Nico Pieper

Integration von Elektroautos in die Stromwirtschaft. Entwicklung eines Smart-Charging- und Vehicle-to-Grid-Geschäftsmodells aus der Perspektive eines Automobilherstellers

Projektarbeit

GRIN

BEI GRIN MACHT SICH IHR
WISSEN BEZAHLT

- Wir veröffentlichen Ihre Hausarbeit,
  Bachelor- und Masterarbeit

- Ihr eigenes eBook und Buch -
  weltweit in allen wichtigen Shops

- Verdienen Sie an jedem Verkauf

Jetzt bei www.GRIN.com hochladen
und kostenlos publizieren

GRIN

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek:

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über http://dnb.dnb.de/ abrufbar.

Dieses Werk sowie alle darin enthaltenen einzelnen Beiträge und Abbildungen sind urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die nicht ausdrücklich vom Urheberrechtsschutz zugelassen ist, bedarf der vorherigen Zustimmung des Verlages. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Bearbeitungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen, Auswertungen durch Datenbanken und für die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronische Systeme. Alle Rechte, auch die des auszugsweisen Nachdrucks, der fotomechanischen Wiedergabe (einschließlich Mikrokopie) sowie der Auswertung durch Datenbanken oder ähnliche Einrichtungen, vorbehalten.

Impressum:

Copyright © 2020 GRIN Verlag
ISBN: 9783346269560

Dieses Buch bei GRIN:

https://www.grin.com/document/936990

Nico Pieper

Integration von Elektroautos in die Stromwirtschaft. Entwicklung eines Smart-Charging- und Vehicle-to-Grid-Geschäftsmodells aus der Perspektive eines Automobilherstellers

GRIN Verlag

GRIN - Your knowledge has value

Der GRIN Verlag publiziert seit 1998 wissenschaftliche Arbeiten von Studenten, Hochschullehrern und anderen Akademikern als eBook und gedrucktes Buch. Die Verlagswebsite www.grin.com ist die ideale Plattform zur Veröffentlichung von Hausarbeiten, Abschlussarbeiten, wissenschaftlichen Aufsätzen, Dissertationen und Fachbüchern.

Besuchen Sie uns im Internet:

http://www.grin.com/

http://www.facebook.com/grincom

http://www.twitter.com/grin_com

Masterprojekt

Integration von Elektroautos in die Stromwirtschaft - Entwicklung eines Smart-Charging- und Vehicle-to-Grid-Geschäftsmodells aus der Perspektive eines Automobilherstellers

von

Nico Pieper
Studiengang: M. Sc. Wirtschaftsingenieurwesen ET / IT

Kurzfassung

Durch die Energiewende werden Windkraft und Photovoltaik künftig die größten Anteile am Strommix aufweisen. Ihre Einspeiseleistung fluktuiert in Abhängigkeit vom Wetter und von der Uhrzeit. In der Folge müssen zunehmend der Lastgang von Verbrauchern der verfügbaren Energiemenge angepasst und Strom zwischengespeichert werden.
Parallel dazu lassen politische Zielsetzungen und Regulierungen sowie das hohe Wachstum der Zulassungszahlen die sukzessive Marktdiffusion von Elektroautos erwarten. Mit dem wachsenden Bestand an Elektroautos steigt ihr Anteil am Stromverbrauch und an der Netzlast. Studien prognostizieren Netzengpässe im Verteilnetz, wenn zu viele Elektroautos, dem Mobilitätsverhalten ihrer Nutzer folgend, gleichzeitig laden.
Smart Charging und Vehicle-to-Grid können für beide Probleme Teil der Lösung sein. Durch eine intelligente Steuerung der Ladevorgänge kann der Strombezug von Elektroautos an die verfügbare Einspeiseleistung und Netzkapazität angepasst werden. Vehicle-to-Grid setzt die Fahrzeugbatterien als Zwischenspeicher zum Ausgleich der Einspeisefluktuationen ein.

In dieser Arbeit wird ein Geschäftsmodell entwickelt, in dem ein Automobilhersteller im deutschen Markt seinen Kunden Smart Charging und Vehicle-to-Grid anbietet.

Nach einer Einführung in die Stromwirtschaft werden die Systemdienstleistungen, mit einem Fokus auf den Regelleistungsmarkt, als mögliche Erlösquelle analysiert. Eine Datenanalyse bestimmt die gängigen Marktpreise für Regelleistung, Regelarbeit und Ausgleichsenergie. Es werden die Folgen der Energiewende verdeutlicht. Eine Projektion des künftigen Strommix auf die Einspeisekurve weist im Zeitverlauf nennenswerte Diskrepanzen zum Lastgang auf.
Ein Überblick zum Entwicklungsstatus der Elektromobilität zeigt deutliche Fortschritte bei den Batteriekosten und -größen, der Ladeleistung und -infrastruktur sowie den Gesamtbetriebskosten. Eine Literaturrecherche ergibt, dass die Verbreitung der Elektromobilität ohne die Verwendung von Ladekonzepten zu Investitionskosten im zweistelligen Milliardenbereich für die Verteilnetze führen kann.
Die Erbringung von negativer Sekundärregelleistung und das netzdienliche Laden werden als ökonomisch besonders attraktive Einsatzmöglichkeiten für Smart Charging bewertet. Die Kopplung der Ladevorgänge an eine Photovoltaik-Anlage und die Verwendung des Fahrzeuges als Zwischenspeicher weisen ebenfalls ein signifikantes Erlöspotenzial auf. Betrachtungen der rechtlichen Lage und regulatorischer Anforderungen zeigen, dass staatliche Abgaben auf den Stromhandel und die Präqualifikationsbedingungen für den Regelleistungsmarkt Hürden für das Geschäftsmodell darstellen.

Die Geschäftsmodellentwicklung orientiert sich am St. Galler Business Model Navigator. Die Umfeldanalyse verdeutlicht hohe finanzielle Risiken für Automobilhersteller durch die Verfehlung von CO_2-Flottenzielen in der EU. Das entwickelte Geschäftsmodell dient der Förderung des Elektroautoabsatzes zur Verminderung der Strafzahlungen. Es basiert auf einer Multi-Sided Platform, über die ein Automobilhersteller die Ladevorgänge der eigenen Kunden aggregiert steuert und die Ladeflexibilität an einen Stromanbieter sowie die Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber vermarktet. Die teilnehmenden Kunden werden per Revenue Sharing entlohnt. Eine Simulation auf Basis realer Börsenstrom- und Regelleistungsmarktdaten schätzt die Erlöse auf jährlich 200 € pro Nutzer.

Zur Schaffung von Leitmarktbedingungen wird politischen Entscheidungsträgern empfohlen Barrieren für den Ausbau der privaten Ladeinfrastruktur zu beseitigen sowie Anpassungen an den Präqualifikationsbedingungen für den Regelleistungsmarkt und an § 14a Energiewirtschaftsgesetz vorzunehmen.

Abstract

As a result of the Energiewende, wind power and photovoltaics will in future account for the largest shares of the German electricity mix. Their generation power fluctuates depending on the weather and the time of day. As a result, the load profile of consumers increasingly needs to be adapted to the available power and electric energy has to be stored temporarily. At the same time, political objectives and regulations, as well as the high growth in registration numbers, lead one to expect the successive market diffusion of electric cars. As the number of electric vehicles grows, their share of electricity demand and grid load will increase. Studies predict transmission bottlenecks in the distribution grid if too many electric cars, following the mobility behaviour of their users, charge simultaneously.
Smart Charging and Vehicle-to-Grid can be part of the solution to both problems. By intelligently controlling the charging processes, the electricity consumption of electric vehicles can be adapted to the available power and grid transmission capacity. Vehicle-to-grid uses vehicle batteries as a buffer to compensate for fluctuations in feed-in power.

In this thesis, a business model is developed that can be used by an automobile manufacturer to offer its customers Smart Charging and Vehicle-to-Grid in the German market.

After an introduction to the electricity industry, the grid services are analysed as possible sources of revenue, with a focus on the operating reserve market. A data analysis determines the current market prices for operating reserve power, operating reserve energy and compensation energy. The consequences of the German Energiewende are illustrated. A Projection of the future electricity mix onto the typical feed-in power curve indicates significant discrepancies to the load curve over time.
An overview of the development status of electromobility shows significant progress in terms of battery costs and capacity, charging power and infrastructure, as well as total operating costs. On the other hand, studies conclude that the spread of electromobility without the use of charging concepts can lead to investment costs in the double-digit billion range for distribution networks. The provision of negative secondary operating reserve and charging appropriate to the grid congestion are considered to be economically particularly attractive applications for Smart Charging. Coupling the charging processes to a photovoltaic system and using the vehicle as temporary energy storage also offer significant revenue potential. Considerations of the legal situation and regulatory requirements show that government levies on electricity trading and the pre-qualification conditions for the control reserve market represent barriers for the business model.

The business model development is based on the St. Gallen Business Model Navigator. The environmental analysis highlights high financial risks for car manufacturers due to the failure to meet CO_2 fleet targets in the EU. The developed business model serves to promote the sale of electric cars to reduce the penalties. It is based on a multi-sided platform through which a car manufacturer manages the charging processes of its customers in an aggregated manner and markets the charging flexibility to an electricity supplier and the transmission and distribution network operators. The participating customers are remunerated via revenue sharing. A simulation-based on real stock exchange electricity and control reserve market data estimates the revenues at € 200 per user per year.

To create lead market conditions, political decision-makers are recommended to remove barriers to the expansion of private charging infrastructure, to make adjustments to the pre-qualification conditions for the balancing power market and to section 14a of the Energiewirtschaftsgesetz.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung i

Abstract ii

Inhaltsverzeichnis iii

1 Einleitung 1

2 Die deutsche Stromwirtschaft 3
2.1 Stromnetz und beteiligte Akteure . . . 3
2.2 Grundlagen der Stromwirtschaft . . . 5
2.2.1 Stabilisation der Netzfrequenz . . . 5
2.2.2 Stromhandel . . . 5
2.2.3 Preisbildung: Das Merit-Order-Modell . . . 7
2.2.4 Börsenstrompreis und Lastgang . . . 8
2.2.5 Strompreis der Letztverbraucher . . . 10
2.2.6 Umlagen, Steuern und Abgaben für elektrische Speichersysteme und steuerbare Verbrauchseinrichtungen . . . 10
2.3 Regelleistung . . . 12
2.3.1 Regelleistungsarten . . . 12
2.3.2 Die Regularien des Regelleistungs- und Regelarbeitsmarktes . . . 14
2.3.3 Die Abrechnung von Regelarbeit und Nachholeffekte . . . 15
2.3.4 Pooling und virtuelle Kraftwerke . . . 16
2.3.5 Wirtschaftliches Volumen des Regelleistungs- und Regelarbeitsmarktes . . . 17
2.3.6 Der Ausgleichsenergiepreis . . . 19
2.4 Weitere Systemdienstleistungen . . . 21
2.4.1 Betriebsführung . . . 21
2.4.2 Spannungshaltung . . . 23
2.4.3 Versorgungswiederaufbau nach Störungen . . . 23
2.4.4 Marktgrößen der weiteren Systemdienstleistungen . . . 23
2.5 Herausforderungen der Energiewende . . . 25
2.5.1 Entwicklung des deutschen Strommix . . . 25
2.5.2 Gewährleistung der Versorgungssicherheit vor dem Hintergrund der Energiewende . . . 26

3 Technische Grundlagen der Elektromobilität und Marktentwicklung 29
3.1 Antriebstechnologien moderner Fahrzeuge . . . 29
3.2 Laden von Elektroautos . . . 30
3.2.1 Ladesystemtechnik . . . 30
3.2.2 Vorgänge beim Laden . . . 32
3.2.3 Ladestandards . . . 32
3.3 Entwicklung des Marktes für Elektroautos . . . 34
3.4 Anschaffungskosten und Total Costs of Ownership . . . 35
3.5 Batteriekapazität und Reichweite . . . 38
3.6 Ladeleistung . . . 39
3.7 Öffentliche und private Ladeinfrastruktur . . . 40
3.8 Nutzungsverhalten . . . 42
3.9 Integration der Elektromobilität in das Stromnetz . . . 44

4 Smart Charging und Vehicle-to-Grid 47
4.1 Smart Charging . . . 47
4.2 Vehicle-to-Grid . . . 50
4.3 Energieverluste durch Smart Charging und Vehicle-to-Grid . . . 51
4.4 Auswirkung von Smart Charging und Vehicle-to-Grid auf die Lebensdauer der Batterie . . . 52
4.5 Einsatzmöglichkeiten von Smart Charging und Vehicle-to-Grid . . . 55
4.5.1 Lastverschiebung und Energieeinspeisung mit Stromnetzkopplung . . . 55
4.5.2 Lastverschiebung und Energieeinspeisung mit Kopplung an ein Gebäude-Energiesystem . . . 58
4.5.3 Angebot von Regelleistung . . . 59
4.5.4 Bilanzkreismanagement . . . 61
4.5.5 Erweiterte Systemdienstleistungen . . . 62
4.5.6 Zusammenfassung der Erlösmöglichkeiten . . . 64
4.6 Praktische und regulatorische Betrachtungen zum Einsatz von Smart Charging und Vehicle-to-Grid . . . 65
4.6.1 Gewährleistung der Mobilitätsbedürfnisse . . . 65
4.6.2 Laden und Entladen per AC oder DC . . . 66
4.6.3 Teilnahme am Regelleistungsmarkt . . . 66
4.6.4 Fahrzeuge als steuerbare Verbrauchseinheit . . . 67
4.7 Die Bedeutung der Flottengröße . . . 68
4.8 Smart Charging am Beispiel von Jedlix . . . 70
4.9 Vehicle-to-Grid-Projektbeispiele . . . 72

5 Entwicklung eines Smart-Charging- und Vehicle-to-Grid-Geschäftsmodells 73
5.1 Auswahl der Unternehmensbranche . . . 73
5.1.1 Festlegung der Schlüsselkriterien . . . 74
5.1.2 Qualitative Bewertung der Unternehmensbranchen . . . 75
5.1.3 Ergebnis der Nutzwertanalyse . . . 77
5.2 Initiierung: Umfeld analysieren . . . 78
5.2.1 Wer?: Kunden . . . 78
5.2.2 Was?: Nutzenversprechen . . . 80
5.2.3 Wie?: Wertschöpfung . . . 83
5.2.4 Wert?: Ertragsmodell . . . 85
5.3 Ideenfindung: Muster adaptieren . . . 89
5.3.1 7 Cross Selling . . . 89
5.3.2 25 Leverage Customer Data . . . 90
5.3.3 41 Revenue Sharing . . . 90
5.3.4 52 Two-Sided/Multi-Sided Market . . . 91
5.4 Integration: Geschäftsmodell ausgestalten anhand des Business Model Canvas . . . 92
5.4.1 Kundensegmente . . . 92
5.4.2 Nutzenversprechen . . . 93
5.4.3 Kanäle . . . 103
5.4.4 Kundenbeziehungen . . . 104
5.4.5 Einnahmequellen . . . 104
5.4.6 Schlüsselressourcen . . . 110
5.4.7 Schlüsselaktivitäten . . . 110
5.4.8 Schlüsselpartner . . . 112
5.4.9 Kostenstruktur . . . 113

6 Abschließende Betrachtungen **115**
6.1 Zusammenfassung 115
6.2 Diskussion 117
6.3 Politische Handlungsempfehlungen 118

Anhang **121**

Abbildungsverzeichnis **129**

Tabellenverzeichnis **133**

Abkürzungsverzeichnis **135**

Literaturverzeichnis **137**

1 Einleitung

Die deutsche Politik hat sich ambitionierte Ziele gesetzt. Im „Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050“ formuliert sie das Ziel der Treibhausgasneutralität bis zum Jahr 2050 (Deutsche Bundesregierung, 2019a, S. 7). Die Stromwirtschaft ist der Sektor mit den höchsten Treibhausgasemissionen. Auf sie entfielen 2018 41 % des deutschen Treibhausgasausstoßes (Umweltbundesamt, 2020a; Umweltbundesamt, 2020b). Entsprechend stark steht sie im Fokus politischer Klimaschutzmaßnahmen. Der Anteil der erneuerbaren Energien an der Bruttostromproduktion lag 2019 bei 40 % (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2020). Innerhalb der nächsten zehn Jahre, bis 2030, soll der Wert auf 65 % steigen (Deutsche Bundesregierung, 2019a, S. 8).

In der Vergangenheit haben Kohle-, Kern- und Gaskraftwerke den deutschen Strombedarf gedeckt. Die eingespeiste Energiemenge richtete sich nach dem zeitlichen Bedarf. In Zukunft werden hauptsächlich Windkraft und Photovoltaik den Strom produzieren. Die Einspeiseleistung von Windrädern ist von der Wetterlage abhängig, die von Photovoltaik-Anlagen zusätzlich von der Uhrzeit. Die Stromproduktion unterliegt zunehmend Fluktuationen. Um die Stabilität des Stromsystems sicherzustellen, muss die entnommene Strommenge stets der eingespeisten gleichen. Die dynamische Anpassung des Stromverbrauchs an die fluktuierende Stromproduktion und die Zwischenspeicherung des Stromes sind zwei bedeutende Elemente zur zukünftigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Zuge der Energiewende.

Nach der Stromwirtschaft ist der Verkehrssektor der zweite größte Emittent von Treibhausgasen. Sein Anteil lag 2018 bei 23 % (Umweltbundesamt, 2020b). Regulatorische Vorgaben und veränderte Kundenbedürfnisse üben einen Druck auf Automobilhersteller aus vermehrt Elektroautos anzubieten. Hersteller, die nicht schnell genug ihr Produktportfolio elektrifizieren, müssen mit hohen Strafzahlungen und sinkenden Marktanteilen rechnen. In der Folge wurden Entwicklungsanstrengungen intensiviert und die Modellvielfalt erhöht. Fortschritte in der Batterietechnik und steigende Absatzzahlen haben zu wesentlichen Kostenreduktionen geführt. Staatliche Subventionen, sinkende Preise, technische Verbesserungen und die höhere Modellvielfalt resultieren in einem hohen Wachstum der Zulassungszahlen. Die Ziele des Klimaschutzprogramms 2030 sehen sieben bis zehn Mio. zugelassene Elektroautos vor. Ende 2019 betrug der Bestand rund 760.000 Fahrzeuge. (Kraftfahrtbundesamt, 2019a; Kraftfahrtbundesamt, 2020a).

Auf Elektroautos wird künftig ein signifikanter Anteil des Strombedarfes entfallen. Bisher richtet sich der Strombedarf der Fahrzeuge zeitlich nach dem Mobilitätsverhalten der Bevölkerung. Der größte Teil des Stromes wird in den frühen Abendstunden geladen, einem Zeitraum, in dem das Stromnetz ohnehin stark belastet ist. Studien gehen davon aus, dass in den kommenden Jahren Investitionen im zweistelligen Milliardenbereich notwendig sind, um die Verteilnetze für die zusätzliche Belastung auszubauen.

Smart Charging und Vehicle-to-Grid sind zwei Konzepte die Elektroautos zur Stabilisierung der Stromnetze verwenden. Im Durchschnitt parken Autos rund 95 % der Zeit. Mit genügend Ladepunkten können die Ladezeitpunkte der Fahrzeuge flexibel gewählt werden. Durch Smart Charging, einer intelligenten Steuerung der Ladevorgänge, kann der Stromverbrauch der Elektroautos dann erhöht werden, wenn die Einspeiseleistung der fluktuierenden erneuerbaren Energie gerade hoch ist und reduziert werden, wenn nicht genügend Energie eingespeist wird oder die Netze zu überlasten drohen.
Batteriekapazitäten zwischen 40 kWh und 90 kWh stellen für moderne batterieelektrische Fahrzeuge keine Seltenheit dar. Die hohe Anzahl an Elektroautos führt zu einem enormen Stromspeicherpotenzial. Vehicle-to-Grid erweitert die intelligente Ladesteuerung durch die Nutzung

der Fähigkeit von Elektroautos Strom zwischenzuspeichern. Das Konzept sieht vor die Fahrzeugbatterien zu laden, wenn die Einspeiseleistung hoch ist und ein Stromüberschuss besteht. Unterschreitet die Stromerzeugung den Strombedarf, speisen die Fahrzeugbatterien den Strom in das Netz zurück und gleichen die Differenz aus.

