind typische Parameter und Konstanten zur Berechnung aufgeführt. Luftwiderstandsbeiwert und Rollwiderstandsbeiwert wurden aus [BDJ03] entnommen. Für die Geschwindigkeit wurde die Durchschnittsgeschwindigkeit des MNEFZ-Zyklus (modifizierter NEFZ (Neuer Europäischer Fahrzyklus)) gewählt [Eng07]. Der „Tank-to-wheel“-Wirkungsgrad wurde von dem populären Tesla Roadster übernommen. In [ET06] wird dieser mit $\eta = 0,86$ angegeben. [Eng07] bezeichnet dies als Stand der Technik.

$$E_{Fric} == F_{Fric} \cdot s = m_{Fz} \cdot g \cdot \mu \cdot s \quad (A.2)$$

$$E_{Air} = F_{Air} \cdot s = \frac{1}{2} \cdot A_{Fz} \cdot c_W \cdot \bar{v}^2 \cdot s \quad (A.3)$$

$$E_{Accel} = F_{Accel} \cdot s = m_{Fz} \cdot a \cdot s_{Accel} \quad (A.4)$$

$$E_{Aux} = \sum_{i=1}^{i=n} E_i \quad (A.5)$$

Tabelle A.1: Angenommene Konstanten für Energiebedarfsberechnung

Konstanten	Wert	Einheit
g Fallbeschleunigung	9,81	$\frac{m}{s^2}$
μ Reibungszahl	0,02-0,04	-
betrachteter Weg s	1000	m
ρ Luftdichte	1,25	$\frac{kg}{m^3}$
A_{Fz}	2,7	m^2
c_w	0,3	-
\emptyset Geschwindigkeit (MNEFZ)	33,6	$\frac{km}{h}$
	9,33	$\frac{m}{s}$
a Beschleunigung	0,93	$\frac{m}{s^2}$
s_{Accel} Weg für Beschleunigung	46,67	m
η_{EV}	0,86	-

Der durchschnittliche Energieverbrauch der deutschen PKW-Flotte lag 2006 bei 7.8 Litern konventionellem Kraftstoff [BmV07]. Dies entspricht ungefähr dem durchschnittlichen Verbrauch eines Fahrzeugs der Kompaktkwagenklasse. Wagen dieser Klasse wiegen ca. 1500kg. Mit dem zusätzlichen Gewicht der Traktionsbatterie käme ein vergleichbares Elektroauto bei ähnlichem Komfort und Materialeinsatz auf ca. 1800kg. Basierend auf den Annahmen in A.1 und den beschriebenen Formeln A.1 und A.5 kommt ein überschlägigen Vergleichswert ohne zusätzliche Nebenverbraucher zwischen $0,13 \frac{kWh}{km}$ und $0,4 \frac{kWh}{km}$ heraus. In einer Kleinwagenübersicht zu aktuellen Elektro- oder PHEV-Fahrzeugen [Jan08] wird ein Verbrauch von $0,035 \frac{kWh}{km}$ bis $0,2 \frac{kWh}{km}$ angegeben. [Bla07]

nimmt als Referenzverbrauch für ein Fahrzeug der Kompaktklasse für seine Modellrechnung einen Verbrauch von $0,2 \frac{kWh}{km}$ an.

Nach Berücksichtigung der Ergebnisse aus der Literaturrecherche und einer überschlägigen theoretischen Abschätzung des Verbrauchs basieren alle Rechnungen, Abbildungen, Ergebnisse und Simulationen der vorliegenden Arbeit, sofern nicht explizit erwähnt, auf einem angenommenen Verbrauch von $0,2 \frac{kWh}{km}$. Der angenommene Verbrauch ist als Mittelwert für den spezifischen Verbrauch der gesamten Fahrzeugflotte zu verstehen. Die Berechnung zum Energieverbrauch der Elektrofahrzeuge ist zu großen Teilen übernommen aus der im Rahmen dieser Arbeit erstellten Diplomarbeit von T. Döscher [Dös09]