Beide Konzepte sind keine Neuheit. Durch den erwartbar schnell ansteigenden Bestand an Elektroautos in den kommenden Jahren erhalten sie jetzt Relevanz. Folgerichtig ist das Forschungsinteresse an beiden Konzepten in den vergangenen Jahren stark angestiegen. Vor wenigen Jahren haben die ersten kommerziellen Unternehmungen begonnen Smart-Charging-Services zu etablieren. Bisher konnten sie aber nur kleinere Nutzergruppen für sich gewinnen. Vehicle-to-Grid-Anwendungen befinden sich noch in der Pilotphase.

Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines Geschäftsmodells für den Einsatz von Smart Charging und Vehicle-to-Grid. Es werden Automobilhersteller als für die kommerzielle Umsetzung der Konzepte als besonders geeignet bewertet. Die Ausgestaltung des Geschäftsmodells erfolgt daher aus der Perspektive dieses Branchentyps. Das Geschäftsmodell basiert auf den Mechanismen der Stromwirtschaft, dem aktuellen Stand der technischen und ökonomischen Eigenschaften von Elektroautos sowie ihrer Markt- und Ladeinfrastrukturentwicklung. Die Geschäftsmodellentwicklung folgt dem Vorgehen des St. Galler Business Model Navigators. Das Geschäftsmodell wurde anhand der Kategorien des Business Model Canvas ausgestaltet.

Diese Arbeit gliedert sich in sechs Kapitel. Nach dieser Einleitung wird in Kapitel 2 die deutsche Stromwirtschaft betrachtet. Es werden die Funktionsweise des Stromnetzes, des Stromhandels und die Aufgaben der beteiligten Akteure erklärt. Es folgt die Analyse des Regelleistungsmarktes und weiterer Systemdienstleistungen als potenzielle Märkte für Erlöse im Rahmen des Geschäftsmodells. Das Kapitel schließt mit Erläuterungen zu den Auswirkungen der Energiewende auf das Stromnetz und die Stromwirtschaft.

Kapitel 3 beschäftigt sich mit der Elektromobilität. Zunächst wird die Funktionsweise eines Ladesystems erläutert. Es folgt ein Überblick zu den aktuellen Marktentwicklungen, den ökonomischen und technischen Eigenschaften sowie zum Fortschritt beim Ausbau der Ladeinfrastruktur. Das Kapitel gibt wichtige Einblicke in das Nutzungsverhalten von Elektroautofahrern. Es wird mit einer Analyse der Auswirkungen der Elektromobilität auf das Stromnetz geschlossen.

Das folgende Kapitel 4 erklärt die Konzepte Smart Charging und Vehicle-to-Grid genauer. Es erläutert die wichtigsten Einsatzmöglichkeiten und bewertet ihre ökonomische Attraktivität. Es schließen sich praxisorientierte, regulatorische und statistische Betrachtungen zu den Anwendungen der Konzepte an.

In Kapitel 5 wird das Geschäftsmodell entwickelt. Zunächst werden verschiedene Branchen hinsichtlich ihrer Eignung für die kommerzielle Umsetzung der Konzepte bewertet. Dem Vorgehen des St. Galler Business Model Navigators folgend wird anschließend das bisherige Geschäftsmodell von Automobilherstellern untersucht. Es werden Trends, regulatorische Änderungen und Risiken beschrieben. Von den Mustergeschäftsmodellen werden vier ausgewählt, auf Basis derer das Geschäftsmodell anschließend nach den neun Kategorien des Business Model Canvas für einen Einsatz im deutschen Markt ausgestaltet wird.

In den abschließenden Betrachtungen in Kapitel 6 werden die Ergebnisse dieser Arbeit zusammengefasst. Es werden Limitationen, die Übertragbarkeit des entwickelten Geschäftsmodells und seine Einordnung in das bisherige Geschäftsmodell von Automobilherstellern diskutiert. Diese Arbeit endet mit politischen Handlungsempfehlungen.

2 Die deutsche Stromwirtschaft

Durch die koordinierte Interaktion mit der Stromwirtschaft kann aus dem Laden und Entladen von Elektroautos ein wertschöpfender Prozess entstehen. In diesem Kapitel werden die Grundlagen für diese Interaktion behandelt. Es werden das deutsche Stromnetz, der Stromhandel und die interagierenden Akteure erklärt. Die Erbringung von Regelleistung und weiterer Systemdienstleistungen gehören zu den wesentlichen Einsatzmöglichkeiten von Smart Charging und Vehicle-to-Grid. Um das Geschäftsmodell auf Basis der gültigen Marktregularien zu entwickeln und das ökonomische Potenzial der Einsatzmöglichkeiten abschätzen zu können, werden die Mechanismen des Einsatzes der Systemdienstleistungen und ihr finanzielles Volumen untersucht. Schließlich werden die Folgen der Energiewende auf die Stromwirtschaft verdeutlicht.

2.1 Stromnetz und beteiligte Akteure

Stromnetze dienen der Übertragung von elektrischem Strom von den Erzeugern zu den Verbrauchern. Bei der Leitung von elektrischen Strömen geht ein Teil der Energie als Abwärme verloren. Für den Stromtransport eignen sich aufgrund der geringeren Verluste hohe Spannungen (Rolli, 2011, S. 25). Die meisten Verbraucher benötigen geringe Spannungen. Daher besteht das deutsche Verbundnetz aus mehreren Ebenen; insgesamt vier Spannungsebenen und drei Umspannebenen, an denen verschiedene Akteure wirken. Abbildung 2.1 stellt die Stromnetzebenen und die Teilhabe der wichtigsten Akteure schematisch dar.

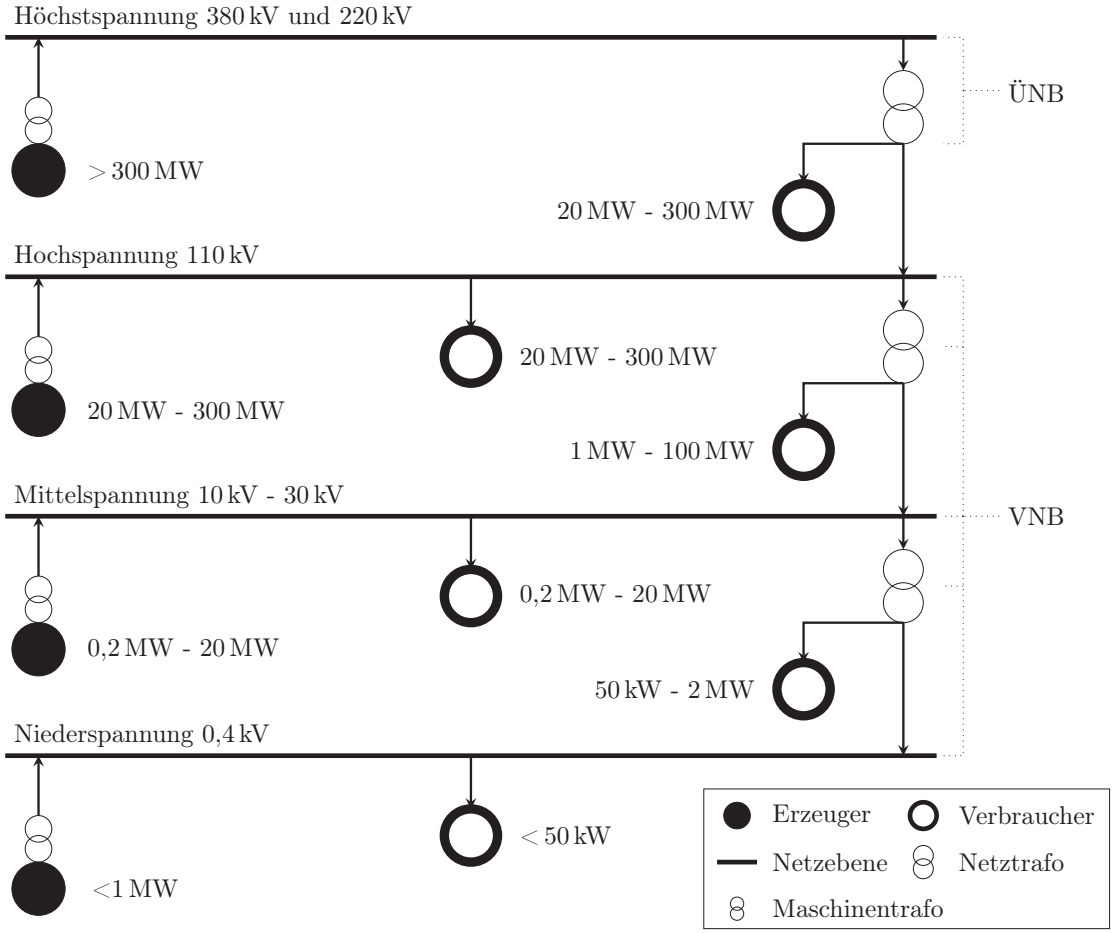


Abbildung 2.1: *Die Netzebenen des europäischen Verbundnetzes. Abbildung in Anlehnung an Konstantin (2017, S. 315).*

Das Stromnetz der obersten Spannungsebene wird auch Übertragungsnetz genannt. Es gewährleistet den überregionalen Transport von Strömen mit den Höchstspannungen (HöS) 380 kV und 220 kV. Auf dieser Ebene ist das deutsche Stromnetz über Grenzkuppelstellen mit den Netzen der Nachbarländer verbunden, sodass das deutsche Stromnetz in das kontinentaleuropäische Verbundnetz eingebettet ist. Für die Bewirtschaftung der HöS-Ebenen sind die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verantwortlich. Das deutsche Übertragungsnetz ist in vier Regelzonen aufgeteilt, die von jeweils einem der vier ÜNBs Amprion, TenneT, 50Hertz und TransnetBW als natürliches Monopol betrieben werden. Für die Hochspannungs- (HS), Mittelspannungs- (MS) und Niederspannungsebenen (NS) sind Verteilnetzbetreiber (VNB) verantwortlich, deren Stromnetze ebenso ein regionales Monopol darstellen. Ende 2018 waren 890 VNBs in Deutschland aktiv (Bundesnetzagentur, 2019b, S. 36).
Aufgabe der Netzbetreiber ist gemäß § 11 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) „ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist“. Neben der Übertragung und der Verteilung von Strom sind sie für vier Arten von Systemdienstleistungen verantwortlich, die einer hohen Stromversorgungsqualität dienen: Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Betriebsführung und Versorgungswiederaufbau nach Störungen. Die Frequenzhaltung liegt vollständig in der Hand der ÜNBs. Sie gleichen Differenzen zwischen Energiebedarf und Einspeisung durch Regelleistung aus (Konstantin, 2017, S. 332). Der Einsatz von Regelleistung folgt komplexen Marktmechanismen. Sektion 2.3 beschreibt wie Regelleistung erbracht und gehandelt wird. Die anderen drei Systemdienstleistungen werden von allen Netzbetreibern verantwortet. Sie werden zusammengefasst in Sektion 2.4 behandelt. Die Kosten für den Netzbetrieb, -ausbau und die Systemdienstleistungen decken die Netzbetreiber über Netznutzungsentgelte (NNE) (Rolli, 2011, S. 27).

Die verschiedenen Erzeuger speisen je nach ihrer verfügbaren Leistung den erzeugten elektrischen Strom in eine der Spannungsebenen ein. Maschinentransformatoren passen die elektrische Spannung des eingespeisten Stroms auf das Niveau der Spannungsebene an. Tabelle 2.1 ordnet Erzeugertypen eine typische Spannungsebene zu. Je höher die Erzeugungsleistung eines Kraftwerkes, desto höher ist die elektrische Spannung der Stromnetzebene, in die das Kraftwerk die erzeugte Leistung einspeist. Während ein leistungsstarkes 600 kW-Kohlekraftwerke Strom in der Regel in das 380 kV- oder 220 kV-Übertragungsnetz einspeist, sind private 10 kW-Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) an das 400 V-Niederspannungsnetz angebunden.
Auch bei den Verbrauchern ist der Leistungsbedarf für den Netzanschluss entscheidend. Stromin-

Tabelle 2.1: *Anbindung der Akteure. Tabelle in Anlehnung an Zapf (2017, S. 30) und Fuchs et al. (2012, S. 59ff.).*

	Erzeuger	Verbraucher/Speicher
HöS	Große konventionelle Kraftwerke (Kohle, Gas, Kernenergie), Wasserkraftwerke und Windparks	Pumpspeicher, Power-to-Gas, äußerst stromintensive Industrie
HoS	Mittlere konventionelle Kraftwerke, Wasserkraftwerke, Windparks und Solarkraftwerke	Stromintensive Industrie, Städte, Power-to-Gas
MS	Kleine konventionelle Kraftwerke, Biomasse, Wasserkraftwerke, Onshore-Windparks und Solarkraftwerke	Handels-/Industrieunternehmen, Kleinstädte, Power-to-Gas, Batteriespeicheranlagen
NS	PV-Anlagen und Onshore-Windräder	Gewerbe, Haushalte, Batteriespeicheranlagen, Elektroautos

tensive Stahlwerke werden über das HöS- oder HoS-Netz mit Energie versorgt, private Haushalte über das 400 V-Ortsnetz. Über Ortsnetztransformator wurden rund 120 Haushalte versorgt (Friedl et al., 2018, S. 6). Die Vermarktung der Elektrizität von den Erzeugern an die Verbraucher nehmen Lieferanten vor, die häufig als Energieversorgungsunternehmen (EVU) selbst Eigentümer von Kraftwerken sind, als Wasser- und Gaslieferant auftreten und zum Teil Telekommunikationsprodukte anbieten.

2.2 Grundlagen der Stromwirtschaft

2.2.1 Stabilisation der Netzfrequenz

Der Netzfrequenzzielwert des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes beträgt 50 Hz. Abweichungen um ± 200 mHz wurden als tolerierbar vereinbart (Zapf, 2017, S. 45). Die Netzfrequenz ist auf allen Spannungsebenen im gesamten Verbundnetz identisch. Wird mehr Leistung von den Verbrauchern nachgefragt als durch die Erzeuger bereitgestellt wird, sinkt die Netzfrequenz. Übersteigt die eingespeiste Leistung hingegen die nachgefragte, so steigt die Netzfrequenz an. Abweichungen von der Netzfrequenz können zu Schäden an der Netzinfrastruktur, Erzeugern und Verbrauchern führen (Rolli, 2011, S. 30). Um die Netzfrequenz konstant bei 50 Hz zu halten, muss die erwartete Leistungsnachfrage prognostiziert werden und ihr eine entsprechende Erzeugung gegenübergestellt werden. Gemäß § 4 Abs. 1 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) sind alle Stromnetznutzer daher dazu verpflichtet Bilanzkreise zu bilden. Ein Bilanzkreis fasst die Stromeinspeisungen und -entnahmen bzw. -verkäufe eines oder mehrerer Netznutzer innerhalb einer Regelzone zusammen. Bilanzkreise dürfen nicht regelzonenübergreifend gebildet werden. Die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) sind verpflichtet dem ÜNB ihrer Regelzone ihre Fahrpläne einen Tag im Voraus vorzulegen, die auf viertelstündiger Basis angeben, welcher Erzeuger wie viel Strom einspeist, an welchem Netzanschlusspunkt wie viel Strom entnommen wird und welche Stromaustauschgeschäfte mit anderen Bilanzkreisen vorgenommen werden (Zapf, 2017, S. 55). Damit es nicht zu Differenzen zwischen eingespeister und nachgefragter Leistung im Stromnetz kommt, muss jeder Fahrplan zu jeder Zeit ausgeglichen sein. D. h. innerhalb jedes Bilanzkreises muss so viel Leistung erzeugt bzw. von anderen Bilanzkreisen eingekauft werden, wie verbraucht bzw. an andere Bilanzkreise verkauft wird (Rolli, 2011, S. 24; §§ 4 und 5 StromNZV).

Fahrpläne sind Prognosen. Die tatsächlichen Leistungsumsätze können aus verschiedenen Gründen von der Planung abweichen. Erzeuger können ausfallen oder eine andere Leistung zur Verfügung stellen als angenommen, z. B. weil die prognostizierte Leistung eines Windkraftparks den Ungenauigkeiten der Windvorhersage unterliegt. Außerdem kann es zu Abweichungen bei der Bedarfsprognose kommen, zum Beispiel wenn große elektrische Lasten ungeplant zu- oder abgeschaltet werden oder die Grundlast falsch eingeschätzt wurde (Rolli, 2011, S. 29). Die Fahrplanabweichungen der Bilanzkreise gleichen sich zum Teil gegenseitig aus. Darüber hinausgehende Differenzen müssen aktiv durch Regelleistung ausgeglichen werden (siehe Sektion 2.3).

2.2.2 Stromhandel

Auf dem Großhandelsmarkt beschaffen sich EVUs Strom, den sie am Letztverbrauchermarkt an ihre Kunden verkaufen. Um einen möglichst akkuraten Fahrplan aufstellen zu können, prognostizieren die Stromanbieter den Verbrauch eines jeden Kunden und erwerben die entsprechende Menge am Großhandelsmarkt. Bei Verbrauchern mit mehr als 100 MWh pro Jahr können EVUs den Stromverbrauch über einen Viertelstunden-Lastgangzähler aus der Ferne auslesen. Für Kunden mit einem Verbrauch kleiner als 100 MWh pro Jahr werden Standardlastprofile verwendet. Standardlastprofile basieren auf historischen Daten und berücksichtigen die Charakteristiken der Kundengruppe, den Wochentag und die Jahreszeit. Die Verbrauchsprognose erfolgt auf Basis

der Profile unter Berücksichtigung von Wetterprognosen und sonstigen Ereignissen (Konstantin, 2017, S. 333f.; Zapf, 2017, S. 123).
Zukünftig sollen auch die Zähler von Kleinverbrauchern digitalisiert werden. Das im Januar 2017 in Kraft getretene Messstellenbetriebsgesetz schreibt vor, dass in Haushalten nur noch elektronische Stromzähler eingebaut werden dürfen. De facto erfolgte die Einbaupflicht aber erst mit der Markterklärung des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik zum 24.02.2020. Neubauten mit einem Verbrauch unter 6.000 kWh jährlich erhalten einen digitalen Zähler, der nach Entscheidung des zuständigen Messstellenbetreibers optional per Kommunikationsmodul Daten an EVU und VNB übermitteln kann. Für Haushalte, die entweder über dem Grenzwert liegen, eine Stromerzeugungsanlage mit mehr als 7 kW oder eine steuerbare Verbrauchseinrichtung besitzen (z. B. Wärmepumpe oder Nachtspeicherheizung) sind solche Smart Meter verpflichtend. Gemäß dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende müssen bis 2032 alle bestehenden Stromzähler ausgetauscht werden (Verbraucherzentrale, 2020).

EVUs stehen zwei Plattformen des Großhandelsmarktes zur Verfügung auf dem sie ihren prognostizierten Strombedarf durch Angebote von Erzeugern decken können: der Over-The-Counter-Markt (OTC) und die Strombörse European Energy Exchange (EEX). Im bilateralen OTC-Markt verhandeln die Anbieter und Käufer Vertragsdetails individuell und flexibel. An der EEX werden Standardprodukte gehandelt. Beide Handelsplattformen bieten Termin- und Spotmärkte. Der Spotmarkt eignet sich für kurzfristige Handelsgeschäfte und gliedert sich in Day-Ahead- und Intraday-Markt. Am Terminmarkt werden Verträge mindestens eine Woche im Voraus der Erfüllung oft über Monate bis Jahre abgeschlossen (Würfel, 2017, S. 207ff.). Abbildung 2.2 zeigt beispielhaft den tatsächlichen Strombedarf der Kunden eines Lieferanten und mit welchen verschiedenen Produkten vom Großhandelsmarkt der Bedarf über einen Tag gedeckt werden könnte.

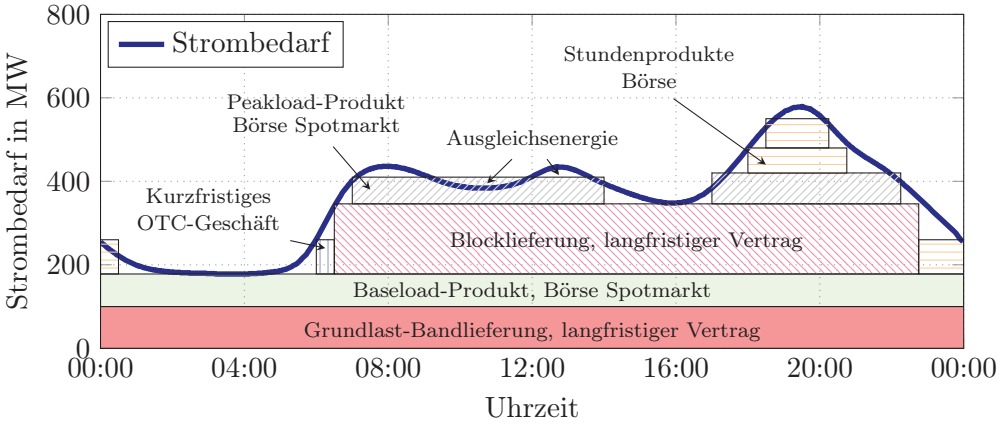


Abbildung 2.2: *Bilanzkreismanagement durch den Einkauf verschiedener Stromprodukte. In Anlehnung an Konstantin (2017, S. 456).*

Anhand der Abbildung wird deutlich, dass der Strombedarf im Verlaufe eines Tages je nach Zusammensetzung seiner Kunden variiert. Für das EVU ist es nicht möglich ist, den realen Strombedarf seiner Kunden genau zu decken. Auch nachdem er seinen Fahrplan einen Tag im Voraus an den ÜNB gemeldet hat, kann er Werte im Fahrplan noch bis zu einer Dreiviertelstunde vor Eintritt zur Beseitigung von kurzfristigen Prognosefehlern im Intraday-Handel ändern. Diese kurzfristigen Änderungen müssen vom ÜNB genehmigt werden (Rolli, 2011, S. 48).
Fahrplanabweichungen, die sich nicht durch kurzfristiges Handeln am Intraday-Markt vermeiden ließen, können BKV noch am Anschlusstag am Day-After-Markt rückwirkend bereinigen. Zwei Bilanzkreise einer Regelzone, deren Abweichungen von ihren Fahrplänen zu einem bestimmten

Zeitpunkt entgegengesetzte Vorzeichen aufweisen, können Ausgleichsenergie handeln, um buchungstechnisch ihre Bilanzen auszugleichen.
Die Schnelligkeit der Leistungsregelung unterscheidet sich zwischen den verschiedenen Kraftwerksarten. Grundlastkraftwerke weisen Kostenvorteile auf, benötigen aber teilweise mehrere Stunden bis sie die gewünschte Leistung zur Verfügung stellen. Mittel- und Spitzenlastkraftwerke sind entsprechend flexibler und teurer. Da die EVUs für jede Viertelstunde einen Strombedarf errechnen, werden unterschiedliche Produkte eingesetzt, für die jeweils andere Kraftwerkstypen zum Einsatz kommen (Rolli, 2011, S. 38).

2.2.3 Preisbildung: Das Merit-Order-Modell

Die Preisbildung am Strommarkt basiert auf marktwirtschaftlichen Prinzipien. Das Merit-Order-Modell beschriebt die Preisentstehung am Großhandelsmarkt. Es ist keine gesetzliche Festlegung, sondern eine theoretische Beschreibung der Marktmechanismen.

Die Spitzenlast beträgt in Deutschland etwa 77 GW. Ihr gegenüber stehen 216 GW installierter Leistung (50Hertz et al., 2017, S. 34). Da die verfügbare Leistung von Windkrafträdern, PV-Anlagen und Wasserkraftanlagen maßgeblich vom Wetter abhängig ist und Kraftwerke gewartet werden müssen, steht nie die vollständige Leistung zur Verfügung. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, übersteigt die tatsächlich verfügbare Maximalleistung stets den Bedarf, sodass die Erzeuger am Großhandelsmarkt um den Absatz ihres Stromes konkurrieren.

Die Merit Order beschreibt die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke. Für bestehende Kraftwerke mit sehr geringen Grenzkosten ist es bei positiven Strompreisen am Großhandelsmarkt stets sinnvoll die eigene maximale Leistung am Markt anzubieten. Für den Betreiber eines Solarparks verursacht die Erzeugung einer zusätzlichen Megawattstunde Strom durch eine höhere Sonneneinstrahlung keine nennenswerten Mehrkosten. Die Kostenstruktur regenerativer Kraftwerke, von Biogas- und Biomasseanlagen abgesehen, ergibt sich in erster Linie aus Investitionskosten und Wartungskosten, wobei die Wartungskosten nur zum Teil (z. B. Verschleiß von Windrädern durch Betrieb) von der produzierten Strommenge abhängen. Erzeuger mit den niedrigsten Grenzkosten stehen in der Merit-Order-Liste (MOL) ganz zu Beginn. Konventionelle Kraftwerke weisen höhere Grenzkosten auf. Für die Erzeugung einer zusätzlichen Megawattstunde Kohlestrom wird entsprechend mehr Brennstoff benötigt. Übersteigt der Kohlepreis den Verkaufspreis pro Megawattstunde, ist die Erzeugung unwirtschaftlich. Kraftwerke mit hohen Grenzkosten stehen in der Einsatzreihenfolge hinten (Würfel, 2017, S. 216ff.; Next Kraftwerke, 2019a).

Ist Strom aus Windkraft und PV-Anlagen verfügbar, werden die Kraftwerke mit den höchsten Grenzkosten aus dem Markt gedrängt, obwohl deren Stromentstehungskosten, unter Berücksichtigung der Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten, zum Teil niedriger sind, als die von PV und Windkraft (Kost et al., 2018, S. 2, siehe Abbildung 6.1 im Anhang). Dieser Marktmechanismus drängt insbesondere Gaskraftwerke aus dem Markt, die wegen der hohen deutschen Gaspreise hohe Grenzkosten aufweisen. Gleichzeitig werden Gaskraftwerke wegen ihrer schnellen Regelbarkeit zum Ausgleich von Einspeisefluktuationen von Windkraft und Photovoltaik benötigt (Würfel, 2017, S. 221).

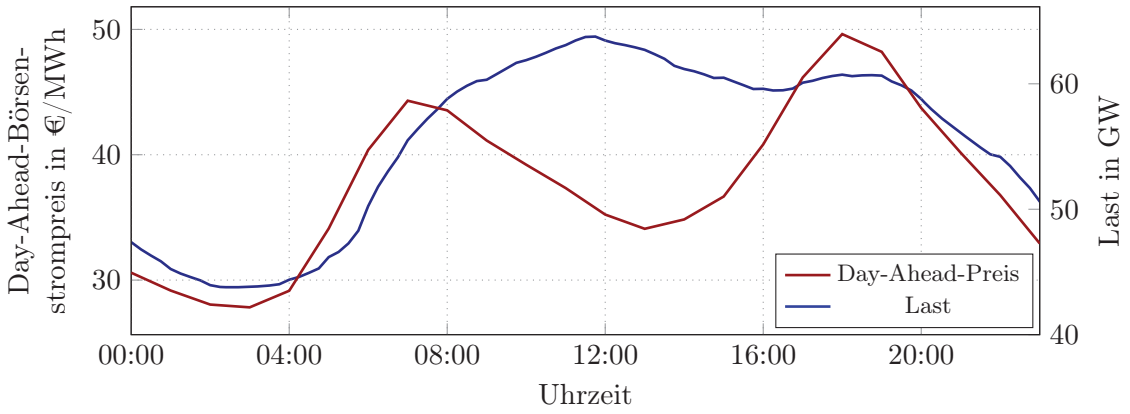
Gemäß dem Merit-Order-Modell ergibt sich der Preis für alle Erzeuger aus den Grenzkosten des Grenzkraftwerks, das gerade noch zur Deckung des Strombedarfs benötigt wird. Alle in der Reihenfolge davor stehen Erzeuger erhalten die Grenzkosten des Grenzkraftwerks als Preis. Hinter dem Grenzkraftwerk stehende Erzeuger können ihren Strom nicht vermarkten und müssen ihre Produktion einstellen bis der Preis die Grenzkosten übersteigt, weil beispielsweise die Angebotsmenge durch abflauenden Wind sinkt.

2.2.4 Börsenstrompreis und Lastgang

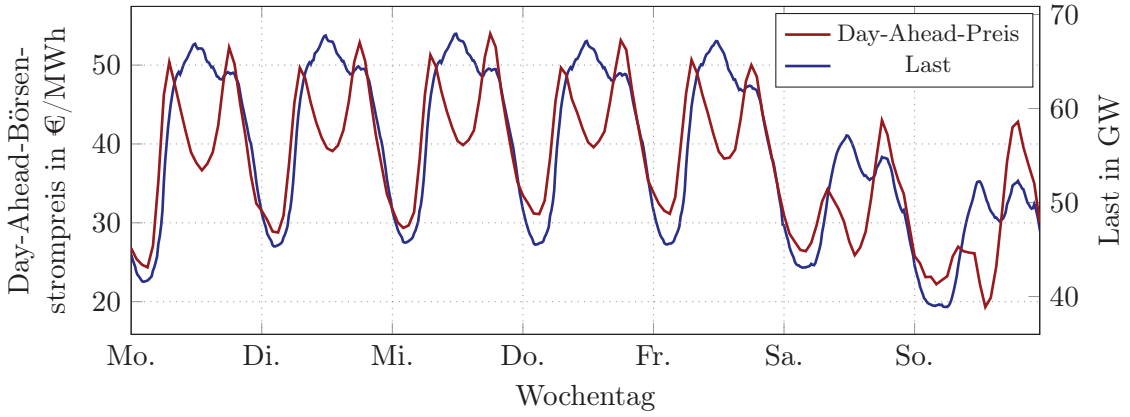
Im Folgenden wird der Börsenstrompreis im Zusammenhang mit der elektrischen Last im Jahre 2019 analysiert. Die Daten wurden aus einem Datensatz von Burger (2019) extrahiert. Er enthält die stündlichen Werte des Day-Ahead- und Intraday-Börsenstrompreises und viertelstündliche Werte zur Last und Einspeisung, letzteres aufgeteilt nach Erzeugertypen. Der Datensatz wird auf www.energy-charts.de visualisiert dargestellt.

Der Börsenstrompreis ist transparent, die Preise im OTC-Geschäft hingegen nicht. Dennoch wird davon ausgegangen, dass die Preise sich auf beiden Märkten ähneln (Rolli, 2011, S. 39f.). Auch zwischen den Plattformen der Börse sind keine großen Preisdifferenzen auszumachen. Gemäß dem vorliegenden Börsenstromdatensatz, lag der Last-gewichtete durchschnittliche Day-Ahead-Marktpreis 2019 bei 38,97 €/MWh und damit 0,23 €/MWh unter dem Intraday-Preis von durchschnittlich 39,20 €/MWh.

Abbildung 2.3 zeigt die Durchschnittswerte des Börsenstrompreises am Day-Ahead-Markt der EEX im Vergleich zu den Lastschwankungen im täglichen Verlauf.



(a) Verlauf des durchschnittlichen Day-Ahead-Börsenstrompreises und der Verbrauchsleistung nach Uhrzeit im Jahr 2019.



(b) Verlauf des durchschnittlichen Day-Ahead-Börsenstrompreises und der Verbrauchsleistung nach Wochentagen im Jahr 2019.

Abbildung 2.3: *Durchschnittswerte des Day-Ahead-Börsenstrompreises und der Last im wöchentlichen und täglichen Verlauf für das Jahr 2019. Die Last wurde im 15-Minutenrhythmus, der Strompreis in einstündigen Abständen aufgezeichnet. Die Grafiken basieren auf dem Datensatz von Burger (2019).*

Der Börsenstrompreis korrelierte 2019 mit einem Pearsonschen Maßkorrelationskoeffizienten von $\rho_{Last,DA} = 0,55$ mit der Höhe der Last. Er schwankt im Verlauf eines Tages. Er durchläuft zwei lokale Maxima und Minima. Sein globales Minimum weist der Preis um 3 Uhr morgens auf. Um diese Uhrzeit betrug er 2019 im Schnitt 27,82 €/MWh und lag damit 10,15 €/MWh (28,61 %) unter dem Last-gewichteten Tagesdurchschnitt von 38,97 €/MWh. Aufgrund der wachwerdenden Bevölkerung und dem Start von Industrieprozessen steigt in der zeitlichen Folge die Stromnachfrage und damit auch der Strompreis auf sein erstes lokales Maximum. Es liegt um 7 Uhr morgens bei 44,31 €/MWh. Die Last erreicht mittags ihren Höchststand. Trotz hoher Last fällt der Preis bis 13 Uhr auf 34,09 €/MWh. Dieser Effekt ist mit dem Einsetzen von Solarstromeinspeisung zu erklären. Nach dem Sonnenaufgang nimmt die Einspeiseleistung der Solaranlagen einer Glockenkurve folgend zu und erreicht um 12:30 Uhr ihr Maximum. Der günstige PV-Grenzstrompreis überwiegt die hohe Nachfrage, sodass der Börsenstrompreis den Effekten des Merit-Order-Modells folgend um die Mittagszeit gering ausfällt.
Insgesamt korreliert der Anteil erneuerbarer Energien (EE) am Strommix negativ mit dem Börsenstrompreis. Der Pearsonsche Maßkorrelationskoeffizient betrug 2019 $\rho_{EE,DA} = -0.66$ zum Day-Ahead-Preis und $\rho_{EE,ID} = -0.63$ Intraday-Preis. Folgerichtig fällt im Zeitraum von April bis Ende September die Preisreduktion von 7 Uhr bis 13 Uhr um etwa 10,70 €/MWh höher aus, als in den Wintermonaten.
Mit der nachlassenden Solarstromeinspeisung erreicht der Strompreis in den Abendstunden um 18 Uhr mit 49,62 €/MWh seinen Höchstwert, ehe er der Last folgend in der Nacht stark absinkt. Die maximale Preisdifferenz liegt innerhalb eines Tages im 2019er-Durchschnitt folglich bei 21,80 €/MWh. Die durchschnittliche Last betrug 2019 55,35 GW. Sie erreicht morgens um 2:30 Uhr ihr Minimum mit 43,77 GW und um 11:45 Uhr ihr Maximum von 63,78 GW. Die durchschnittliche Tagesdifferenz zwischen Grundlast und Spitzenlast beträgt rund 20 GW.

In Abbildung 2.3b sind durchschnittlicher Börsenstrompreis und durchschnittliche Verbrauchsleistung im Verlaufe der Wochentage dargestellt. Während der Arbeitstage weisen die Verläufe der Kurven kaum Differenzen auf. Am Wochenende sinkt aufgrund abgeschalteter Industrieprozesse erwartungsgemäß die Last, sodass der Börsenstrompreis 10,75 €/MWh unter dem der Arbeitstage liegt. Der Preis erreicht sein Minimum sonntags um 13 Uhr mit 19,32 €/MWh.
Die durchschnittliche wöchentliche Spitzenlast wurde 2019 mittwochs um 11:45 Uhr erreicht. Sie betrug 67,95 GW und unterscheidet sich kaum von den Spitzenlasten der anderen Werktage. Am Wochenende wurde im Mittel samstags um 11:30 Uhr mit 57,14 GW die höchste Last und um 5:30 Uhr am Sonntag mit 38,89 GW die niedrigste erreicht. Im wöchentlichen Vergleich steigt die Differenz zwischen Grund- und Spitzenlast somit auf 29 GW.

Über das Jahr hinweg muss das Stromversorgungssystem mit noch höheren Schwankungen zurechtkommen. Am Montag, den 22. April sank die Last um 3:00 Uhr auf 33,79 GW. Am Donnerstag, den 07. Februar mussten das Netz hingegen um 11:30 Uhr einen Stromverbrauch von 77,24 GW bewältigen. Damit liegt die jährliche Grundlast 56 % und die Durchschnittslast 28 % unter der jährlichen Spitzenlast. Um Stromausfällen vorzubeugen, müssen alle Elemente des Stromnetzes für die Bewältigung der Maximallast ausgelegt sein, auch wenn diese kaum erreicht und die meiste Zeit deutlich unterschritten wird. Lokal kann es im Zuge besonderer Ereignisse zu noch höheren Differenzen zwischen Spitzen- und Durchschnittslast kommen. Zur Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung ist daher eine stete Überdimensionierung der lokalen Stromnetzelemente, wie beispielsweise der Umspannwerke, Ortsnetztransformatoren oder NS-Leitungen, notwendig.

2.2.5 Strompreis der Letztverbraucher

Für den privaten Letztverbraucher macht der Börsenstrompreis nur einen Teil seiner Stromkosten aus. Der Einkaufspreis an der Strombörse zusammen mit den Vertriebskosten summiert sich zu den Strombeschaffungskosten. Für den Letztverbraucher addieren sich weitere externe Preisbestandteile hinzu. Darunter fallen die Stromsteuer, die Konzessionsabgabe, die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Umlage (EEG-Umlage), weitere Umlagen für die Förderung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung, ermäßigte NNE für Industrieunternehmen und Schadensersatzforderungen von Betreiber von Offshore-Windparks, die durch Verzögerungen und Ausfälle bei der Netzanbindung entstehen können, sowie NNE u. a. für die Netzinfrastruktur, das Einspeisemanagement und die Vorhaltung von Regelleistung. Auf alle Preisbestandteile entfallen zudem die Umsatzsteuer in Höhe von 19 %.

Abbildung 2.4 zeigt die Preisbestandteile des Stromes für Privatkunden im Jahr 2019. Der Anteil des Börsenstrompreises am Privatkundenpreis von im Mittel 30,43 ct/kWh lag 2019 bei 12,8 %. Beim Industriekundenpreis von durchschnittlich 18,44 ct/kWh betrug der Anteil 21,1 % (Strom-Report, 2019; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2019b).

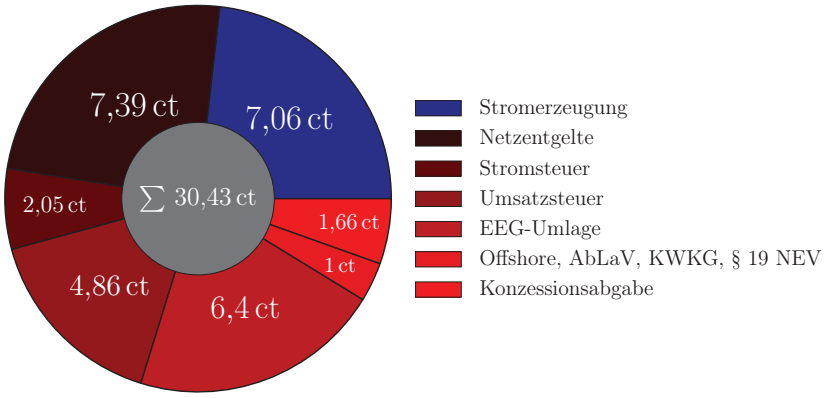


Abbildung 2.4: *Aufschlüsselung des Strompreises für Privatkunden in seine Komponenten für das Jahr 2019. Angaben pro Kilowattstunde. Abbildung in Anlehnung an Strom-Report (2019).*

2.2.6 Umlagen, Steuern und Abgaben für elektrische Speichersysteme und steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Stromspeichern und steuerbaren Verbrauchern kommen im Zuge der Energiewende zunehmend eine bedeutende Rolle im Stromsystem zu. Speicher werden bereits heute eingesetzt um den Strom der gebäudeinternen PV-Anlage zwischenzuspeichern oder Systemdienstleistungen zu erbringen. Steuerbare Lasten erbringen Regelleistung oder ihr Betrieb wird in Schwachlastzeiten verschoben, um das Netz zu entlasten.

Stromspeicher

Stromspeicher sind im Sinne des EnWGs sowohl Letztverbraucher als auch Erzeugungsanlagen. Entsprechend werden sie bei der Berechnung der staatlichen Abgaben behandelt. Das EnWG, die StromNEV, das Stromsteuergesetz (StromStG), das EEG, die Konzessionsabgabenverordnung (KAV) und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) beinhalten Ausnahmen, die zum Teil für elektrische Energiespeicher geltend gemacht werden können. Einen Überblick zur rechtlichen Behandlung von Stromspeichern geben Verkaik et al. (2019, S. 35ff.).

Netznutzungsentgelte Als Erzeuger müssen Stromspeicher keine NNE entrichten. Als Verbraucher sind sie gemäß § EnWG 118 Abs. 6 für 20 Jahre nach der Inbetriebnahme bis August 2026 von NNE befreit, wenn die Energie aus einem Transport- oder Verteilnetz entnommen wird und die Zurückspeisung zeitlich verzögert in dasselbe Netz erfolgt. § 19 StromNEV sieht zudem Vergütungen für verbrauchsnahe, dezentrale Erzeuger, die den Strombezug aus höheren Netzebenen reduzieren. Sie können vom Netzbetreiber eine Vergütung in Höhe der vermiedenen NNE erhalten.