A.2 Ablaufdiagramm zur Erstellung des Energieanforderungsprofils

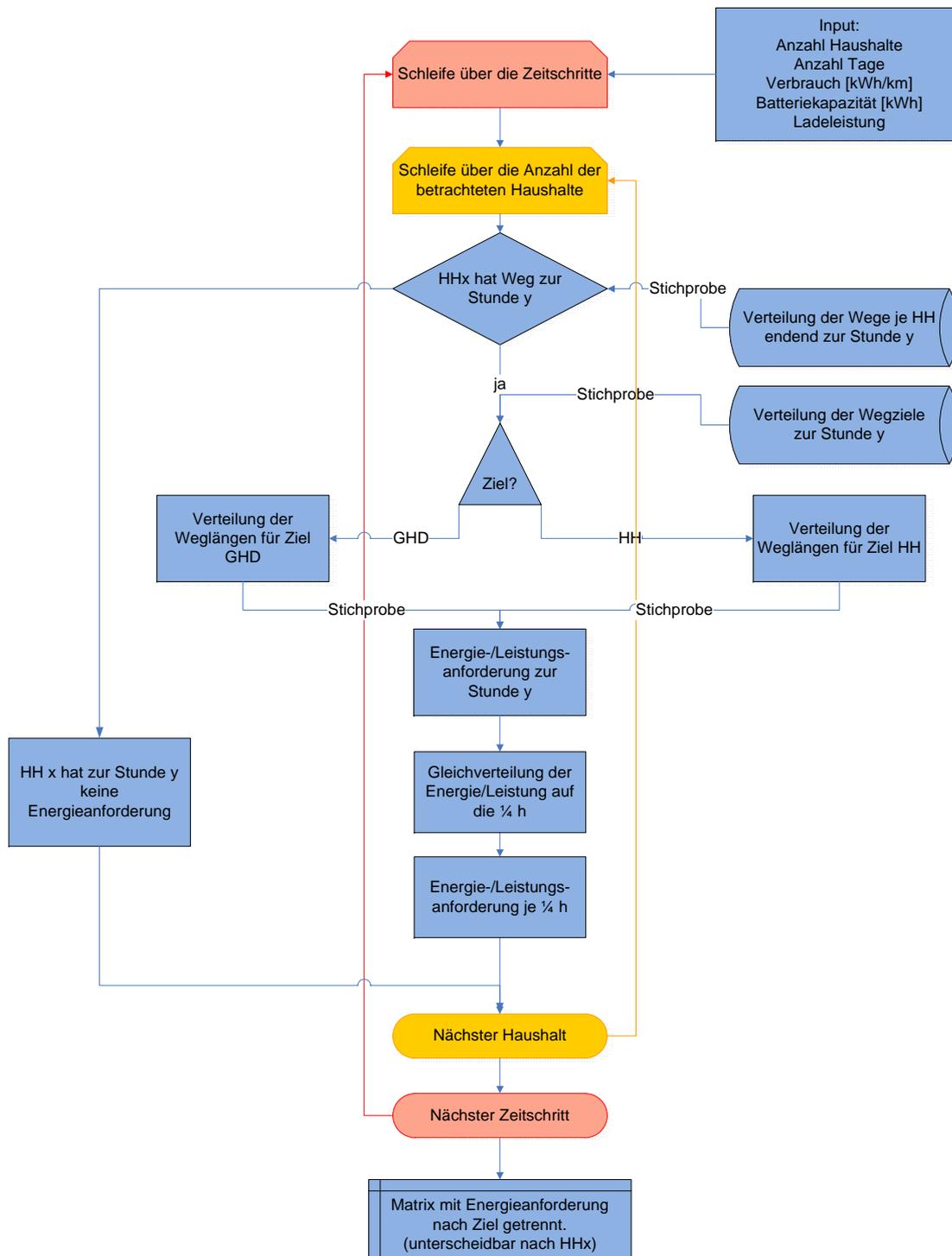


Abbildung A.1: Ablaufdiagramm des Simulationsskriptes zur Erstellung des Energieanforderungsprofils.

A.3 Exemplarische Parameter der GGL-Optimierung

Tabelle A.2: Exemplarische Parameter der GGL-Optimierung.

BHKW		
chp_start	0	Anfangszustand des BHKWs
chp_power	20.5	Gesamtleistung eines Motors in kW
chp_eta_el	0.27	elektrischer Wirkungsgrad des BHKWs
chp_eta_th	0.61	thermischer Wirkungsgrad des BHKWs
chp_min_op	4	Mindestbetriebszeit des BHKWs in Zeitschritten
chp_min_pause	2	Pause zwischen zwei Starts des BHKWs in Zeitschritten
chp_max_start	12	Maximale Anzahl von Starts des BHKWs pro Periode
THERMISCHER SPEICHER		
sto_soc_start_th	0.0	thermischer Speicher zum Zeitpunkt $t=0$ in kWh
sto_cap_max_th	60	Kapazität des thermischen Puffers in kWh
sto_min_charge_th	0	min. Ladeleistung in kW
sto_max_charge_th	15	max. Ladeleistung in kW
sto_min_discharge_th	0	min. Entladeleistung in kW
sto_max_discharge_th	15	max. Entladeleistung in kW
sto_loss_charge_th	0.05	thermischer Verlust während des Ladens in %
sto_loss_discharge_th	0.05	thermischer Verlust während des Entladens in %
sto_loss_th	0.0015	thermischer Verlust pro Zeitschritt in %
KESSEL		
boiler_min_th	0	minimale Leistung des Kessels in kW
boiler_max_th	80	maximale Leistung des Kessels in kW
boiler_eta_th	0.90	Effizienz des Kessels
KOSTEN		
chp_maint	0.015	BHKW-Wartungskosten in EUR/kWh
chp_inst	0	Reparaturkosten des BHKWs in EUR/kWh
chp_start_cost	0	Startkosten des BHKW pro Start
boiler_maint	0.015	Betriebskosten des Kessels in EUR/kWh
price_gas_chp	0.062	Gaspreis in EUR/kWh
price_gas_boiler	0.062	Gaspreis in EUR/kWh
pv_maint	0.005	PV-Wartungskosten in EUR/kWh