Stromsteuer Für die 2,05 ct/kWh Stromsteuer für Verbraucher sieht § 9 StromStG Ausnahmeregelungen vor. Im Hinblick auf Stromspeicher ist Strom von der Steuer ausgenommen, der am Ort der Erzeugung zum Selbstverbrauch verwendet oder in Notstromanlagen erzeugt wird. Stationäre Stromspeicher, dazu gehören Batteriespeicher in Fahrzeugen gemäß den Begriffsbestimmungen in § 2 StromStG ausdrücklich nicht, können gemäß § 5 StromStG auf Antrag von der Stromsteuer befreit werden, wenn sie der Zwischenspeicherung dienen und in das Versorgungsnetz Strom einspeisen.

EEG-Umlage Prinzipiell fällt sowohl beim Einspeichern als auch beim Einspeisen die EEG-Umlage an, die 2019 bei 6,405 ct/kWh lag. § 61l des EEG erlässt Zwischenspeichern die EEG-Umlage für das Einspeichern inkl. der Stromspeicherverluste. So ist lediglich auf die zurückgespeiste Energiemenge die EEG-Umlage fällig. Speicher zur Eigenversorgung können vollständig von der EEG-Umlage befreit werden.

Offshore und KWK-Umlage Die beim Strombezug anfallende Offshore-Umlage können sich Stromspeicher erstatten lassen. § 27b KWKG befreit Stromspeicher von der KWK-Umlage.

Konzessionsabgabe § 2 KAV sieht reduzierte Konzessionsabgaben für Sondervertragskunden und Strom der im Rahmen eines Schwachlasttarifs geliefert wird vor. Für Sondervertragskunden reduziert sich die Abgabe von durchschnittlich 1,66 ct/kWh auf 0,11 ct/kWh und innerhalb von Schwachlasttarifen auf 0,61 ct/kWh. Als Sondervertragskunden gelten Letztverbraucher deren Jahresstromverbrauch über 30 MWh liegt und deren gemessene Leistung im Abrechnungsjahr 30 kW in mindestens zwei Monaten einmal überschreitet. Nutzer steuerbarer Verbrauchseinrichtungen werden zumeist ebenfalls als Sondervertragskunden gewertet.

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen

§ 14a EnWG verpflichtet VNBs zur Erhebung geringerer NNE für steuerbare Verbrauchseinrichtungen mit separatem Zählpunkt, die einer netzdienlichen Steuerung zustimmen. Dazu gehören ausdrücklich auch Elektroautos. VNBs nutzen steuerbare Verbraucher, um den Lastgang zeitlich in ihrem Netz gleicher zu verteilen und ihre Netze in Starklastzeiten zu entlasten. Die Bundesnetzagentur (2020, S. 195 ff.) beziffert die Anzahl der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen auf 1.448.759. Davon entfielen 67 % auf Nachtspeicherheizungen, 24 % auf Wärmepumpen und der Rest auf sonstige Anlagen, unter die Stromdirektheizungen und in Einzelfällen Beregnungsanlagen oder Straßenbeleuchtungen fallen. Die Anlagen werden zu etwa 60 % per Rundsteuertechnik, zu 30 % per Zeitschaltungen und in 5 % aller Fälle gar nicht gesteuert. Lediglich bei 2 % der Einrichtungen wird Fernwirktechnik eingesetzt, die den Lastgang misst und steuert.

2.3 Regelleistung

Regelleistung ist elektrische Leistung, die dazu eingesetzt wird, die Schwankungen der Netzfrequenz auszugleichen. Der Begriff Regelarbeit bezeichnet die Energiemenge, die innerhalb eines Zeitraumes zum Ausgleich von Energiedefiziten oder -überschüssen benötigt wird. Die Regelarbeit ergibt sich aus der Integration der Regelleistung über die Zeit. Abweichungen von der Standardnetzfrequenz treten auf, wenn Verbrauchsleistung und Einspeiseleistung voneinander abweichen. Die Summe beider Abweichungen bilden innerhalb einer Regelzone den Regelzonensaldo, innerhalb des deutschen Netzverbundes den Netzverbundsaldo. Eine Unterspeisung führt per Definition zu einem positiven, eine Überspeisung zu einem negativen Saldo. Differenzen zwischen Verbrauchs- und Einspeiseleistung resultieren aus Differenzen zwischen den in den Fahrplänen prognostizierten und den realen Verbrauchs- und Einspeiseleistung. Regelleistung wird von qualifizierten Erzeugern oder Verbrauchern bereitgestellt. Gehandelt werden ihre Produkte nicht auf dem Großhandelsmarkt für Strom, sondern auf einem besonders reglementiertem Regelleistungsmarkt.

Es lassen sich drei Ursachen ausmachen, die zum Bedarf von Regelleistung führen: Der ungeplante Ausfall von Kraftwerken oder Verbrauchern, die ungeplante Zuschaltung von Kraftwerken oder Verbrauchern sowie stochastische Abweichungen von der Einspeise- und Verbrauchsprognose (Rolli, 2011, S. 29). Innerhalb einer Regelzone können sich Bedarfsursachen kompensieren. So können beispielsweise die Folgen eines ungeplanten Kraftwerksausfall vom Ausfall mehrerer großer Verbraucher aufgefangen werden. Je größer eine Regelzone ist, desto höher sind die Kompensationseffekte. Die verbleibenden Ungleichgewichte werden durch Regelleistung aufgefangen. Je nach Ausmaß und Dauer der Imbalance kommen dabei unterschiedliche Technologien zum Einsatz.

2.3.1 Regelleistungsarten

Regelleistung wird anhand von zwei Merkmalen klassifiziert: Dem Vorzeichen der Leistungserbringung und dem Einsatzzeitpunkt der Leistungserbringung. Technische Einheiten (TE), die ihre Regelleistung am Regelleistungsmarkt anbieten wollen, müssen je nach Regelleistungsart unterschiedliche Anforderungen erfüllen. Bevor sie zur Mitwirkung am Markt zugelassen werden, müssen sie ein Präqualifikationsverfahren durchlaufen.

Regelleistung kann durch eine Veränderung der Erzeugungs- oder der Verbrauchsleistung generiert werden. Ist die Netzfrequenz kleiner als 50 Hz, wird der Einsatz positiver Regelleistung benötigt. Dazu können Erzeuger angewiesen werden mehr Leistung bereitzustellen oder Verbraucher weniger Leistung zu beanspruchen. Negative Regelleistung wird bei zu hohen Netzfrequenzen fällig. Sie wird durch eine verringerte Einspeisung oder einen erhöhten Verbrauch erzeugt. Abbildung 2.5 unterscheidet Regelleistungsarten anhand ihrer Einsatzzeitpunkte und -dauer.

Momentanreserve Schnelle Frequenzänderungen im Bereich von ± 200 mHz werden durch die Momentanreserve (MR) ausgeglichen. Die MR kann nicht als Produkt auf dem Regelleistungsmarkt gehandelt werden. Viel mehr stellt sie die Trägheit von Schwungrändern in den Generatoren von Kraftwerken dar (Zapf, 2017, S. 46). Die Drehzahl der Generatoren von Kraftwerken ist an die Netzfrequenz gekoppelt. Ändert sich die Netzfrequenz, wirkt die Trägheit der Masse einer Änderung der Generatordrehzahl und damit der Änderung der Netzfrequenz unmittelbar entgegen (Konstantin, 2017, S. 350).

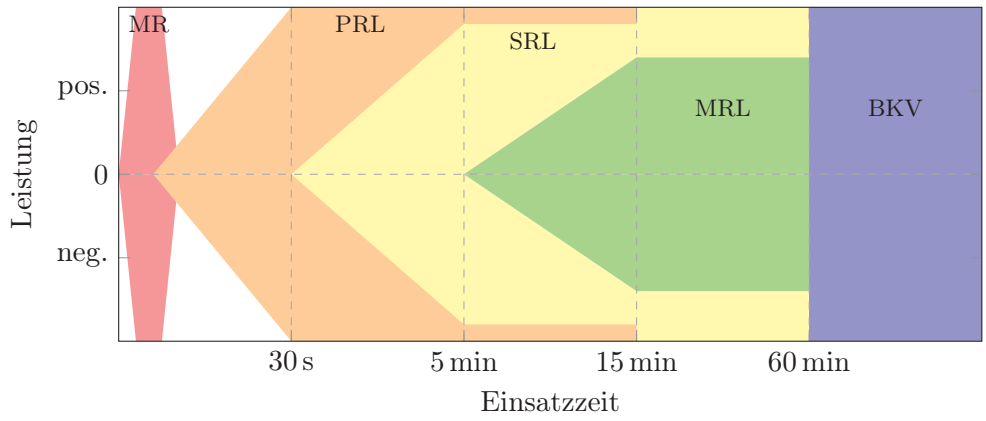


Abbildung 2.5: *Regelleistungsarten. Abbildung in Anlehnung an Next Kraftwerke (2019c) und Bundesnetzagentur (2020, S. 201).*

Primärregelleistung Schwungmassen können Frequenzänderungen nur in einem geringfügigen Rahmen dämpfen. Gegen kurzfristige Frequenzschwankungen wird hauptsächlich Primärregelleistung (PRL) verwendet. TEs, die PRL erbringen, messen die Netzfrequenz eigenständig. Ist das Netz unterspeist, reagieren die Einheiten unmittelbar mit der Bereitstellung zusätzlicher Leistung. Gibt es eine Frequenzabweichung nach oben, nehmen sie Leistung aus dem Netz auf. Erbringer von PRL müssen immer sowohl positive als auch negative Leistungen erbringen können. An die Primärreserve werden die höchsten Anforderungen in Bezug auf die Schnelligkeit der Einsatzbereitschaft gestellt. Ab einer Abweichung über das Totband von ± 10 mHz hinaus muss die TE automatisch PRL bereitstellen. Die gesamte Angebotsleistung muss innerhalb von 30 s für mindestens 15 min erbracht werden (Next Kraftwerke, 2019c). Tabelle 2.2 schlüsselt den Anteil verschiedener Anbietertypen an den präqualifizierten Leistungen der Regelleistungsarten auf. Traditionell dominierten Pumpspeicherwerke und konventionelle Kraftwerke den Regelleistungsmarkt. Einige Kraftwerke, die ihre Einspeiseleistung unmittelbar verändern können, halten 3 % bis 5 % ihrer Nennleistung vor um PRL anbieten zu können (Konstantin, 2017, S. 337; Rebours und Kirschen, 2005). Mit fortschreitender Batterietechnik werden zunehmend Großbatterien zur Erbringung von PRL verwendet (Zapf, 2017, S. 130). Trotz geringer Höhe der präqualifizierten Leistung beziffert Schäfer (2020) für das Jahr 2019 den PRL-Marktanteil der Batteriespeicher auf über 50 %. Erklärbar ist das durch die geringen Grenzkosten der Batteriespeicher, die zu häufigeren Zuschlägen am Regelleistungsmarkt führen (siehe Abschnitt 2.3.2).

Sekundärregelleistung Die Primärreserve erfüllt den Zweck der schnellen Abfederung kleiner Frequenzschwankungen. Bei anhaltenden Schwankungen oder Abweichungen größer als ± 200 mHz, wird die Primärreserve von der Sekundärreserve abgelöst. Im Unterschied zur PRL wird die Sekundärregelleistung (SRL) nicht automatisch durch die TE selbst aktiviert. Liegt in einer Regelzone eine Über- oder Unterspeisung vor, die für die Abweichung der Netzfrequenz verantwortlich ist, aktiviert der zuständige ÜNB über eine Kommunikationsverbindung SRL-Einheiten innerhalb seiner Regelzone um mit Regelleistung die Abweichung auszugleichen. Eine Einheit muss nicht zwingend positive und negative SRL zur Verfügung stellen können. Die Sekundärreserve muss innerhalb von fünf Minuten ihre vollständige Leistung bereitstellen (Next Kraftwerke, 2019e; Zapf, 2017, S. 46). Neben Pumpspeicherwerken bieten insbesondere Gas-, Biogas- und Biomassekraftwerke SRL an.

Tabelle 2.2: *Auflistung der präqualifizierten Leistungen in GW nach Regelleistungsart in Abhängigkeit der Erbringungstechnologie. Die Daten stammen von den ÜNBs (50Hertz et al., 2019e).*

Technologie	PRL	-SRL	+SRL	-MRL	+MRL
Kernenergie	0,50	0,42	0,42	2,04	2,04
Braunkohle	0,62	1,27	1,27	4,71	4,75
Steinkohle	0,66	1,42	1,42	3,90	3,80
Gas	0,28	3,22	3,25	8,31	8,07
Öl	-	0,28	0,03	1,75	0,15
Biogas/-masse	0,04	1,79	2,23	2,15	3,05
Wasser	4,37	14,61	14,69	14,20	14,46
Batteriespeicher	0,38	-	-	-	-
Nachfrage/DSM	0,12	0,58	0,71	0,77	0,82
Windkraft	-	-	-	-	0,08
Sonstige	-	-	-	-	0,01
$\sum$	6,97	23,60	24,04	37,81	37,24

Minutenregelleistung Gelingt ein Ausgleich der Netzfrequenzabweichung durch PRL und SRL nicht, kommt nach einigen Minuten Vorlaufzeit die Tertiärreserve, auch Minutenreserve genannt, zum Einsatz. ÜNBs kommunizieren den Bedarf für Minutenregelleistung (MRL), indem sie den Anbietern per IT-Anbindung einen Fahrplan übermitteln, den die Anbieter erfüllen müssen. MRL wird manuell durch die Anbieter aktiviert. Es besteht keine Pflicht zum Angebot von positiver und negativer MRL. Neben Pumpspeicherwerken leisten Gas- und Kohlekraftwerke den größten Anteil zur Minutenreserve.

Stundenreserve Liegt eine fortdauernde Ursache für die Netzfrequenzabweichung vor, geht eine Stunde nach dem Beginn der Störung die Verantwortung für den Netzausgleich von den ÜNBs auf den verursachenden BKV über. Dazu kann er abseits des Regelleistungsmarkts die Leistung eigener Kraftwerke anpassen oder Differenzen über den Großhandelsmarkt ausgleichen. Dieses Ausgleichspotenzial, das die BKV vorhalten oder kurzfristig erbringen müssen, wird Stundenreserve genannt und ist nicht Teil des Regelleistungsmarktes (Rolli, 2011, S. 32; Next Kraftwerke, 2019d).

Regelbare Lasten Neben Erzeugern werden auch regelbare Lasten zur Erbringung von Regelleistung verwendet. Als regelbare Lasten werden leistungsstarke Verbrauchseinheiten bezeichnet, die auf Anweisung eines ÜNBs ihre Verbrauchsleistung reduzieren oder erhöhen können. Die Anpassung der elektrischen Leistung zur Erbringung von Netzdienstleistungen wird Laststeuerung (Engl. Demand Side Management, DSM) genannt. Sofern sie die Präqualifikationsbedingungen erfüllen, können regelbare Lasten prinzipiell, wie Tabelle 2.2 deutlich macht, alle Arten von Regelleistung erbringen: negative durch eine Reduzierung, positive durch eine Erhöhung ihrer Verbrauchsleistung.

2.3.2 Die Regularien des Regelleistungs- und Regelarbeitsmarktes

Basierend auf Erfahrungswerten schreiben die ÜNBs ihren Bedarf an Regelleistung gemeinsam und öffentlich auf der Website www.regelleistung.net aus. Betreiber von Kraftwerken und Speicheranlagen müssen ein Präqualifikationsverfahren ihres ÜNBs durchlaufen, ehe sie auf die Bedarfe bieten dürfen. PRL, SRL und MRL werden getrennt voneinander ausgeschrieben.

Primärregelleistung Die ÜNBs aus Deutschland, Belgien, den Niederlanden, Frankreich, Österreich und der Schweiz schreiben ihre PRL-Tagesbedarfe gemeinsam auf www.regelleistung.net aus. Anbieter von PRL bewerben sich mit ihrem Leistungspreis, außerdem nennen sie ihre Leistungshöhe. Nach Auktionsende werden die Anbieter aufsteigend anhand ihres Leistungspreises geordnet; es entsteht eine Merit Order. Beginnend mit dem günstigsten Angebot wird der Tagesbedarf der ÜNBs gedeckt, sodass ab einem bestimmten Preis alle teureren Anbieter leer ausgehen. Alle erfolgreichen Anbieter erhalten nach dem Marginal-Pricing-Prinzip den Grenzpreis, also den Betrag, den der letzte erfolgreiche Anbieter geboten hat. Die akzeptierten Bieter sind in der Folge verpflichtet am betreffenden Tag über den gesamten Zeitraum die angegebene PRL zur Verfügung stellen zu können (Next Kraftwerke, 2019c).

Sekundärregelleistung und Minutenregelleistung Die SRL- und MRL-Auktionen unterscheiden sich vom PRL-Verfahren. Die ÜNBs schreiben positive und negative SRL- und MRL-Bedarfe getrennt voneinander in vierstündigen Zeitscheiben aus. Für SRL und MRL werden deutsche und österreichische Angebote seit 01.01.2019 zusammengeführt und gemeinsam vergeben, wobei jedes Land Kernanteile behält. Bei der Sekundär- und Minutenreserve findet eine getrennte Vergütung von Regelleistung und Regelarbeit statt. Anbieter nennen neben ihrer verfügbaren Leistungshöhe sowohl einen Regelleistungs- als auch einen Regelarbeitspreis. Die ÜNBs bilden auf Basis des Regelleistungspreises zunächst eine MOL. Anbieter, deren Regelleistungspreis über dem Grenzpreis zur Deckung des Regelleistungsbedarfs liegt, werden nicht weiter berücksichtigt. Anders als bei der PRL gibt es keinen Einheitspreis. Alle erfolgreichen Anbieter erhalten den von ihnen gebotenen Regelleistungspreis. Wird nun der Einsatz von SRL oder MRL notwendig, wird aus der Liste der akzeptierten Anbieter erneut eine MOL gebildet, diesmal anhand des Regelarbeitspreises. Die Anbieter mit dem geringsten Arbeitspreis werden als erstes gefordert die von ihnen genannte Leistung bereitzustellen. Sie werden zusätzlich zur Vorhaltung ihrer Regelleistung über die Höhe ihrer tatsächlich erbrachten Regelarbeit entlohnt (Next Kraftwerke, 2019e; Next Kraftwerke, 2019b).

Energiespeicher Die erfolgreich vermarkteten TEs müssen die angebotene Leistung über die gesamte Zeitscheibe zu Verfügung stellen können. Für TEs mit begrenzten Energiespeichern gelten weniger strenge Anforderungen im Hinblick auf die Mindestaktivierungszeit. Für PRL muss die Kapazität und der Ladezustand der Energiespeicher ausreichend sein, um ihre präqualifizierte Leistung mindestens 15 Minuten erbringen zu können. Für SRL und MRL gilt eine Mindestverfügbarkeit über ihre vermarktete Leistungshöhe von 60 Minuten (50Hertz et al., 2019d, S. 39).

2.3.3 Die Abrechnung von Regelarbeit und Nachholeffekte

Abgerufene Regelarbeit wird nicht in den Bilanzkreis des Erbringers verbucht. Wird beispielsweise ein Kraftwerk angewiesen per positiver Regelleistung mehr Energie in das Netz einzuspeisen, verfälscht dies nicht den Fahrplan des zuständigen BKV und führt nicht direkt zu Kosten für Ausgleichsenergie.

Die Festlegung BK6-17-046 der Bundesnetzagentur (2017) regelt die Vertragsverhältnisse zwischen einem Anbieter von SRL oder MRL per DSM und seinem Stromlieferanten. Der Beschluss sieht vor, dass Anbieter positiver Regelleistung ihrem Stromlieferanten nicht nur die tatsächlich entnommene Energie bezahlen müssen, sondern auch die Delta-Energiemenge, die sie an positiver Regelarbeit nicht verbraucht haben. Der Preis beinhaltet lediglich die Stromkomponente, sodass die externen Preisbestandteile wie EEG-Umlage, NNE, Steuern etc. für die Delta-Arbeit nicht zu bezahlen sind. Die Delta-Arbeit wird zur Vermeidung von Ausgleichsenergiekosten für das EVU gleichzeitig aus dem Bilanzkreis ausgebucht. Bei der Erbringung negativer Regelleistung bezahlt

der Letztverbraucher als Erbringer der Regelleistung lediglich die externen Preisbestandteile des Stromes, der Preisbestandteil der Stromproduktion wird ihm erlassen. Das EVU muss ihm zwar den Strom tatsächlich liefern, sein Bilanzkreis erhält dafür aber einen bilanziellen Ausgleich, sodass ihm keine Extrakosten für die Strombeschaffung anfallen.