ELEKTRISCHER SPEICHER

bat1_soc_start_el	0.5	thermischer Speicher zum Zeitpunkt t=0
bat1_cap_max_el	20	Kapazität des elektrischen Puffers in kWh
bat1_min_charge_el	0	min. Ladeleistung in kW
bat1_max_charge_el	3.5	max. Ladeleistung in kW
bat1_min_discharge_el	0	min. Entladeleistung in kW
bat1_max_discharge_el	3.5	max. Entladeleistung in kW
bat1_loss_charge_el	0.05	Verlust während des Ladens in %
bat1_loss_discharge_el	0.05	Verlust während des Entladens in %
bat1_loss_el	0	Verlust pro Stunde in %
bat1_soc_demand	1	zeitliche Speicherzielvorgabe

**BATTERIEABNUTZUNGS-
KOSTEN**

$$ZYKLENANZAHL(DoD) = A * DOD^B$$

bei 1000 EUR/kWh, Li-Ion (A= 1331 B= -1.825)

batcost10	0.723	Batteriekosten für SOC unter 10%
batcost10_20	0.660	Batteriekosten für SOC zwischen 10 und 20 %
batcost20_30	0.595	Batteriekosten für SOC zwischen 20 und 30 %
batcost30_40	0.530	Batteriekosten für SOC zwischen 30 und 40 %
batcost40_50	0.462	Batteriekosten für SOC zwischen 40 und 50 %
batcost50_60	0.392	Batteriekosten für SOC zwischen 50 und 60 %
batcost60_70	0.319	Batteriekosten für SOC zwischen 60 und 70 %
batcost70_80	0.243	Batteriekosten für SOC zwischen 70 und 80 %
batcost80_90	0.161	Batteriekosten für SOC zwischen 80 und 90 %
batcost90_100	0.067	Batteriekosten für SOC zwischen 90 und 100 %

A.4 Exemplarische Tagesplanung der Optimierten Betriebsführung aus Abschnitt 6.2.1



Abbildung A.2: Ergebnis der optimierten Betriebsführung des Szenarios 5 aus Abschnitt 6.2.1. In den oberen Diagrammen sind die Ladefahrpläne und der SoC der beiden Elektrofahrzeuge über 48 Stunden dargestellt. Im dritten Diagramm von oben sind die elektrische Nettobilanz am Netzknoten sowie der Verbrauch und die lokale Erzeugung aufgetragen. Das unterste Diagramm zeigt den SoC des thermischen Schichtenspeichers sowie den thermischen Erzeuger und Verbraucher.

A.5 Darstellung der Betriebsführungsvarianten für die Jahre 2015 und 2020

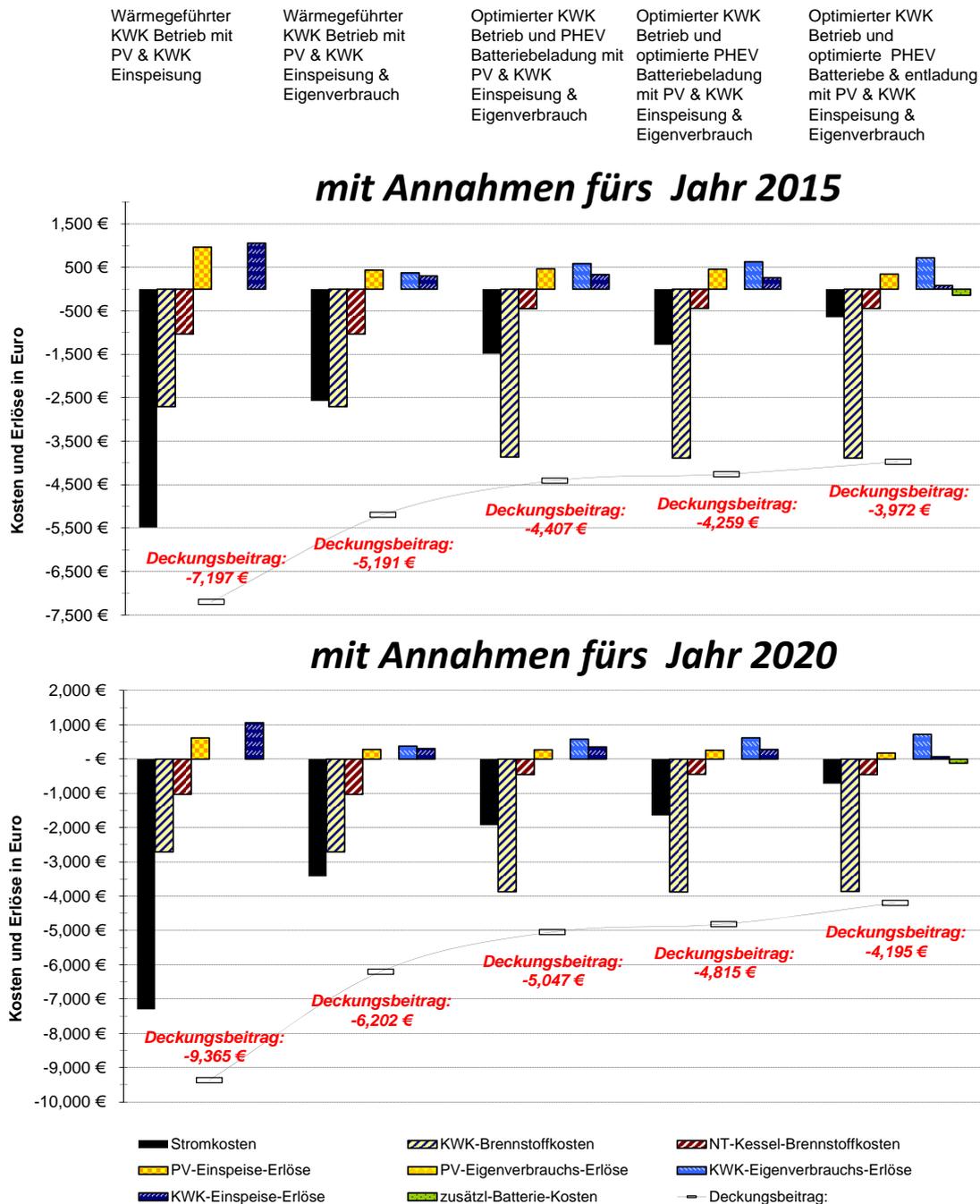


Abbildung A.3: Vergleich der verschiedenen lokalen Betriebsführungs- und Vergütungssituationen bei der in Abschnitt 6.2.1 exemplarisch betrachteten Freiburger Reihenhaussiedlung. Der betrachtete Auswertzeitraum war Januar bis Juli, mit den angenommenen Rahmenbedingungen für die Jahre 2015 und 2020.

Aktivitäten im Rahmen der Arbeit

B.1 Veröffentlichungen

Zusammenstellung der verschiedenen Veröffentlichungen des Autors im Zeitraum der Promotion.

Beiträge und Papers

- Link, J.; Kohrs, R.; Dallinger, D. und Wittwer, C.
Optimierte Betriebsführungskonzepte von Plug-In-Fahrzeugen und dezentralen Erzeugern im Smart Home
VDE -ETG Kongress Smart Cities 2010 Leipzig, November 2010
- Link, J.; Eberhardt, T.; Benoit, P.; Noeren, D. und Wittwer, C.
Infrastructure: Comparison of Stationary and Mobile Metering Concepts for Electric Vehicles
2nd European Conference Smart Grids und E-Mobility (OTTI), Brüssel, Oktober 2010
- Link, J.; Büttner, M.; Dallinger, D. und Richter, J.
im Review seit Januar 2010: Optimisation Algorithms for the Charge Dispatch of Plug-in Vehicles based on Variable Tariffs
International Journal of Electrical Power and Energy Systems, 2010

- Link, J.; Heider, F. und Erge, T.
Solare Mobilität: Netzintegration von Plug-In Fahrzeugen; Chancen und Synergien für dezentrale Erzeuger am Beispiel der Photovoltaik
24. Symposium Photovoltaische Solarenergie (OTTI), Bad Staffelstein, März 2009
- Link, J.; Wittwer, C.; Erge, T. und Wille-Hausmann, B.
Operation strategies for CHP-plants in a virtual power plant network making use of the building's internal thermal capacities
IRES II- Second International Renewable Energy Storage Conference, Berlin, November 2007

Co-Autor bei Veröffentlichungen

- Pehnt, M.; Helms, H.; Lambrecht, U.; Dallinger D.; Wietschel, M.; Heinrichs H.; Kohrs R.; Link, J.; Trommer S.; Pollok T. und Behrens P.
Elektroautos in einer von erneuerbaren Energien geprägten Energiewirtschaft
Zeitschrift für Energiewirtschaft, 2011
- Dallinger, D.; Link, J.; Kley, F. und Wietschel, M.
Variable tariffs for demand response with grid-connected electric vehicles and their contribution to integrate intermittent renewable generation
2nd European Conference Smart Grids und E-Mobility (OTTI), Brüssel, Oktober 2010
- Kohrs, R.; Link, J. und Wittwer, C.
The German BMU E-Mobility Fleet Test Concept, Status and First Experiences
2nd European Conference Smart Grids und E-Mobility (OTTI), Brüssel, Oktober 2010
- Sauer, C.; Link, J. und Wittwer, C.
Wirtschaftlichkeitsprognosen für PV-Anlagen unter Berücksichtigung der Eigenbedarfsregelung für gewerbliche Verbraucher
11. Forum Solarpraxis Berlin, 12. November 2010
- Sauer, C.; Link, J.; Erge, T. und Gemsjäger, B.
Netzeinspeisung, Verkauf oder Eigenverbrauch, Deckungsbeitragsoptimierte Betrachtung dezentraler Akteure (PV, KWK, Plug-In-Fahrzeuge) im Energiesystem