Im Zuge der Erbringung von Regelleistung per DSM kann es durch Nachholeffekte zu Fahrplanabweichungen kommen. Eine Produktionsanlage, die positive Regelleistung per Abschaltung oder Leistungsreduzierung bereitstellt, muss die ausgefallenen Produktionsprozesse oftmals zu einem späteren Zeitpunkt nachholen. Innerhalb des Bilanzkreises entsteht unvorhergesehener, zusätzlicher Energiebedarf zum Zeitpunkt des Nachholens. Der BKV muss den Zeitpunkt und das Ausmaß des zusätzlichen Bedarfs prognostizieren und durch kurzfristiges Handeln das Ungleichgewicht im Fahrplan ausgleichen (Deutsche Energie-Agentur, 2019).

2.3.4 Pooling und virtuelle Kraftwerke

Pooling Für PRL-Angebote gilt eine Mindestleistung von 1 MW. Ein Anbieter darf die verfügbare Leistung seiner TEs in mehrere Angebote aufteilen. Für SRL und MRL liegt die Mindestleistung bei 5 MW, es sei denn er gibt pro Zeitscheibe nur ein Angebot ab. In diesem Fall muss mindestens 1 MW vermarktet werden (50Hertz et al., 2019a; 50Hertz et al., 2019b). Höhere Beträge sind jeweils nur in ganzzahligen Megawattwerten möglich. Einzelne TEs erfüllen oftmals die Anforderungen für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt nicht. Es können daher mehrere Einheiten durch Pooling zusammengefasst werden.
Eine TE ist als Erzeuger-, Verbraucher- oder Stromspeichereinheit, deren Einspeise- und Entnahmeleistung gemessen wird, definiert. Sie können in Reserveeinheiten (RE) und Reservegruppen (RG) zusammengefasst werden. Eine RE umfasst eine oder mehrere TEs, die an einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt angebunden sind und zum Zweck der Regelleistungserbringung zusammengefasst werden. Eine RG besteht immer aus mindestens zwei TEs, die an unterschiedlichen Netzanschlusspunkten liegen. Abbildung 6.2 im Anhang verdeutlicht die Zusammensetzung der Begrifflichkeiten graphisch.
Präqualifiziert werden REs oder RGs. Am Regelleistungsmarkt werden jedoch nicht REs oder RGs vermarktet, sondern Pools. Ein Pool umfasst beliebig viele REs und RGs, kann aber auch aus nur einer TE bestehen. Anbieter können die Poolzusammensetzung alle 15 Minuten ändern. Entscheidend ist lediglich, dass die angebotenen Leistungen erbracht werden. Alle TEs eines Pools müssen sich innerhalb einer Regelzone befinden (50Hertz et al., 2019d, S. 11ff.).

Virtuelle Kraftwerke Regelleistungspools können innerhalb von virtuellen Kraftwerken (VK) gebildet werden. Gemäß Buchholz et al. (2008, S. 5) sind virtuelle Kraftwerke ein Verbund aus örtlich verteilten Erzeugern, Speichern und Lastmanagementeinheiten die Energie und Systemdienstleistungen anbieten. In VKs werden zumeist kleine dezentrale Einheiten per Kommunikationstechnik miteinander verbunden. Die Einspeiseleistung der Erzeuger, die Laststeuerung und das Angebot von Regelleistung wird durch Regelungsbefehle des VK-Betreibers an die Pooleinheiten optimiert, sodass Synergieeffekte entstehen von denen die Teilnehmer profitieren. Durch die Bündelung erhalten auch kleine Erzeugungsanlagen Zugang zum Elektrizitätshandel und kleine Regelleistungseinheiten dürfen am Regelleistungsmarkt teilnehmen (Dürr und Heyne, 2017, S. 670f.). Synergieeffekte entstehen beispielsweise durch die gemeinsame Vermarktung oder ein gemeinsames Prognosemodell. Durch die Vielzahl an Teilnehmern gleichen sich außerdem Schwankungen gegenseitig aus oder können aktiv ausgeglichen werden. Während die Einspeiseleistung von Windrändern durch die variierende Windstärke fluktuiert, lassen sich Biomasseanlagen kostengünstig regeln. Herrscht eine unerwartete Flaute, kann die fehlende Leistung durch die Biomasseanlagen des VKs bereitgestellt oder durch eine Reduzierung von Lasten ausgeglichen werden.

2.3.5 Wirtschaftliches Volumen des Regelleistungs- und Regelarbeitsmarktes

Die Website www.regelleistung.net ist nicht nur eine Auktionsplattform, aus ihrem Datencenter können wertvolle Informationen über die Marktgrößen und Erlöspotenziale gewonnen werden. Die folgenden Daten wurden aus zwei Datenquellen generiert:

1. Anonyme Bieterliste: Für jede Regelleistungsart (für SRL und MRL nach positiv und negativ getrennt) und jede Zeitscheibe werden alle Regelleistungsangebote veröffentlicht, die über ihren Leistungspreis per MOL erfolgreich waren. Pro anonymisiertem Anbieter sind die gebotenen Leistungs- und Arbeitspreise (nur SRL und MRL) und die angebotene sowie die bezuschlagte Leistungshöhe ersichtlich.

2. Abrufwerte: Für SRL und MRL wird, nach positiv und negativ getrennt, die tatsächlich eingesetzte Regelarbeit in viertelstündlicher Auflösung aufgelistet.

Auf Basis dieser Daten lassen sich Aussagen über den Regelleistungs- und Regelarbeitsmarkt treffen.

Analyse des Regelleistungsmarktes

Die Summe über die Leistungen aller akzeptierten Bieter entspricht den von den ÜNBs ausgeschriebenen Regelleistungsbedarfen. Die Summe über die Produkte aus Preis und bezuschlagte Leistung entspricht den Kosten für die Leistungsvorhaltung. Bei der PRL erhalten gemäß dem Marginal Pricing alle Anbieter den Grenzpreis. Die Erlöse der Anbieter entsprechen dem Grenzpreis multipliziert mit ihrer angebotenen Leistung. Bei SRL und MRL entsprechen die Erlöse der Leistungsvorhaltung ihrem gebotenen Preis multipliziert mit der Leistungshöhe.

Tabelle 2.3: *Durchschnittlich ausgeschriebene Leistungsbedarfe und gezahlte Leistungspreise nach Regelleistungsart in Deutschland für den Zeitraum 01.09.2019 bis 29.02.2020. Angaben basieren auf einer eigenen Analyse der Daten von www.regelleistung.net.*

	Leistungsvolumen in MW	Preis in €/MW/Tag
PRL	594	190,4
Neg. SRL	2.059	46,3
Pos. SRL	2.059	42,0
Neg. MRL	984	37,5
Pos. MRL	1.715	92,4

Tabelle 2.3 zeigt den durchschnittlich ausgeschriebenen Regelleistungsbedarf sowie die gezahlten Preise aufgeschlüsselt nach Regelleistungsart für den Zeitraum vom 01.09.2019 bis zum 29.02.2020 in Deutschland. Bis zum 01.08.2019 galt, statt des aktuellen Leistungspreisverfahrens, das Mischpreisverfahren, bei dem Regelleistung- und -arbeit für den gleichen Preis angeboten wurden. Im ersten Monat unterlagen die Preise Konsolidierungsschwankungen. Nach Leistungshöhe ist der Markt für PRL mit etwa 600 MW der kleinste und der für positive und negative SRL mit jeweils über 2 GW der größte. Wie oben beschrieben können Anbieter von PRL auch in einige deutsche Nachbarländer verkaufen. Innerhalb dieser PRL-Kooperation liegt das Volumen bei 1,4 GW. Um die Erlösmöglichkeiten der Regelleistungsarten vergleichen zu können, werden die Preise pro vierstündiges Intervall für SRL und MRL auf die Tagesscheiben der PRL hochgerechnet. Die Vorhaltung und der Einsatz von PRL wurden im besagten Zeitraum mit 190 €/MW/Tag am besten vergütet.

Analyse des Regelarbeitsmarktes

Zur Ermittlung der Regelarbeitspreise ist ein umfangreicheres Vorgehen notwendig. Hierzu werden die anonymisierten Bieterlisten und die Abrufwerte kombiniert. Zunächst werden die Bieterlisten pro Zeitscheibe anhand ihres Arbeitspreises in ihre Merit Order gebracht. Anhand der viertelstündigen Abrufwerte kann aus der MOL mit guter Näherung rückwirkend ermittelt werden, welcher Bieter innerhalb welcher Zeitscheibe Sekundärregelarbeit (SRA) oder Minutenregelarbeit (MRA) erbracht hat. Die abgerufene Arbeit wird pro Bieter mit dem gebotenen Arbeitspreis multipliziert. Ein ähnliches Vorgehen hat Gruber et al. (2016, S. 44ff.) zur Analyse des SRA-Marktes verwendet.

Tabelle 2.4: *Durchschnittlich abgerufene Regelarbeit und Regelarbeitspreise zwischen dem 01.09.2019 und dem 29.02.2020. Die gezeigten Arbeitspreise wurden über die Last, nicht über die Zeit gemittelt. Die Angaben basieren auf einer eigenen Analyse der Daten von www.regelleistung.net.*

	Arbeitsvolumen in MWh/Tag	Preis in €/MWh
Neg. SRA	3.408	5,7
Pos. SRA	2.070	90,3
Neg. MRA	88	107,3
Pos. MRA	106	189,8

Tabelle 2.4 zeigt, dass der Bedarf für SRA im Bereich einiger Gigawattstunden liegt und damit den für MRA deutlich übersteigt. Im betrachteten Zeitraum wurden in jeder 4-Stundenzeitscheibe negative und positive SRA abgerufen. MRA wird, dem geringeren Volumen und den zeitlichen Einsatzkriterien entsprechend, nur selten eingesetzt. In 8,24 % aller vierstündigen Zeitscheiben war der Einsatz negativer MRA notwendig. Der Wert für positive MRA ist identisch.
Für negative SRA werden regelmäßig negative Preise geboten. Während der lastgewichtete Durchschnitt bei 5,7 €/MWh liegt, beträgt der zeitliche Durchschnittswert -10,5 €/MWh. Daran zeigt sich, dass der Preis zwar meistens negativ ist, er durch den Merit-Order-Mechanismus in Zeiten mit hohem Regelarbeitsbedarf aber sprunghaft auf hohe Werte ansteigt. Für Verbraucher können sich auch negative Regelarbeitspreise lohnen, da sie anstatt des Börsenstrompreises den niedrigeren Regelarbeitspreis für die Strombeschaffung zahlen. Die in Abschnitt 2.2.4 genannten gesetzlichen Abgaben sind allerdings auch auf über Regelarbeit bezogenen Strom fällig.
Für positive Regelarbeit sind die Preise deutlich höher. Erzeuger müssen ihren Reglarbeitserlösen hier ihre Stromerzeugungskosten gegenrechnen. Verbraucher müssen beachten, dass sie die nicht geladene Delta-Energie ihrem EVU bezahlen müssen. Daher liegen die Angebote für positive Regelarbeit stets über dem Börsenstrompreis. Auch hier liegt der zeitliche Mittelwert mit 66,9 €/MWh deutlich niedriger als der lastgewichtete Durchschnitt.
Für MRA gelten generelle die gleichen Mechanismen wie für SRA. MRA wird selten abgerufen, wenn, dann aber sehr hohe Leistungen. Die Anbieter von MRL lassen sich dieses sprunghafte Verhalten mit deutlich höheren Preisen für MRA vergüten.

In den letzten zehn Jahren ist die Menge abgerufener Regelarbeit zurückgegangen. Alleine von 2011 auf 2014 hat sich die abgerufene Energiemenge der Primär- und Sekundärreserve halbiert, trotz steigenden Anteils der EE am Strommix. Zudem sind die Preise für Regelleistung und Regelarbeit gefallen. Mehrere Einflussfaktoren haben diese Entwicklung verursacht. Zum einen wurde innerhalb des europäischen Verbundnetzes die Imbalance Netting Plattform implementiert, auf der europäische ÜNBs gegenläufige Abweichungen kompensieren können. Hinzu kommen stärkere Regelungen im Bilanzkreismanagement und verbesserte Prognosen der Einspeiseleistung der

fluktuierenden EE. Regulatorische Veränderungen am Regelleistungsmarkt, dazu gehören kürzere Zeitscheiben, geringere Mindestangebotsgröße, Erhöhung der Ausschreibungsfrequenz und Pooling, sowie technische Entwicklungen haben die Marktattraktivität für neue Technologien erhöht, sodass sich der Wettbewerb verschärft hat (Buhl et al., 2019, S. 17; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2019a, S. 19).

Gesamtkosten der Netzfrequenzhaltung

Aus den errechneten Volumina und Preisen lässt sich das finanzielle Marktvolumen des Regelleistungs- und Regelenergiemarktes bestimmen. Tabelle 2.5 fasst die Ergebnisse zusammen.

Tabelle 2.5: *Finanzielles Marktvolumen des Regelleistungs- und Regelarbeitsmarktes vom im Zeitraum zwischen dem 01.09.2019 und dem 29.02.2020. Die Angaben basieren auf einer eigenen Analyse der Daten von www.regelleistung.net.*

	Umsatz im Zeitraum in Mio. €	Umsatz pro Jahr in Mio. €	Umsatz pro Tag in Tsd. €	Anteil in %
PRL	20,6	41,3	113,1	15,6
Neg. SRL	17,4	34,8	95,3	13,1
Pos. SRL	15,7	31,6	86,4	11,9
Neg. SRA	3,5	7,1	19,5	2,7
Pos. SRA	34,0	68,3	186,9	25,7
Neg. MRL	6,7	13,5	37,0	5,1
Pos. MRL	28,8	57,8	158,3	21,8
Neg. MRA	1,7	3,4	9,4	1,3
Pos. MRA	3,7	7,3	20,1	2,8
$\sum$ RL	89,2	179,0	490,1	67,5
$\sum$ RA	42,9	86,2	235,9	32,5
$\sum$ RL + RA	132,2	265,2	726,0	100,0

Über die 182 betrachteten Tage entstanden den deutschen ÜNBs Kosten in Höhe von 132 Mio. €. Hochgerechnet auf ein ganzes Jahr umfasst das finanzielle Marktvolumen für Regelleistung und -arbeit aktuell etwa 265 Mio. €. Die Kosten entfielen etwa zu zwei Drittel auf die Vorhaltung von Regelleistung (bei PRL inkl. Erbringung) und zu einem Drittel auf den Einsatz von Regelarbeit.

2.3.6 Der Ausgleichsenergiepreis

Für theoretische Zeitpunkte, in denen der Regelzonensaldo null beträgt, muss keine Regelarbeit eingesetzt werden und jeder Bilanzkreis könnte nachträglich über den Day-After-Markt einen ausgeglichenen Saldo erhalten. Praktisch kommt dieser Fall nicht vor. Der Regelzonensaldo ist stets ungleich null, Bilanzkreise weisen einen unausgeglichenen Saldo auf und der Einsatz von Regelarbeit wird notwendig. Die Kosten der ÜNBs für die Regelarbeit werden auf alle unausgeglichenen Bilanzkreise über den Ausgleichsenergiepreis (AEP) umgelegt. Für die BKVs entsteht ein Anreiz ihre Bilanzkreise durch hochwertige Prognosen, Handeln am Spotmarkt, Regeln ihrer Erzeuger und Leistungsanpassung regelbarer Lasten ausgeglichen zu halten.

Der Ausgleichsenergiepreis ist pro Viertelstunde in allen deutschen Regelzonen gleich und wird daher auch regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) genannt (Rolli, 2011, S 47ff.; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2019a, S. 16). Der

reBAP basiert auf dem Verhältnis der Kosten bzw. Erlösen für Regelenergie und dem Netzsaldo

$$\text{AEP}_1 = \frac{\text{Kosten} - \text{Erlöse}}{\text{Saldo}_{\text{NRV}}} \qquad \text{in €/MWh.}$$

Für Regelarbeit können sowohl Kosten als auch Erlöse anfallen. Auch der Netzregelverbundsaldo kann positiv oder negativ sein. Sein Vorzeichen ist so definiert, dass es bei einer Netzüberspeisung negativ ist, da negative Regelarbeit zum Ausgleich notwendig war. Sowohl Nenner als auch Zähler AEPs können daher positiv als auch negativ sein. Um aus dem AEP_1 den reBAP zu berechnen werden mathematische Korrekturen angewandt, um extreme Ausgleichsenergiepreise in Zeiten eines kleinen Regelverbundsaldos zu verhindern (siehe dazu 50Hertz et al. (2016)).

Die Bilanzkreisabrechnung erfolgt über die Multiplikation des Bilanzkreissaldos mit dem reBAP. Dabei entstehen für einige Bilanzkreise Einnahmen, für andere Kosten. Beispiel: Es sei angenommen, dass ein Teil der Bilanzkreise während einer Viertelstunde in Summe eine Unterspeisung von -100 MWh aufweist, der andere Teil eine Überspeisung von 50 MWh. Der Regelzonensaldo beträgt folglich + 50 MWh (sic!) und es werden 50 MWh positive Regelarbeit eingesetzt, deren Einsatz stets Kosten nach sich zieht. Der Dividend und der Divisor sind positiv. Es resultiert ein positiver reBAP, beispielsweise in Höhe von 100 €/MWh. Die unterspeisenden BKVs zahlen in Summe 100 MWh · 100 €/MWh = 10.000 €, von denen 50 MWh · 100 €/MWh = 5.000 € die überspeisenden BKVs erhalten und der Rest an die Erbringer der Regelarbeit gehen. Die Abrechnungslogik folgt dem in Tabelle 2.6 gezeigten Schema. Über alle Bilanzkreise hinweg werden über diesen Mechanismus die Kosten der Regelarbeit (bzw. zum Teil Erlöse bei negativer Regelarbeit) auf die Bilanzkreise umgelegt.

Tabelle 2.6: *Mechanismus der Bilanzkreisabrechnung über den reBAP. Tabelle in Anlehnung an die ÜNBs (50Hertz et al., 2016).*

		Saldo Bilanzkreis	
		unterdeckt	überdeckt
reBap	positiv	BKV zahlt an ÜNB	ÜNB zahlt an BKV
	negativ	ÜNB zahlt an BKV	BKV zahlt an ÜNB

Aus den Daten von www.regelleistung.net zum reBAP und dem Netzverbundsaldo lassen sich Durchschnittswerte berechnen auf Basis deren eine Aussage über das Ausmaß der Ausgleichszahlungen zwischen den Bilanzkreisen getroffen werden kann. Tabelle 2.7 zeigt die Durchschnittswerte für reBAP und Regelzonensaldo.

Tabelle 2.7: *Durchschnittlicher reBAP und Regelzonensaldo in Abhängigkeit ihrer Vorzeichen im Zeitraum zwischen dem 01.09.2019 und dem 29.02.2020. Die Angaben basieren auf einer eigenen Analyse der Daten von www.regelleistung.net.*

		Saldo Netzregelverbund			
		unterdeckt		überdeckt	
		reBAP in €/MWh	$\text{Saldo}_{\text{NRV}}$ in MW	reBAP in €/MWh	$\text{Saldo}_{\text{NRV}}$ in MW
reBap	positiv	75,4	308,5	15,9	-332,0
	negativ	-80,9	151,0	-40,9	-279,7

Im Referenzzeitraum mussten BKVs durchschnittlich 75,4 €/MWh Ausgleichsenergie bezahlen, wenn der Netzverbundsaldo positiv war und die ÜNBs positive Preise für positive Regelarbeit bezahlen mussten. In diesem Fall betrug der Netzverbundsaldo durchschnittlich 308,5 MW.

Entsprechend sind die anderen Werte der Tabelle zu lesen. War der reBAP positiv lag er durchschnittlich bei 51,9 €/MWh, war er negativ lag er im Mittel bei -41,2 €/MWh (negativer reBAP und unterdeckter Netzregelverbundsaldo hieße negative Preise für positive Regelarbeit und kam in dem halben Jahr nur in 45 Viertelstunden vor). Die vorzeichenbehafteten Mittelwerte lagen für den Netzverbundsaldo bei 307,7 MW und -311,8 MW, der betragsmäßige Durchschnitt bei 309,7 MW.