25. Symposium Photovoltaische Solarenergie Bad Staffelstein, März 2010

- Wille-Hausmann, B.; Link, J. und Wittwer, C.
Simulation study of a “Smart Grid“ approach: model reduction, reactive power control
IEEE ISGT Europe 2010 conference, Gothenburg, Sweden, October 2010
- Erge, T.; Link, J.; Sauer, C. und Wittwer, C.
Visionen zur Integration fluktuierender dezentraler Erzeuger in das Gesamtsystem der Energieversorgung
Internationaler ETG-Kongress “Intelligente Netze“, Düsseldorf, Oktober 2009
- Wille-Hausmann, B.; Gemsjäger, B.; Link, J.; Sauer, C. und Wittwer, C.
Local energy Systems - optimised for local consumption of self produced electricity
IRES IV- International Renewable Energy Storage Conference, Berlin, November 2009
- Heider, F.; Büttner, M.; Link, J. und Wittwer, C.
Vehicle to Grid: Realization of power management for the optimal integration of plug-in electric vehicles into the grid
EVS-24, Stavanger, Norway, Mai, 2009
- Döscher, T.; Wille-Hausmann, B. und Link, J.
Evaluation of Technical Integration of Electric Mobility into the Grid
EVS-24, Stavanger, Norway, Mai, 2009
- Stillahn, T.; Heider, F.; Link, J. und Wittwer, C.
Smart Metering - Chance für dezentrale Erzeugung
Elektropraktiker, 2009, 5/6
- Wittwer, C.; Link, J.; Wiik, C. und Döscher, T.
E-mobility and the required infrastructure for a smart integration of decentralised mobile electric loads and storage, as visualised in Berlin by the -electro mobility fleet test- of the BMU/VW/E.ON/ISE consortium.
IRED -3. International Conference on: Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, Nizza 2008

- Wille-Hausmann, B.; Erge, T.; Link, J. und Wittwer, C.
Model based optimisation of distributed generation with respect to electric grid restrictions
EUROSUN - International Conference on Solar Heating, Cooling and Buildings, 2008

Vorträge

- Link, J.
Vortrag: Electro Mobility und Renewable Energy Systems
AIE - European Association for Electrical Contractors- Conference Nice, September. 2010,
- Link, J.
Impulsvortrag: Elektromobilität und erneuerbare Energien Netzintegration von Plug-In Fahrzeugen; Metering, Abrechnung und Kommunikation
Workshop des Bundesumweltministerium -Elektromobilitaet und Erneuerbare Energien-, 2009
- Link, J.
Plug-In-Fahrzeuge und Vehikel to Grid Aktivitäten am ISE
Seminar Informations- und Kommunikationstechnik und Elektromobilität am ISET in Kassel, 2009
- Link, J.
Optimierte Integration und Management von dezentralen Energieerzeugern und Speichern im Verteilnetz
Stipendiatentag: -Reiner Lemoine Stiftung-, 2008

B.2 Mitarbeit an Forschungsprojekten

Zusammenstellung der Projekte und Arbeiten des Autors am Fraunhofer- Institut Solare Energiesysteme (ISE) im Zeitraum der Promotion.

BMU: Flottenversuch Elektromobilität

Inhalt dieses vom BMU geförderten Projektes ist die Erprobung von 20 PlugIn-Hybrid-

Fahrzeugen und der notwendigen Infrastruktur zur bidirektionalen Anbindung an das Stromnetz. Das Fraunhofer ISE erarbeitet im Rahmen des Verbundprojektes als Unterauftragnehmer der E.ON Energie AG die Schnittstelle zwischen Fahrzeug und Stromnetz [siehe u.a. PHL⁺11; WLWD08].

Projektlaufzeit: 2008-2012

Beitrag des Autors: Akquise, Projektplanung und Koordination (bis 10/2010), Konzeptionelle Erarbeitung der Schnittstelle zwischen Fahrzeug und Energieversorgung, Entwicklung des mobilen Dispatchers uva..

Badenova Innovationsfondprojekt: EffMob

Projektlaufzeit: Optimierung des Betriebs der vorhandenen hybriden badenova-Fahrzeugflotte und Untersuchung der Integration von Elektrofahrzeugen unter Berücksichtigung der lokalen Einspeisung regenerativer Energiequellen zur "Betankung" [siehe auch ISE10b].

Projektlaufzeit: 2009-2011

Beitrag des Autors: Akquise, Projektplanung und Koordination (bis 6/2010), Bearbeitung der APs Netzauswirkungen im Freiburger Verteilnetz, Energiewirtschaftliche Integration der Elektrofahrzeuge.

BmVBS Planungswettbewerb: Plusenergiehaus mit E-Mobilität

Teil des Gutachtergremiums im offenen interdisziplinären Planungswettbewerb des BmVBS zu einem Plusenergiehaus mit E-Mobilität, sowie Beratung und Kontrollinstanz beim Aufbau des bei der Realisierung des Siegerentwurfs [siehe auch BBR10].

Projektlaufzeit: 2010-2012

Beitrag des Autors: Wissenschaftlicher Berater des in den Bereichen Energieversorgung Energiemanagement, Monitoring und Integration der Elektrofahrzeuge in das Plusenergiehaus.

BMW i Projekt: Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen...

BMW i gefördertes Verbundprojekt zu den Perspektiven von Elektro-/Hybridfahrzeugen in einem Versorgungssystem mit hohem Anteil dezentraler und erneuerbarer Energiequellen [siehe auch DT10].

Projektlaufzeit: 2008-2011

Beitrag des Autors: Akquise, Projektplanung und Koordination (bis 6/2009), Erarbeitung der Modelle zur dezentral optimierten Betriebsführung von Elektrofahrzeugen im Smart Home und der lokalen Energieerzeugung der -speicher und des -verbrauchs.

BMBF Projekt: Systemforschung Elektromobilität

Teil des Verbundprojekts Fraunhofer Systemforschung Elektromobilität ist das Schwerpunktprojekt 2 Energieerzeugung, -verteilung und -umsetzung mit den Fraunhofer ISE

Aufgaben der Netzintegration und Schnittstelle zwischen Fahrzeug und Stromnetz [siehe auch FhG10].

Projektlaufzeit: 2009-2011

Beitrag des Autors: Akquise, Projektplanung und Koordination (bis 8/2009), Mitarbeit im AP 5 Dezentrale Energieerzeugung und lokale Nutzung und Erarbeitung des AP 5.2 Optimiertes Betriebsführungskonzept.

Fraunhofer ISE: SmartEnergyLab

Das SmartEnergyLab am Fraunhofer ISE ist ein Testlabor zur Effizienzbewertung von Energiemanagement und Erzeugungsanlagen, Funktions- und Kommunikationstests von Energiemanagementsystemen und Integrationsbewertung thermischer und elektrischer Anlagen im System [siehe auch ISE10c].

Projektlaufzeit: ab 2008

Beitrag des Autors: Gestaltung der Vision, Akquise, Planung und Koordination (bis 12/2009), Unterstützung beim Aufbau und Betrieb.

Badenova Innovationsfondprojekt: Virtplant

Realisierung eines "virtuellen" Kraftwerkprototyps im Freiburger (badenova) Stromnetz für die Einsatzplanung von regenerativen Stromgeneratoren und dezentralen KWK Anlagen System [siehe auch ISE08].

Projektlaufzeit: 2006-2009

Beitrag des Autors: Realisierung eines Piloten des Virtuellen Kraftwerks im Kraft- Wärme-Kälteverbund des Fraunhofer ISE. Dies beinhaltete die Entwicklung, Monitoring und Bewertung verschiedener Betriebsführungskonzepte sowie die Datenauskopplung und Anbindung an das Virtuelle Kraftwerk.

Projekt: BOEMS

Markstudie dezentraler Energiemanagementsysteme für ein international führendes Technologie- und Dienstleistungsunternehmen. Inhalt war Technologiescreening im Bereich EMS, Smart Metering, Smart Appliances und Elektrofahrzeuge.

Projektlaufzeit: 2008-2009

Beitrag des Autors: Integration von Elektrofahrzeugen in die Verteilnetze -Netzausbau oder Energiemanagement- am Beispiel eine Niederspannungsnetzes.

Fraunhofer ISE:Gebäudeleittechnik und lokale Energieversorgung

Internes Projekt des Fraunhofer ISE zum Monitoring, Effizienzkontrolle und Optimierung des Kraft-Wärme-Kälte-Verbunds des Instituts.

Projektlaufzeit: 2005-2009

Beitrag des Autors: Monitoring, Effizienzkontrolle und Optimierung des Kraft-Wärme-Kälte-Verbunds

B.3 Betreute Abschlussarbeiten

Caspar Wiik, Masterarbeit

Titel: Konzeption und Entwurf der Netzintegration von E-Fahrzeugen für den bidirektionalen Ladebetrieb.

eingereicht im Juli 2009, an der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin) im Studiengang Regenerative Energiesysteme.

Frauke Heider, Diplomarbeit

Titel: Konzeption und Realisierung eines Be- und Entlademanagements für Elektrofahrzeuge zur optimierten Integration in die Energiewirtschaft.

eingereicht im Oktober 2009, am Internationalen Institut für Management der Universität Flensburg im Studiengang Energie- und Umweltmanagement.

Timo Döscher, Diplomarbeit

Titel: Netzauswirkungen einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen -am Beispiel der Stadt Freiburg im Breisgau-.

eingereicht im Oktober 2009, am Internationalen Institut für Management der Universität Flensburg im Studiengang Energie- und Umweltmanagement.