Meistens müssen EVUs für Fahrplanabweichungen ihre Ausgleichsenergie bezahlen, manchmal erhalten sie Geld für ihre Abweichung. Die tatsächlichen Kosten für Ausgleichsenergie aller Bilanzkreise ergibt sich aus den Kosten für Regelarbeit. Über den gesamten Zeitraum flossen 63,8 Mio. € an Ausgleichsenergie zwischen den BKVs, ÜNBs und Regelarbeitsanbietern. Auf ein Jahr hochgerechnet entspricht dies 128 Mio. €. Davon fließen gemäß Tabelle 2.5 86,2 Mio. € (67,3 %) an die Anbieter von Regelarbeit, sodass 41,8 Mio. € (32,7 %) auf Verrechnungen zwischen den BKVs entfallen. Die realen Preise für Ausgleichsenergie für die BKVs bemessen sich folglich aus den Kosten für Regelarbeit geteilt durch den Netzverbundsaldo. Innerhalb eines Jahres beläuft sich die Ausgleichsenergie auf ca.

$$309,7\,\mathrm{MW} \cdot (24 \cdot 365,25)\,\frac{\mathrm{h}}{\mathrm{Jahr}} \approx 2,715\,\frac{\mathrm{TWh}}{\mathrm{Jahr}}.$$

Entsprechend liegen die realen Kosten für Ausgleichsenergie bei nur

$$\frac{86.200.000\,\frac{€}{\mathrm{Jahr}}}{2,715\,\frac{\mathrm{TWh}}{\mathrm{Jahr}}} \approx 31,7\,\frac{€}{\mathrm{MWh}}.$$

2.4 Weitere Systemdienstleistungen

2.4.1 Betriebsführung

Innerhalb der Betriebsführung überwachen und steuern die Netzbetreiber alle angeschlossenen Lasten und Erzeuger um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Dazu gehören Maßnahmen zur Netzanalyse und zum Netzmonitoring, zum Engpassmanagement sowie zur Koordination der Systemdienstleistungen zwischen den Netzebenen und der Beschaffung von Verlustenergie für die Übertragungsverluste innerhalb ihres Netzes (Deutsche Energie-Agentur, 2014, S. 4 & S. 17).

Engpassmanagement bezeichnet alle Maßnahmen der Netzbetreiber zur Vermeidung von Überlastungen ihrer Netzkomponenten. Netzkomponenten werden überlastet, wenn die Stromflüsse innerhalb eines Stromnetzes, die aus den gehandelten Stromeinspeisungen und -entnahmen am Strommarkt entstehen, zur Verletzung von Strom- und Spannungsgrenzen an bestimmten Orten führen. Maßnahmen gegen Netzengpässen sind Redispatch, Countertrading und Einspeisemanagement (Deutsche Energie-Agentur, 2014, S. 17; Zapf, 2017, S. 51f.).

Redispatch und Countertrading

Unter Redispatch wird die Leistungsanpassung einzelner Erzeuger zur regionalen Verlagerung der Energieeinspeisung mit dem Zweck der Entlastung von Elementen des Übertragungsnetzes durch die ÜNBs verstanden. Auf Basis der Fahrpläne aller Bilanzkreise ermitteln die ÜNBs mit Lastflussberechnungen ob Teile des Stromnetzes am Folgetag überlastet werden können. Nach § 13a EnWG sind Erzeuger mit einer Nennleistung ab 10 MW verpflichtet auf Redispatch-Anforderung des ÜNBs hin ihre Einspeiseleistung anzupassen. Der Paragraph regelt auch, dass die Betreiber der Anlage so zu entschädigen sind, dass ihnen kein wirtschaftlicher Nachteil entsteht. Die eingespeiste Energiemenge bleibt beim Redispatch konstant, lediglich der Ort der Einspeisung ändert sich.

Beim Countertrading werden die ÜNBs selbst im Intraday-Handel aktiv. Sie kaufen oder verkaufen gezielt Strommengen in Abhängigkeit des Ortes des Erzeugers. (Zapf, 2017, S. 52).

Einspeisemanagement

Im Rahmen des Einspeisemanagements können Netzbetreiber Stromerzeugungsanlagen zur Prävention von Netzengpässen abregeln. Gemäß § 9 EEG müssen alle EE mit einer installierten Leistung über 100 kW über technische Einrichtungen verfügen, mit denen der Netzbetreiber die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann. Für PV-Anlagen liegt dieser Wert sogar bei 30 kW. Kleinere Anlagen können entweder ihre Einspeiseleistung auf 70 % Peakleistung begrenzen oder ebenfalls ein Einspeisemanagement-System verbauen.

§ 11 EEG gewährt Betreibern von EE-Anlagen eine Einspeisegarantie in Form einer vorrangigen physikalischen Abnahme, Übertragung und Verteilung ihres Stromes. Um Netzengpässe zu verhindern, erlaubt ihnen § 14 EEG allerdings auch EE-Anlagen abzuregeln. Die Bundesnetzagentur (2011) hat definiert, dass die Abschaltungsreihenfolge der Anlagen unter der Berücksichtigung von Netz- und Systemsicherheitsaspekten, Umweltgesichtspunkten und ihren ökonomischen Auswirkungen vorgenommen wird, sodass EE-Anlagen rechtlich nachrangig abzuregeln sind. Da Netzengpässe besonders häufig im deutschen Stromnetz auftreten, wenn große Windparks in Norddeutschland viel Energie einspeisen, den die Übertragungsnetze nicht imstande sind zu den großen Verbrauchern in den Süden transportieren, ist die Abregelung von Windrädern durch Herausdrehen aus dem Wind nicht selten. Gemäß § 15 EEG müssen Netzbetreiber 95 % der entgangenen Einnahmen durch Einspeisemanagementmaßnahmen den Betreibern von EE-Anlagen erstatten. Abbildung 2.6 zeigt den ansteigenden Verlauf der gezahlten Entschädigungen für die Drosselung der Einspeiseleistung von EE-Anlagen durch die Netzbetreiber.

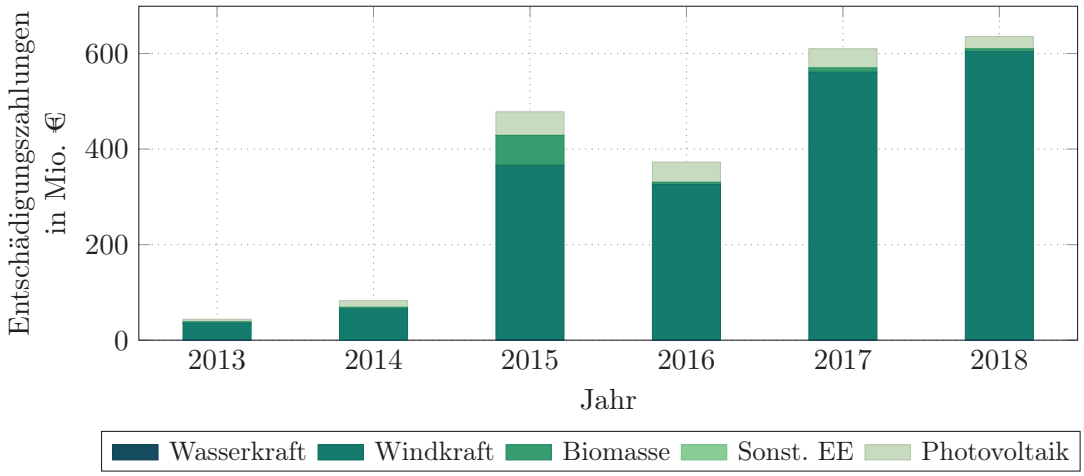


Abbildung 2.6: *Entwicklung der Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG. Die Daten stammen von der Bundesnetzagentur (2015, 2019a). Die Anteile von Wasserkraft und sonstigen EEs sind verschwindend gering.*

Von rund 44 Mio. € im Jahr 2013 haben sich die Entschädigungszahlungen innerhalb von sechs Jahren auf 635 Mio. € mehr als vervierzehnfacht. Davon flossen 2018 rund 95 % an die Betreiber von Windkraftanlagen. Im selben Jahr lag die Ursache für die Eingriffe in 87 % der Fälle in einem Engpass im Übertragungsnetz. In 74 % der Fälle wurden die Gegenmaßnahmen allerdings im Verteilnetz durchgeführt (Bundesnetzagentur, 2015, 2019a).

2.4.2 Spannungshaltung

Ebenso wie die Netzfrequenz ist auch die Spannung eines Stromnetzes nicht statisch. Stromleitungen und andere Komponenten des Stromnetzes weisen ohmsche Verluste auf. Beim Transport von elektrischem Strom fällt an ihnen eine elektrische Spannung ab. Dieser Spannungsabfall ist abhängig von der Stromstärke und der Höhe der ohmschen Verluste. Um die Netzspannung in einem definierten Spannungsbereich zu halten, setzen die Stromnetzbetreiber Maßnahmen zur Spannungshaltung ein. Die Einhaltung der Spannungsgrenzen wird einerseits planerisch durch die Auslegung und den Ausbau der Netzkomponenten sowie durch Anschlussvorgaben für Netznutzer gewährleistet. Andererseits übernehmen während des Betriebs Netzbetriebsmittel Spannungshaltungsmaßnahmen. Von Bedeutung sind hier Anlagen die möglichst nahe am Ort der Spannungsabweichungen die Differenzen durch die Einspeisung von Blindleistung ausgleichen. Diese Aufgabe wird in erster Linie durch konventionelle Kraftwerke erfüllt. Sie kann aber auch von Spulen, Kondensatoren, statischen Kompensatoren, Stufenschaltwerken an Transformatoren, zunehmend von EE, durch Redispatch und Countertrading sowie notfalls mittels Lastabschaltungen ausgeführt werden (Deutsche Energie-Agentur, 2014, S. 102ff.; Zapf, 2017, S.44f.).

Mit der Netzgestaltung, der Verwendung ihrer Netzbetriebsmittel, dem Redispatch und Countertrading können die Netzbetreiber einige Maßnahmen zur Spannungshaltung ohne die Hilfe der anderen Netzakteure durchführen. Darüber hinaus schließen sie bilaterale Verträge, insbesondere mit Betreibern von konventionellen Kraftwerken, die Blindleistung als Dienstleistung zur Verfügung stellen. Es existiert bislang kein offener und transparenter Markt für Blindleistungsdienstleistungen. Die Bundesnetzagentur (2018, S. 17f.) schätzt die Preise für Blindarbeit auf einen mittleren zweistelligen Centbetrag pro Mega-Volt-Ampere-Reaktiv-Stunde. Obere und untere Preisgrenzen sieht sie bei 2,27 €/MVArh und 0,08 €/MVArh.

2.4.3 Versorgungswiederaufbau nach Störungen

Für den Fall eines großflächigen Stromausfalls müssen die Netzbetreiber Notfallpläne ausarbeiten, mit denen die Stromversorgung wiederherzustellen ist. Dabei greifen sie auf schwarzstartfähige Erzeuger zurück, die für ihr Anlaufen keine externe Energie benötigen, also autonom anfahren können. Mithilfe dieser Anlagen wird zunächst ein Inselbetrieb aufgebaut, dem sukzessive Lasten zugeschaltet werden um die Netzfrequenz stabil zu halten. Schwarzstartfähige Kraftwerke sind insbesondere Pumpspeicher- und Gaskraftwerke, deren Anlauf aus Batterien oder Notstromaggregaten gespeist wird (Zapf, 2017, S. 51; Deutsche Energie-Agentur, 2014, S. 16). Da die Entwicklung und Erprobung der Wiederaufbaupläne der Netze durch die Netzbetreiber aufwendig ist und dabei die konkreten Schwarzstarkraftwerke in die Planung miteinbezogen werden, schließen die Netzbetreiber langfristige, bilaterale Verträge mit den Schwarzstarkraftwerken (50Hertz et al., 2019c, S. 13).

2.4.4 Marktgrößen der weiteren Systemdienstleistungen

Abbildung 2.7 fasst den finanziellen Umfang und die zeitliche Entwicklung der weiteren Netzdienstleistung zusammen. Die Ausgaben für die Einspeisung von Blindleistung, das Countertrading und die Vorhaltung der Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken haben verglichen mit der Beschaffung von Ausgleichsenergie, dem Einspeisemanagement und dem Redispatch nur geringes ökonomisches Gewicht. Die Beschaffung von Verlustenergie und Countertrading erfolgt durch die Partizipation am Stromhandel der Netzbetreiber. Blindleistung erbringen die Netzbetreiber zum Teil selbst, zum anderen Teil schließen sie ebenso wie mit Schwarzstartkraftwerken bilaterale Verträge. Beim Einspeisemanagement und Redispatch ordnen die Netzbetreiber Änderungen der Einspeiseleistung in Abhängigkeit des Ortes an. Für alle der weiteren Systemdienstleistungen existiert, im Gegensatz zur Regelleistung, kein offener Markt, auf dem Erzeuger und Verbraucher

ihre Dienstleistungen den Netzbetreibern anbieten können.

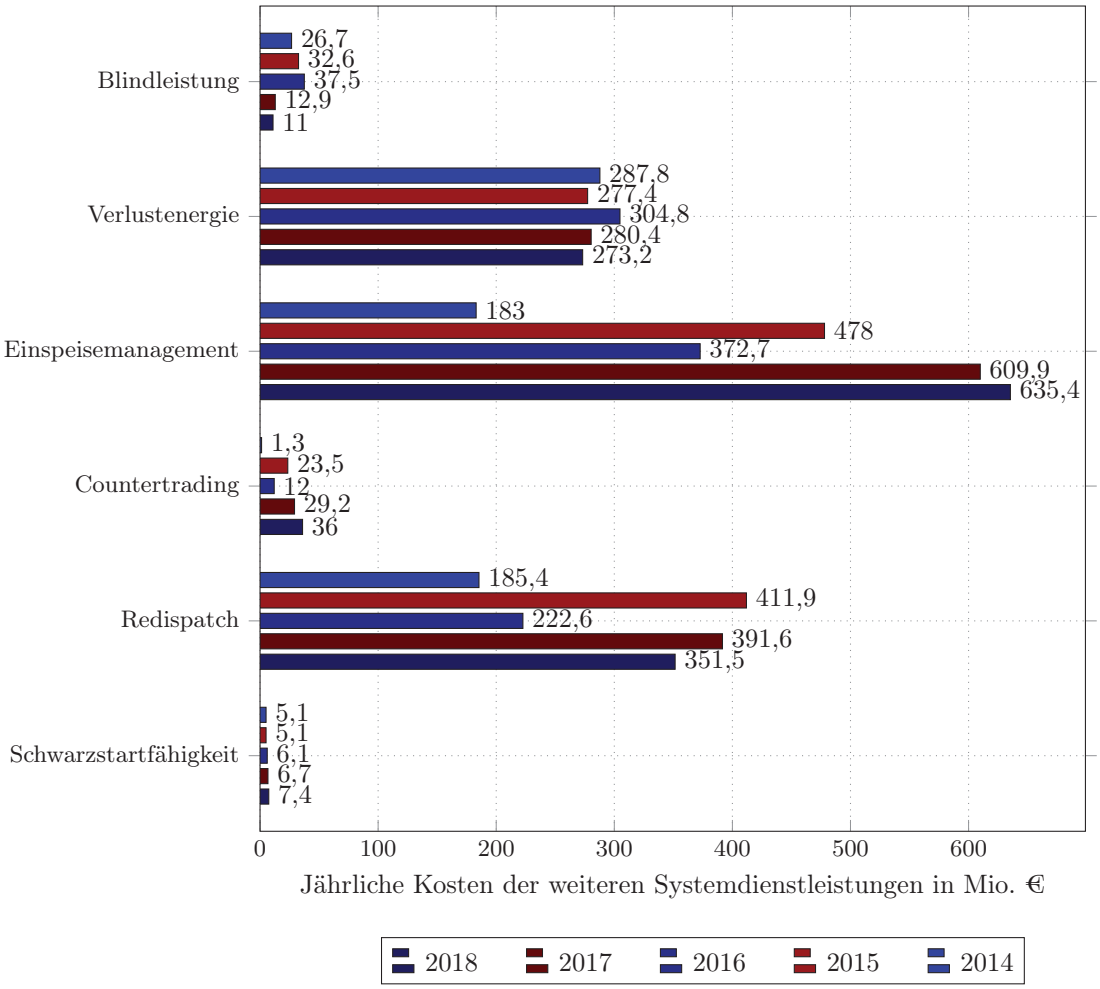


Abbildung 2.7: *Entwicklung der Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG. Die Daten stammen von der (Bundesnetzagentur, 2020, S. 199).*

In den vergangenen Jahren haben die steigenden Kosten für die Systemdienstleistungen und Änderungen im EU-Recht zu Diskussionen über die Einführung von marktwirtschaftlichen Mechanismen für Redispatch-Maßnahmen und die Bereitstellung von Blindleistung geführt (siehe z. B. Hirthund et al. (2019) für marktbasierten Redispatch und Brückl et al. (2016) für marktbasierte Blindleistungsbeschaffung), die sich bisher aber noch nicht in den gesetzlichen Bestimmungen niedergeschlagen haben. In einigen aktuellen Projekten werden lokale Flexibilitätsmärkte erprobt, in denen Verbraucher und teilweise auch Erzeuger auf einem Markt die Flexibilität ihrer Fahrweise zur Verhinderung von Netzengpässen anbieten (siehe z. B. das enera-Projekt in Ostfriesland (Goldkamp und Schallenberg, 2020) oder den Altdorfer Flexmarkt (Zeiselmair et al., 2019)).

2.5 Herausforderungen der Energiewende

2.5.1 Entwicklung des deutschen Strommix

Bis in die 1990er Jahre stützte sich die deutsche Stromerzeugung auf Kohle-, Gas-, Kern- und zu einem geringen Teil auf Wasserkraftwerke. Diese Kraftwerkstypen sind gut steuerbar und ihre Einspeiseleistung damit recht genau prognostizierbar. Gegen Ende der 1990er Jahre begann die Integration von Windrädern in das Stromnetz. Die PV machte erst 10 Jahre später nennenswerte Anteile des Strommix aus. Abbildung 2.8 zeigt die Entwicklung der deutschen Stromproduktion.

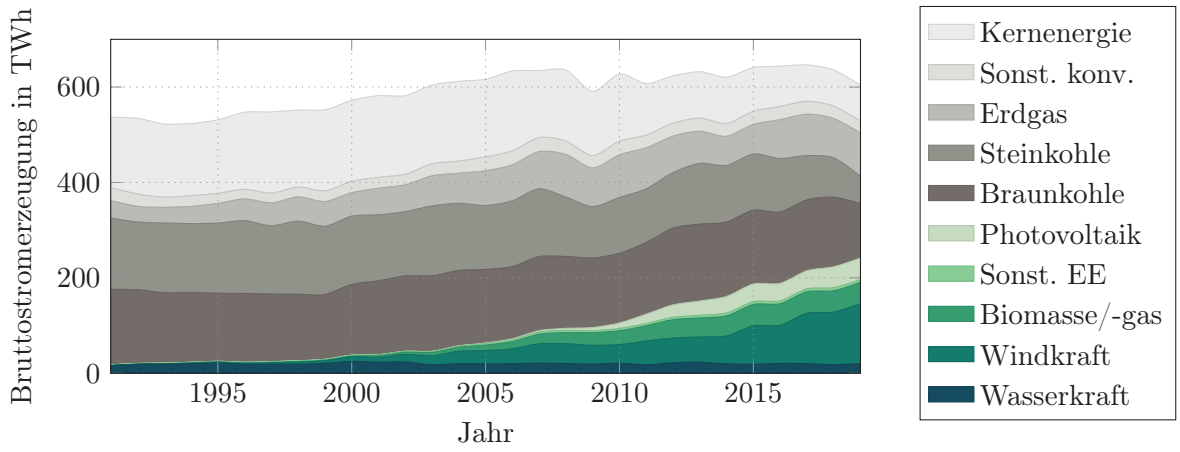


Abbildung 2.8: *Historische Entwicklung des deutschen Strommix. Die Daten stammen vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2020).*

Die Erzeugungszuwächse der fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen sorgten ab Beginn der 2000er für einen wachsenden Stromaustauschsaldo mit den Nachbarländern und ab 2008 für einen Rückgang der Stromproduktion aus Steinkohle. Nach dem Reaktorunfall in Fukushima 2011 wurde der Ausstieg aus der Atomenergie bis zum Jahre 2022 (erneut) beschlossen, sodass seit 2011 der Anteil der Kernenergie am Strommix stetig sinkt. Seit dem Jahr 2014 ist außerdem ein Rückgang der Braunkohleverstromung festzustellen, der alleine von 2018 auf 2019 bei mehr als 20 % lag. Im Jahr 2019 betrug der Anteil von Wind- und Solarenergie an der deutschen Bruttostromproduktion 28,5 %, der Anteil aller EE lag bei 40,2 % (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2020).