Sonstige Auszeichnungen:

- Gewinner des Dr.-Hans-Adolf-Rossen-Preis 2009
- 3. Platz beim DRIVE-E-Studienpreis 2010

Michael Mierau, Diplomarbeit

Titel: Entwurf und Realisierung einer Kommunikationsinfrastruktur zur Integration von Elektrofahrzeugen in eine nachhaltige Energieversorgung.

eingereicht im Dezember 2009, an der Fakultät Verkehrswissenschaften "Friedrich List", im Institut für Automobiltechnik der TU Dresden.

Ben Gemsjäger, Bachelorarbeit

Titel: Netzeinspeisung, Vermarktung oder Eigenverbrauch deckungsbeitragsoptimierte Betrachtung eines dezentralen Energiesystems.

eingereicht im März 2010, am Internationalen Institut für Management der Fachhochschule Flensburg im Studiengang Energie- und Umweltmanagement.

Eduard Enderle, Masterarbeit

Titel: Konzeption und prototypischer Aufbau einer intelligenten Ladeinfrastruktur zur Integration von Elektrofahrzeugen in eine nachhaltige Energieversorgung.

eingereicht im April 2010, im Masterstudiengang Elektro- und Informationstechnik an der Hochschule Offenburg.

Tim Eberhart, Diplomarbeit

Titel: Energiewirtschaftliche Analyse von Ladeinfrastrukturkonzepten für Elektrofahrzeuge.

eingereicht im September 2010, im Studiengang Wirtschaftsingenieurwesen (Diplom FH) an der HS Karlsruhe.

Daniel Herrmann, Bachelorarbeit

Titel: Konzeption und Entwicklung einer Software-Infrastruktur für die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladestation im Smart Grid der Zukunft.

eingereicht im September 2010, im Studiengang Angewandte Informatik an der Hochschule Offenburg.

Julius Richter, Diplomarbeit

Titel: Optimierung von nichtlinearen, dynamischen Systemen am Beispiel eines insel-fähigen Stromnetzes mit erneuerbaren Energien.

eingereicht im Januar 2011, im Fachbereich Physik an der Albert-Ludwigs-Universität Freiburg.

Andreea Sabo, Masterarbeit

Vorläufiger Titel: **Future Energy Management Solutions for Households and small Enterprises.**

Abgabe voraussichtlich im September 2011, in Studiengang Renewable Energy Management an der Albert-Ludwigs-Universität Freiburg.

Niklas Kreifels, Diplomarbeit

Vorläufiger Titel: **Entwicklung eines Simulationsmodells zur deutschen Stromversorgung basierend auf öffentlichen Netzkennzahlen.**

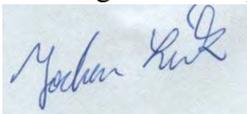
Abgabe voraussichtlich im September 2011, im Studiengang Wirtschaftsingenieurwesen, an der Universität Karlsruhe, Institut für Technologie.

Sonstiges

Eidesstattliche Erklärung

Ich, Jochen Link, geboren am 2.01.1980 in Backnang, erkläre hiermit an Eides Statt, dass ich die hier vorliegende Arbeit selbstständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Diese Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungskommission vorgelegt.

Freiburg, den 6. September 2011



JOCHEN LINK

Lebenslauf des Autors

Jochen Link,

geboren am 2.01.1980 in Backnang

- seit Sep. 06 Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) Freiburg,
Abteilung Elektrische Energiesysteme
 - seit März 11 Wissenschaftlicher Mitarbeiter
 - März 08 - Feb. 11 Promotionsstipendiat
 - Sep. 07 - Feb. 08 Wissenschaftlicher Mitarbeiter
 - Sep. 06 - Sep. 07 Projekt und Masterarbeit
- März 08 - Feb. 11 Promotionsstipendiat der Reiner-Lemoine-Stiftung,
- Sep. 05 - Sep. 07 Masterstudium Regenerative Energie Systeme, FHTW Berlin,
Masterarbeit am Fraunhofer ISE, Titel:
“Integration von Betriebsführungsstrategien
Virtueller Kraftwerke in die Betriebsführung
lokaler Kraft-Wärme-Kälte-Anlagen“
Praktikum bei der NOVATECH GmbH, Wolpertshausen
- Sep. 02 - Sep. 05 Bachelorstudium Regenerative Energie Systeme, FHTW Berlin,
Bachelorarbeit bei Suntech-Power Co., Ltd. Wuxi, China, Titel:
“Development and application in Building integrated PV“
- Sep. 01 - Aug. 02 Fachhochschulreife, BSZ., Bietigheim-Bissingen
- Apr. 00 - Feb. 01 Zivildienst beim Bayrischen Roten Kreuz
- Aug. 99 - März 00 Zimmerergeselle bei Zimmerei T. Bauer GmbH, Beilstein
- Sep. 96 - Aug. 99 Ausbildung zum Zimmerergesellen bei der
Zimmerei T. Bauer GmbH, Beilstein und im
Beruflichen Schulzentrum Heilbronn
- Sep. 90 - Jun. 96 Mittlere Reife, Matern Feuerbacher Realschule, Großbottwar
- Sep. 86 - Jun. 90 Grundschule, Großbottwar

Danksagung

Zu allererst möchte ich mich bei **Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz** für die kompetente fachliche Betreuung bedanken. Die ausführlichen Gespräche gaben mir immer wieder wichtige Impulse und haben mich bereichert. Neben der kompetenten fachlichen Betreuung schätze ich auch den guten persönlichen Umgang am Institut sowie der Universität und möchte mich dafür bei allen bedanken. Ich fühlte mich als "externer Doktorand" am **Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft** der **TU Dortmund** immer gut aufgehoben.