Im Klimaschutzplan 2050 setzt die Deutsche Bundesregierung das Ziel, die Energiewirtschaft bis zum Jahr 2050 nahezu vollständig zu dekarbonisieren (Deutsche Bundesregierung, 2016, S. 34). Abbildung 2.9 zeigt eine Prognose des Öko-Institutes zur Entwicklung der deutschen Nettostromproduktion nach Energiequellen bis zum Jahr 2030.
Gemäß dieser Prognose wachsen die Anteile der fluktuierenden EE Windkraft und PV stetig. 2025 soll ihr Beitrag 35,8 % der Stromerzeugung umfassen (Windkraft 26,7 %, PV 9,1 %), 2030 bereits 42,6 % (Windkraft 31,3 %, PV 11,2 %). Die im Klimaschutzplan 2050 formulierten Ziele für 2030 sind ambitionierter. Sie sehen für 2030 einen Anteil von 53,5 % vor (Windkraft 38,1 %, PV 15,3 %). Damit soll ihr Anteil innerhalb von 10 Jahren um etwa 47 % bzw. 25 Prozentpunkte steigen.

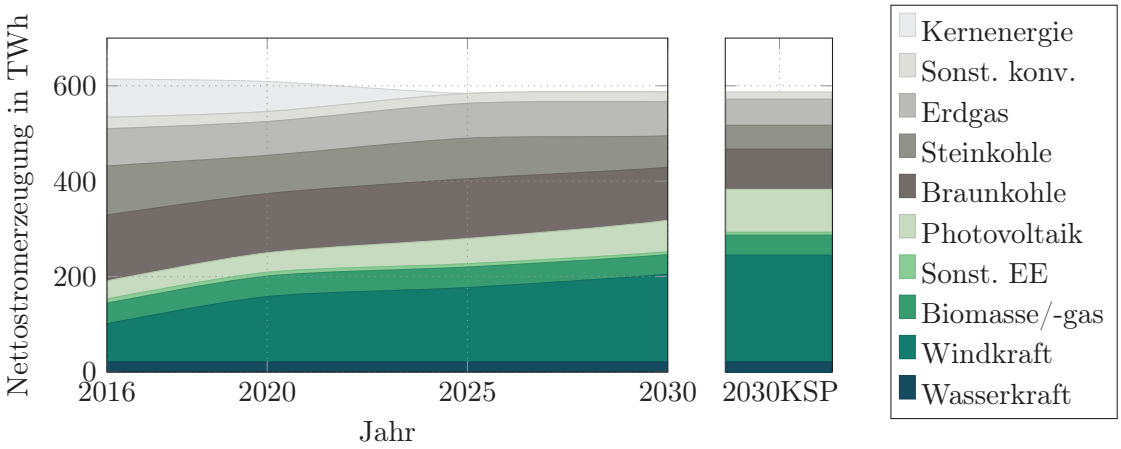


Abbildung 2.9: *Prognostizierte Entwicklung des deutschen Strommix. Die Daten für den Zeitraum 2016 bis 2030 stammen aus dem „Projektionsbericht der Bundesregierung 2019“ (Deutsche Bundesregierung, 2019b, S. 154) und basieren auf Modellrechnungen des Öko-Instituts. Der rechte Balken visualisiert die Zielzusammensetzung gemäß „Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050“ im Jahr 2030 (Deutsche Bundesregierung, 2019a, S. 39).*

2.5.2 Gewährleistung der Versorgungssicherheit vor dem Hintergrund der Energiewende

Für das Stromnetz ergeben sich aus dieser Entwicklung zwei Probleme. Das erste Problem ist eine systematische zeitliche Differenz zwischen Einspeise- und Lastkurve. Dieses Problem wird durch Abbildung 2.10 verdeutlicht.

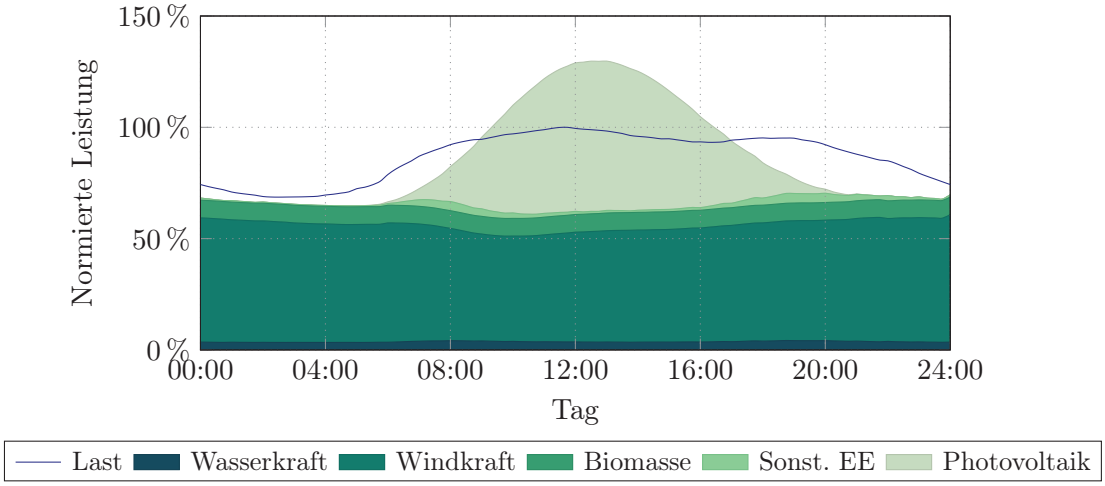


Abbildung 2.10: *Simulation eines Stromsystems basierend auf 100 % erneuerbaren Energien. Zeitlicher Vergleich des täglichen Lastgangs mit der potenziellen Einspeiseleistung. Die Simulation basiert auf den Daten von Burger (2019).*

Die Grafik simuliert den Fall 100 % Strommix aus erneuerbaren Energien. Dabei wird angenommen, der historischen Entwicklung des Strommix folgend, dass die deutschen Potenziale für Wasserkraft weitgehend ausgeschöpft sind und Biomasse und sonstige EE in der Zukunft keine nennenswerten Leistungszugewinne erzielen. Entsprechend werden Windkraft und PV so hochskaliert, dass die gesamte Einspeiseleistung über alle erneuerbaren Erzeugertypen kumu-

liert der Gesamtlast von 2019 im Tagesdurchschnitt entspricht. Bildlich gesehen entsprechen die Flächen der Energiequellen der Fläche unter der Lastkurve. Die Skalierung von Windkraft und PV erfolgt so, dass ihr Verhältnis dem des im Klimaschutzplan 2030 genannten gleicht ($P_{Wind} = 2,49 \cdot P_{PV}$). Die absoluten Leistungen wurden auf die maximale Last-Leistung normiert. Die Abbildung zeigt, dass eine Stromversorgung, die größtenteils auf Windkraft und PV basieren würde, systematische Einspeiseüberschüsse zwischen 10 Uhr und 18 Uhr (Erzeugung durchschnittlich 20,6 % größer als Last) und systematische Einspeisedefizite zwischen 18 Uhr und 10 Uhr (Erzeugung durchschnittlich 11,8 % kleiner als Last) generieren würde. Insgesamt entstünde ein Energiespeicherbedarf von etwa 10 GWh pro Tag.

Das zweite Problem entsteht durch kurzfristige Fluktuationen, die sich nicht in Jahresdurchschnittswerten, sondern kleinen zeitlichen Einheiten zeigen. Abbildung 2.11 simuliert ebenso den Fall 100 % Strom aus EE, allerdings nicht im Jahresdurchschnitt, sondern für die ersten sieben Tage des Jahres 2019.

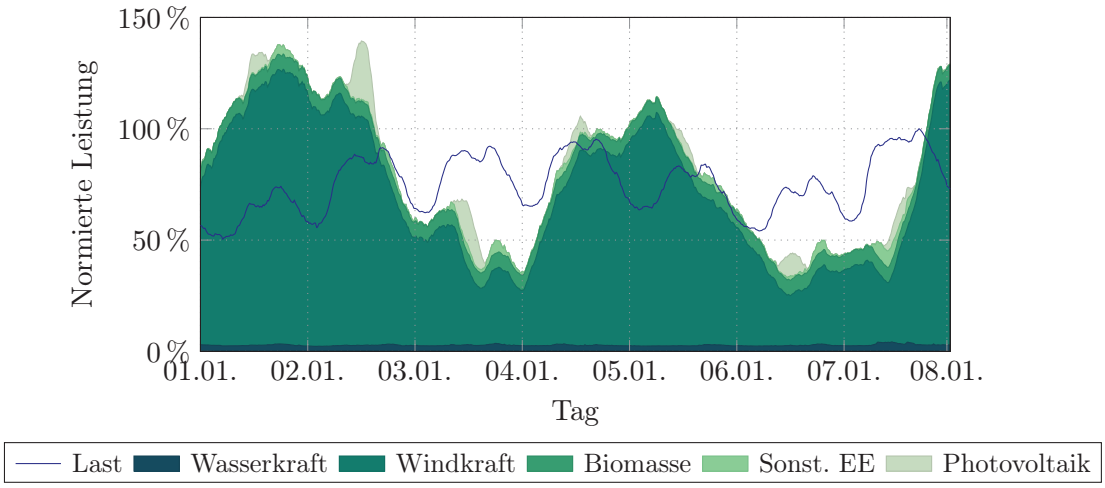


Abbildung 2.11: *Zweite Simulation für ein Stromsystem mit 100 % erneuerbaren Energien. Es wurden keine Mittelwerte gebildet. Betrachtet wird der Zeitraum vom 01. Januar 2019 bis 07. Januar 2019. Die Simulation basiert auf den Daten von Burger (2019).*

Auch hier wurden die Leistungen der Erzeuger so normiert, dass die Einspeiseenergie gleich der Verbrauchsenergie ist (die Fläche sind identisch). Zu sehen ist, dass die in Abbildung 2.10 noch sehr kontinuierlich erscheinende Windkraft auf Tagesbasis starken Einspeiseschwankungen unterliegt. So stieg am 07.01.2019 zwischen 11 Uhr und 22:30 Uhr innerhalb von 11,5 h die Windleistung um 337 % von 8,7 GW auf 38 GW an. In diesem Szenario wäre die Einspeiseleistung im Durchschnitt 40 % vom Verbrauch abgewichen. Unter Berücksichtigung der kurzzeitigen Fluktuationen vergrößert sich der Tagesbedarf für Energiespeicherung innerhalb des beschriebenen Szenarios auf Basis der Daten von 2019 im Jahresdurchschnitt auf 50 GWh pro Tag, Schwankungen innerhalb eines 15 Minutenintervalls außen vor gelassen.

Die steigenden Fluktuationen im Stromnetz durch den erhöhten Anteil der EE am Strommix konnten in den vergangenen Jahren durch stärkere europäische Kooperation und verbesserte Prognosen im Bilanzkreismanagement überkompensiert werden, sodass der Bedarf für Regelleistung und -arbeit zurückgegangen ist. Für die Zukunft wird mit einem Anstieg des Regelleistungsbedarfs gerechnet. Spieker et al. (2016, S. 5ff.) prognostizieren für das Jahr 2035 einen moderaten Bedarfszuwachs auf 2.200 MW negative und 2.400 MW positive SRL. Deutlich stärkeres Wachstum erwarten sie für die Minutenreserve. Für 2035 gehen sie von einem Bedarf von

4.100 MW für negative MRL und 3 900 MW für positive MRL aus. Für die PRL wird keine Änderung zu den heutigen 600 MW erwartet. Stäglich et al. (2017, S. 12f.) gehen ebenfalls von einem gesteigerten Regelleistungsbedarf für SRL und MRL aus. Für 2025 prognostizieren sie einen kumulierten Bedarf für SRL und MRL zwischen 7.000 MW und 10.800 MW und für 2030 8.500 MW bis 13.500 MW.

Für Stromsysteme, die weitestgehend auf EE setzen, existieren mehrere, miteinander kombinierbare Ansätze zur Kompensation der Differenzen zwischen Einspeiseleistung und Last:

1. Die verbleibenden nicht-fluktuierenden Erzeuger regeln gegen die Differenzen der fluktuierenden Erzeuger. Mit der Energiewende verschwindet allerdings ein wesentlicher Teil der regelbaren Erzeuger.

2. Die installierte Leistung erneuerbarer Energiequellen wird so stark überdimensioniert, dass auch bei wenig Wind und kaum Sonneneinstrahlung die verfügbare Energie für die gegebene Last ausreichend ist. In Zeiten normaler Wetterbedingungen werden Anlagen abgeregelt. Aufgrund der hohen Investitionskosten und der hohen Energiemenge, die ungenutzt bleibt, ist dieser Ansatz ineffizient.

3. Die Lastkurve wird der Einspeisekurve angepasst (DSM). Hier zeigt der Verweis auf Tabelle 2.2, dass DSM bisher kaum für Anwender infrage kommt und ihr Anteil an der präqualifizierten Regelleistung bisher gering ist.

4. Energiespeicher werden in Zeiten zu hoher Einspeisung geladen und bei zu niedriger entladen. Bisher werden hauptsächlich Pumpspeicher als Energiespeicher eingesetzt (vgl. Tabelle 2.2), deren Potenzial in Deutschland weitgehend ausgeschöpft ist.

Die Entwicklungen des Strommix in Deutschland zeigen, dass die Energiewende in vollem Gange ist. Die Klimaziele der Bundesregierung für die kommenden Jahre und Jahrzehnte lässt erwarten, dass sich ihr Verlauf fortsetzt. Wie oben gezeigt wird eine der großen Herausforderung das Finden von Alternativen sein, die sich bei immer stärkeren Fluktuationen durch Windkraft und Photovoltaik zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit eignen.

3 Technische Grundlagen der Elektromobilität und Marktentwicklung

Die Elektromobilität hat sich in den vergangenen Jahren enorm gewandelt. Um den Stand der Technik sowie die aktuellen Markt- und Ladeinfrastrukturentwicklungen im Geschäftsmodell zu berücksichtigen, gibt dieses Kapitel hierzu einen Überblick. Zunächst werden die verschiedenen Elektroautovarianten abgegrenzt. Es folgt eine Einführung in die technische Funktionsweise eines Ladesystems. Anschließend werden die Entwicklungen der Absatzzahlen, der ökonomischen Eigenschaften, der Batteriekapazität und Reichweite, der Ladeleistung und der Ladeinfrastruktur beschrieben. Es folgt eine Analyse des Nutzungsverhaltens der Elektroautofahrer. Zuletzt werden die Auswirkungen der zunehmenden Verbreitung der Elektromobilität auf das Stromsystem aufgezeigt.

3.1 Antriebstechnologien moderner Fahrzeuge

In den Geburtsjahrzenten des Automobils, den 1880er bis 1910er Jahren, konkurrierten verschiedenen Antriebstechnologien um die Setzung des dominanten Designs. Die größten Marktanteile entfielen auf Fahrzeuge mit Dampfmaschine, Verbrennungs- oder Elektromotor. Trotz guter Bedienungsfreundlichkeit, hoher Zuverlässigkeit und Effizienzvorteilen konnten sich Elektroautos, angesichts der Reichweiten- und Geschwindigkeitsvorteile von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotoren, zunächst nicht durchsetzen. Seit den 1920er Jahren dominieren Benzin- und später auch Dieselmotoren den Fahrzeugantrieb (Kampker et al., 2018, S. 3ff.).
Im Zuge wachsender Wachstumsskeptik und der Ölkrisen in den 1970er und 1980er Jahren wurden ersten Versuche zur Reetablierung unternommen. Mehr Dynamik erhielt die Elektroautoentwicklung 1990 durch den kalifornischen Clean Air Act und das Zero Emission Mandate. Die Gesetzgebung sah vor, dass bis 1998 mindestens 2 %, bis 2003 sogar 10 % aller Neufahrzeuge emissionsfrei fahren sollten. Das Gesetz zwang Automobilhersteller zunächst zur Entwicklung von Elektrofahrzeugen, ehe es entschärft wurde. Erst die bahnbrechenden Fortschritte der Lithium-Ionen-Batterietechnik ließ in den 2000ern die Hoffnung auf Elektroautos wachsen, die zukünftig ebenbürtige Reichweiten und Leistungen erreichen wie Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor (Kampker et al., 2018, S. 11ff.).

Noch immer ist der Verbrennungsmotor die dominante Antriebsart in Fahrzeugen. Die eingesetzten Technologiearten sind in den vergangenen Jahren aber wieder diverser geworden. Abbildung 3.1 zeigt ihre wichtigsten Unterscheidungsmerkmale.

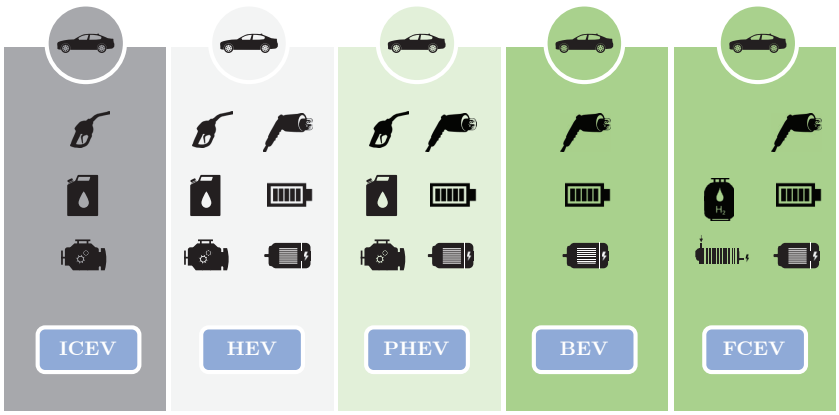


Abbildung 3.1: *Vergleich von Fahrzeugtypen nach ihrer Antriebstechnologie.*

Hybrid-elektrische Fahrzeuge (Engl. Hybrid Electric Vehicle, HEV) tanken ebenso wie Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor (Engl. Internal Combustion Engine Vehicle, ICEV) flüssigen Kraftstoff, speichern ihn in einem Tank, entzünden ihn unter Sauerstoffzufuhr in den Kolben ihres Verbrennungsmotors und Erzeugen aus der Wärmeausdehnung die Fahrzeugbewegung. Zusätzlich verfügen HEVs über eine kleine Hochvoltbatterie (HV-Batterie) und einen Elektromotor. Beim Bremsen wird die Bewegungsenergie des Autos per Rekuperation in elektrische Energie umgewandelt, die zum Laden der HV-Batterie genutzt wird. Plug-in-hybrid-elektrische Fahrzeuge (Engl. Plug-in-Hybrid Electric Vehicle, PHEV) besitzen größere HV-Batterien und die Möglichkeit sie extern zu laden. Batterie-elektrische Fahrzeuge (Engl. Battery Electric Vehicles, BEV) haben eine große HV-Batterie, die in erster Linie extern, aber auch durch Rekuperation geladen wird. Das Auto wird ausschließlich durch den (z. T. auch mehrere) Elektromotor angetrieben. Fahrzeuge mit Brennstoffzelle (Engl. Fuel Cell Electric Vehicle, FCEV) besitzen neben einer kleinen HV-Batterie zusätzlich einen Wasserstofftank. Der Wasserstoff wird in einer Brennstoffzelle in Strom umgewandelt, der zum Laden der HV-Batterie verwendet wird.
Alle HEVs, PHEVs, BEVs und FCEVs werden im Folgenden als Elektroauto (Engl. Electric Vehicle, EV) aufgefasst. Alle EVs, die extern geladen werden können, werden als Plug-in-Elektroautos (Engl. Plug-in Electric Vehicle, PEV) bezeichnet.

3.2 Laden von Elektroautos

Kleine Ladungsmengen gewinnen moderne Elektroautos während der Fahrt durch Rekuperation wieder. Neben PHEVs und BEVs können auch HV-Batterien der meisten FCEVs durch eine externe Spannungsquelle geladen werden. Alle PEVs mit relevantem Marktanteil können mit Wechselstrom (Engl. Alternating Current, AC) geladen werden, die meisten BEVs außerdem mit Gleichstrom (Engl. Direct Current, DC). Zum Laden eines PEVs reicht bereits eine herkömmliche 230 V-Steckdose und ein passendes Ladekabel. Schukosteckdosen können dauerhaft Strom mit maximal 230 V und 10 A liefern, sodass die Ladeleistung auf 2,3 kW begrenzt ist. CEE-Steckdosen ermöglichen 16 A Dauerstrom und bis zu drei Phasen. Höhere Ladeleistungen können durch Wallboxen und AC-Ladesäulen zur Verfügung gestellt werden. Sie werden direkt mit den Phasen des dreiphasigen NS-Netzes verbunden. Je nach Anschlussdimensionierung variiert die maximale Stromstärke einer Phase. In Deutschland gängig sind Anschlüsse von 16 A, über 32 A bis hin zu 63 A. Wallboxen und AC-Ladesäulen können an eine oder mehrere Phasen angeschlossen sein. Sind pro Phase 16 A möglich, leistet eine einphasige Wallbox etwa 3,7 kW, dreiphasig sind 11 kW verfügbar. Bei einem 32 A-Anschluss verdoppeln sich diese Werte. Mit einem 63 A-Anschluss sind dreiphasig maximal 43 kW AC-Laden möglich. DC-Ladesäulen können auch Leistungen über 50 kW bieten. Hochleistungsladesäulen (Engl. High Power Charger, HPC) erreichen heute Spitzenleistungen bis zu 350 kW. Das Laden mit Leistungen unter 22 kW wird gemäß Ladesäulenverordnung § 2 als Normalladen, ab 22 kW als Schnellladen definiert.