Prof. Dr. rer. nat. Dirk Uwe Sauer danke ich für die Übernahme des Koreferats.

Die gute Einbindung am Fraunhofer ISE, die Synergien mit den verschiedenen Forschungsprojekten und Aufgaben sowie die Kommunikation und der fachliche Austausch waren wesentliche Erfolgselemente der Arbeit. Hierfür will ich mich vor allem bei meinen Kollegen der **Abteilung IES** bedanken. Speziell erwähnen will ich dabei **Christof Wittwer, Bernd Wille-Hausmann, Thomas Erge, Rainer Becker, Thies Stillahn** und **Markus Büttner**.

Für die immer sehr konstruktive Zusammenarbeit und große Unterstützung danken will ich auch allen **Praktikanten** und "**Abschlussarbeitern**", die ich während den vergangenen fast vier Jahren am ISE betreuen durfte. Danke, Timo Döscher, Frauke Heider, Caspar Wiik, Ben Gemsjäger, Tim Eberhardt, Michael Mierau, Eduard Enderle, Daniel Herrmann, Julius Richter, Andreea Sabo, Stine Müller, Niklas Kreifels.

Bedanken möchte ich mich für den unkomplizierten fachlichen Austausch mit **Wissenschaftlern** und andern **Doktoranten** im Themenfeld meiner Arbeit. Speziell erwähnen möchte ich **David Dallinger, Niklas Hartmann, Simon Schwunk, Johannes Rolink** und **Bernd Wille-Hausmann**.

Eva, ohne Deinen Rückhalt, die Unterstützung, Deinen Verzicht und Deine Aufmunterungen wäre das alles nicht möglich gewesen. -Danke- . Danke auch **Max** und **Anton**, dass Ihr mich immer wieder geerdet und auf andere Gedanken gebracht habt.

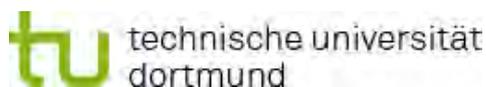
Für die bedingungslose Unterstützung über die ganzen Jahre meiner Ausbildung will ich mich bei meinen **Eltern Ingrid** und **Wolfgang**, meinem **Bruder Steffen** sowie der **Verwandtschaft** bedanken.

Der **Reiner-Lemoine-Stiftung** möchte ich für das Stipendium danken und hoffe, dass meine Arbeit und ich ein Teil zu der Vision von **Reiner Lemoine** beitragen kann.

Elektromobilität und erneuerbare Energien: Lokal optimierter Einsatz von netzgekoppelten Fahrzeugen

Für eine signifikante Reduktion klimaschädlicher CO_2 -Emissionen, die mit der Einführung von Elektrofahrzeugen erzielt werden soll, ist eine auf erneuerbaren Energien basierende Elektrizitätserzeugung notwendig. In der vorliegenden Arbeit werden verschiedene Optionen zur Kopplung der Ladezeiten von Elektrofahrzeugen an die dezentrale erneuerbare Stromerzeugung aufgezeigt. Es werden Verfahren und Konzepte entwickelt und anhand von anwendungsorientierten Beispielen verschiedene Möglichkeiten aufgezeigt, wie eine Verknüpfung der Ladezeiten der Elektrofahrzeuge mit der Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien aktuell und in Zukunft realisiert werden kann. Neben Untersuchungen zu den Auswirkungen verschiedener Ladestrategien im Verteilnetz und zur Kopplung der Ladezeiten an die erneuerbaren Energien sind die Realisierung eines Pilotsystems zur tarifanreizbasierten Lastverlagerung sowie optimierte Betriebsführungskonzepte von Plug-In-Fahrzeugen und dezentralen Erzeugern im Smart Home weitere wesentliche Elemente der Arbeit. Es wurde ein an die jeweilige lokale Situation und die Rahmenbedingungen adaptierbares, gemischt-ganzzahlig-lineares Optimierungsmodell zur lokalen Betriebsführung entwickelt. In der Arbeit wird somit konkret gezeigt, wo aktuell und künftig Mehrwerte für den Elektrofahrzeugnutzer und die Möglichkeit zur lokalen Kopplung mit den erneuerbaren Energien bestehen.

Die vorliegende Arbeit von **Jochen Link** wurde,



gefördert durch die:
Reiner-Lemoine-Stiftung

erarbeitet am:
**Fraunhofer Institut für
Solare Energiesysteme ISE**

betreut von:
Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
Institut für Energiesysteme,
Energieeffizienz und Energiewirtschaft
an der Technischen Universität Dortmund