3.2.1 Ladesystemtechnik

Abbildung 3.2 zeigt einen simplifizierten Schaltplan eines Ladesystems, bestehend aus den wichtigsten elektrischen Komponenten: dem Stromnetz, der Ladesäule oder Wallbox (Engl. Electric Vehicle Supply Equipment, EVSE) und einem BEV.

Das EVSE ist in der Regel mit dem NS-Netz verbunden. Das Stromnetz liefert AC mit 230 V Strangspannung (eine Phase) und 400 V verketteter Spannung (drei Phasen). Batterien können nur mit DC geladen werden. Ihre Nennspannung liegt zwar üblicherweise im Bereich von 400 V, variiert aber zwischen den Modellen. Zudem muss während des Ladevorgangs die Ladespannung angepasst werden. Zur Sicherstellung eines ordnungsgemäßen Ladevorgangs bedarf es daher mehrerer elektrischer Komponenten.

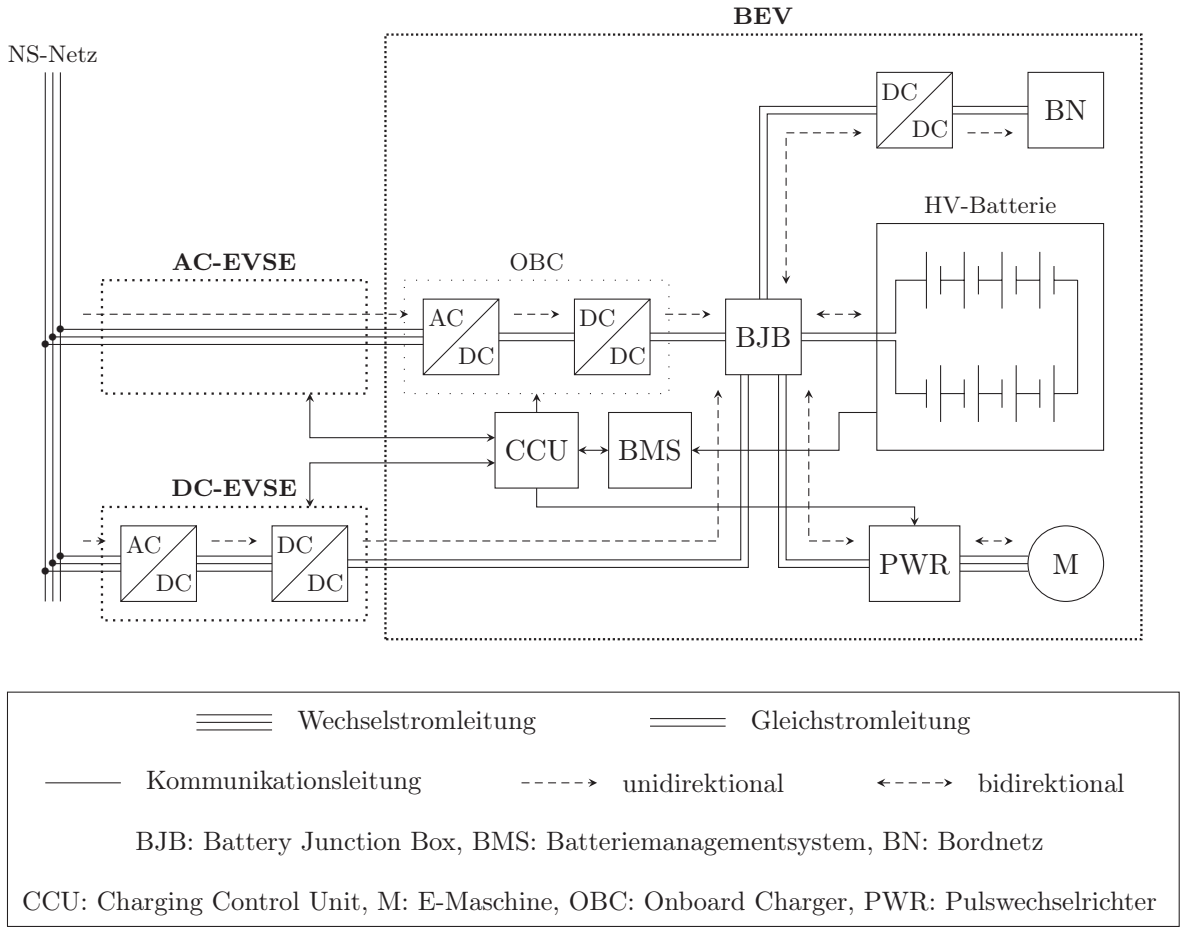


Abbildung 3.2: *Simplifiziertes, konduktives, unidirektionales Ladesystem aus Niederspannungsnetz, AC- oder DC-EVSE und BEV. Darstellung in Anlehnung an Lawson (2018) und Garbe (2019, S. 21).*

Beim Laden mit AC-EVSE erfolgt die Gleichrichtung des Stromes nicht durch das EVSE, sondern innerhalb des Fahrzeugs durch das On-Board-Ladegerät (Engl. On-Board Charger, OBC). Wallboxen und Ladesäulen verfügen über elektrische Sicherheitsschaltungen und ein System zur Kommunikation mit dem Fahrzeug. Bei öffentlichem, kommerziellem EVSE liegt ein Mess- und Abrechnungssystem vor, privat genutzte bieten zum Teil einen Stromzähler. Eine Anbindung an das Internet ist für die Identifikation des Benutzers und die Abrechnung erforderlich, ermöglicht das Fernsteuern und -überwachen, sowie eine Verfügbarkeitsanzeige im öffentlichen Einsatz (Parchomiuk et al., 2019). Den Strom leitet das AC-EVSE vom Netz über die Ladedose an das Fahrzeug weiter. Bei einer einphasigen Anbindung ist ihre Ausgangsspannung gleich der Strangspannung von 230 V, bei dreiphasigem Anschluss gleicht sie der verketten Spannung von 400 V. Die zwei wichtigsten Funktionen des OBCs sind die Gleichrichtung des eingehenden ACs zu DC und die anschließende Anpassung des Spannungsniveaus durch einen Gleichspannungswandler. Mit steigender Ladeleistung wachsen die Anforderungen an das Ladegerät. Höhere Leistungen führen zu teureren und schwereren Ladegeräten. Um Ladeleistungen ab 50 kW zu ermöglichen und Kosten zu reduzieren, werden das Gleichrichten und die Spannungswandlung beim DC-Laden von der Ladesäule übernommen. Der Ausgangsstrom der Ladesäule ist bereits DC und auf dem richtigen Spannungsniveau, sodass der OBC umgangen wird.
Die Battery Junction Box (BJB) trennt und verbindet die HV-Batterie mit den Ladesträngen. Während des Fahrzeugeinsatzes schaltet sie die Stromversorgung zum Antriebsstrang durch.

Moderne EV setzen Wechselstrommaschinen ein. Zwischen HV-Batterie und der E-Maschine befindet sich ein Pulswechselrichter (PWR), der den DC der HV-Batterie zu AC wandelt und durch die Steuerung der Frequenz und Spannung die Leistung im Motorbetrieb festlegt. Während des Bremsens agiert die E-Maschine als Generator. Der PWR wandelt den erzeugten AC in DC um und führt die Energie wieder der Batterie zu. Über die BJB und einen weiteren Gleichspannungswandler werden zudem die Verbraucher des Bordnetzes (BN) mit der Energie der HV-Batterie gespeist (Lawson, 2018; Garbe, 2019, S. 20f.).

3.2.2 Vorgänge beim Laden

Lithium-Ionen-Akkus werden per Constant-Current-Constant-Voltage-Verfahren (CCCV) geladen, dessen Prinzip Abbildung 3.3 zeigt.

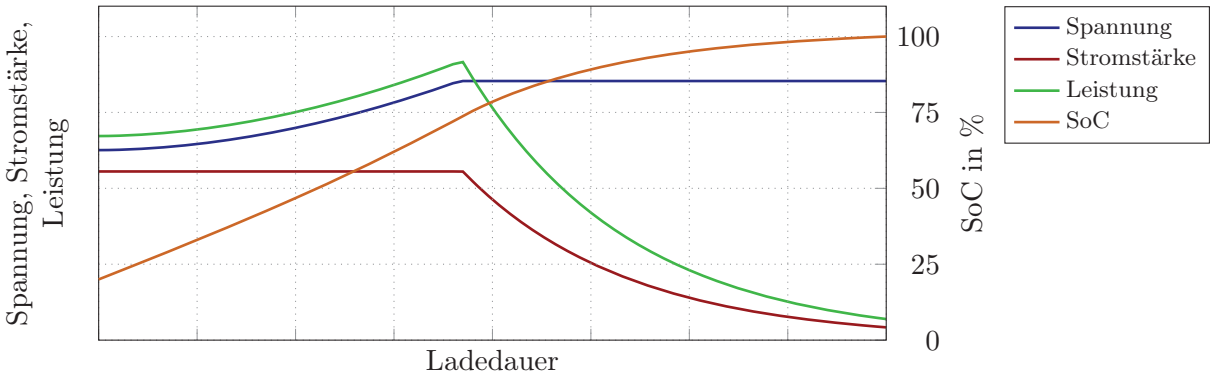


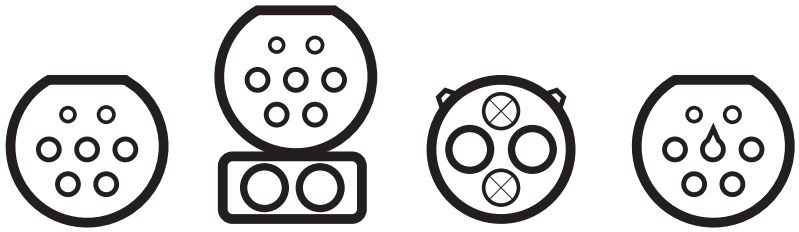
Abbildung 3.3: *Qualitative Darstellung der Ladeparameter beim CCCV-Verfahren. Abbildung in Anlehnung an Schulz (2014).*

Die Leistung, mit der ein PEV geladen wird, ist abhängig von verschiedenen Faktoren. Sie bestimmt sich aus dem Minimum der Ladeleistung des EVSEs und den Leistungsobergrenzen des OBCs (beim AC-Laden), der BJB sowie der HV-Batterie. Zum Schutze der Komponenten, insbesondere der HV-Batterie, unterliegt der Ladevorgang den Begrenzungen des Batteriemanagementsystems (BMS), das das Laden mit Stromstärke-, Spannungs- und Temperatursensoren überwacht. Die Regelung des Ladevorgangs erfolgt durch den Laderegler (Engl. Charging Control Unit, CCU). Hohe Lade- und Entladeströme heizen die HV-Batterie, insbesondere bei hohen Außentemperaturen und mangelhafter Batteriekühlung, auf. Bei hohen Zelltemperaturen oder Zellspannungen geht in den Batteriezellen irreversibel aktives Lithium durch Oberflächenreaktionen verloren; die Zellen erleiden Kapazitätsverluste (Lang, 2018). Sie werden daher zunächst mit der maximalen Stromstärke geladen, die Ladegerät und EVSE ermöglichen und die nicht die Zellen schädigt. Mit zunehmendem Ladefüllstand der Batterie (Engl. State of Charge, SoC) muss die Ladespannung erhöht werden, um den Strom konstant zu halten, sodass die Ladeleistung steigt. Die Ladeschlussspannung ist jene Spannung, mit der die Zellen maximal aufgeladen werden können. Ist sie erreicht, wird die Spannung konstant gehalten. Aufgrund der geringer werdenden Differenz zwischen Ladespannung und Zellspannung sinkt der Stromfluss und mit ihm die Ladeleistung. Die Ladeleistung beginnt zwischen 70 % und 80 % SoC abzusinken. Beim Unterschreiten eines Minimalstromes wird der Ladevorgang beendet (Schulz, 2014, S. 125f.).

3.2.3 Ladestandards

Die Internationale Elektrotechnische Kommission (IEC) definiert in der Norm IEC 62196-1 vier Lademodi, die in Deutschland als DIN-Norm DIN EN 62196 gültig sind. Die ersten beiden Modi

betreffen das Laden an Schuko- oder CEE-Steckdosen. Beim Mode-1-Laden findet keine Kommunikation zwischen Spannungsquelle und Auto statt, bei Mode 2 enthält das Ladekabel eine Steuereinheit, die mit dem Fahrzeug kommuniziert und eine Fehlerstrom-Schutzeinrichtung bietet. Mode 3 umfasst das Laden an einer Wallbox oder AC-Ladesäule. Fahrzeugseitig hat sich für alle AC-Lademodi der Typ-2-Stecker (nach dem Hersteller auch Mennekes-Stecker genannt) etabliert. Abbildung 3.4 zeigt die Steckertypen mit der höchsten Verbreitung in Europa.



Steckername	IEC Typ 2	Combo 2	CHAdeMO	Tesla Typ 2 EU
AC/DC	AC	AC & DC	DC	AC & DC

Abbildung 3.4: *Bildliche Darstellung der Ladesteckervarianten aufseiten des PEVs.*

Bei Mode 3 kommunizieren EVSE und PEV unter Verwendung des Typ-2-Steckers in der Regel gemäß der IEC Norm 61851. Über die Kommunikationskontakte kann das EVSE dem PEV den maximal verfügbaren Ladestrom mitteilen. Das Fahrzeug kann seinerseits seine Ladebereitschaft signalisieren und den vom BMS errechneten Ladestrom gemäß CCCV-Verfahren vom EVSE anfordern und somit die Ladeleistung steuern. Optional kann die ISO Norm 15118 eingesetzt werden, die eine umfangreiche Kommunikation zwischen Fahrzeug und EVSE ermöglicht. Diese beinhaltet beispielsweise die Übermittlung des Energiebedarfs, der geplanten Ladedauer sowie Preis- und Abrechnungsinformationen.
Die Combo-2-Buchse vereint eine Typ-2- und eine darunter liegende DC-Buchse und ermöglicht damit sowohl ein- bis dreiphasiges AC-Laden AC als auch DC-Laden. Als Ladestandard kommt das Combined Charging System (CCS) zum Einsatz. Laden mit DC ist als Mode 4 definiert. Die Kommunikation findet bei CCS stets auf Basis der ISO Norm 15118 per PowerLAN statt (Dorrmann, 2020, S. 11; Mouli et al., 2016, S. 1). In Europa hat sich CCS als Standard etabliert. Fahrzeuge, die kein DC-Laden anbieten, verfügen hingegen nur über eine Typ-2-Buchse.
Tesla hat das Model X und Model S in Europa mit einer eigenen Variante der Typ-2-Buchse ausgestattet. Über ihn können die Fahrzeuge an gewöhnlichen europäischen AC-Ladesäulen mit Typ-2-Stecker geladen werden. An den europäischen Tesla Superchargern kann durch eine gesonderte Kontaktierung die gleiche Buchse zum DC-Laden verwendet werden. Das seit Anfang 2019 auch in Europa erhältliche Tesla Model 3 wurde hingegen mit einer Combo-2-Buchse ausgestattet. Im Zuge dessen werden die Supercharger um diesen Anschluss erweitert, bleiben allerdings exklusiv Tesla-Fahrern vorbehalten. In Japan hat sich für DC-Laden der Standard CHAdeMO etabliert, der über ein eigenes Buchse-Steckersystem verfügt und per CAN-Bus umfangreiche Kommunikation zwischen Fahrzeug und EVSE ermöglicht (Mouli et al., 2016, S. 1ff.). Der auch in Deutschland populäre Nissan Leaf verfügt nicht über eine Combo-2-Buchse. Er kann AC per Typ-2-Stecker und DC nur an Ladesäulen geladen werden, die CHAdeMO unterstützen.

Um eine Interoperabilität herzustellen, hat die EU in der Richtlinie 2014/94/EU Bestimmungen zum Einsatz der Ladesteckervarianten an öffentlichen Ladesäulen erlassen. AC-Ladesäulen müssen mindestens mit einem Anschluss des Typs 2 ausgerüstet werden. DC-Ladesäulen müssen

mindestens über eine CCS-Kupplung verfügen. Eine Wallbox oder Ladesäule kann verschiedene Ladestandards unterstützen sowie mehrere PEVs gleichzeitig laden und damit mehrere Ladepunkte besitzen. Ein CHAdeMO-Ladepunkt kann öffentlich daher nur angeboten werden, wenn mindestens auch ein CCS-Ladepunkt vorhanden ist.

3.3 Entwicklung des Marktes für Elektroautos

Automobilhersteller konnten in den vergangenen Jahren beachtenswerte Fortschritte bei den technischen Eigenschaften elektrischer Fahrzeuge erzielen. Die Technologie steht an der Schwelle zur Reife für den Massenmarkt. Entsprechend groß ist das Wachstum der Neuzulassungszahlen. Tabelle 3.1 gibt einen Überblick zu den Zulassungszahlen und dem Bestand von Elektroautos in Deutschland.

Tabelle 3.1: *Zahlen des Kraftfahrtbundesamtes zu den Neuzulassungen und dem Bestand von Elektroautos in Deutschland im Jahr 2019 (Kraftfahrtbundesamt, 2019b, 2020a, 2020b). Die Angaben zum Wachstum beziehen sich auf den Vergleich mit den Neuzulassungen im Jahr 2018. Der Bestand aller Pkws lag Anfang 2019 bei rund 47 Mio.*

	Neuzulassungen 2019			Bestand 2019
	Absolut	Wachstum in %	Marktanteil in %	Absolut
HEV	193.902	96,3	5,5	469.382
PHEV	45.348	44,2	1,3	112.423
BEV	63.281	75,5	1,8	175.400
$\sum$ PEV	108.629	60,9	3,1	287.823
$\sum$ EV	302.531	82,0	8,6	757.205

Im Vergleich zu 2018 sind die Neuzulassungen aller Elektroautotypen stark gewachsen. Noch sind ihre Marktanteile und Anteile am Bestand allerdings gering. Die Anzahl neu zugelassener FCEVs lag unter der Ausweisungsgrenze des Kraftfahrtbundesamtes (KBA).

Kapitel 4 zeigt, dass zur Anwendung von Smart Charging und Vehicle-to-Grid insbesondere Fahrzeuge mit großen Batteriekapazitäten infrage kommen. Wegen der fehlenden Möglichkeit zum externen Aufladen ist Smart Charging und Vehicle-to-Grid mit HEVs nicht möglich. FCEV besitzen geringe HV-Batteriegrößen und für sie werden in den nächsten Jahren keine nennenswerten Marktanteile erwartet (Agora Verkehrswende, 2020, S. 13). Smart Charging und Vehicle-to-Grid sind mit PHEVs grundsätzlich möglich. Aufgrund der geringeren Batteriekapazität sind sie aber weniger geeignet als BEVs. Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich daher primär auf batterieelektrische Fahrzeuge.

Abbildung 3.5 zeigt die Entwicklung der BEV-Neuzulassungen in Deutschland seit 2012. Die Absatzzahlen sind seit dem Jahre 2012 exponentiell gewachsen. Gemäß der Zulassungszahlen des KBAs wurden 2012 noch keine 3.000 BEVs pro Jahr verkauft, 2016 waren es 11.410 und im Jahr 2019 63.281. Eine exponentielle Regression über die acht vergangenen Jahre zeigt ein Bestimmtheitsmaß von 0,97. Setzt sich das exponentielle Wachstum der Neuzulassungszahlen bis 2022 unverändert fort, würden im Jahr 2022 mehr als 180.000 BEVs neu zugelassen werden. Das entspräche bei gleichbleibendem Neufahrzeugvolumen von etwa 3,6 Mio. Pkws pro Jahr einem Marktanteil von etwa 5 %. Der Gesamtbestand läge dann bei rund 510.000 BEVs. Bis zum Jahre 2030 strebt die Deutsche Bundesregierung gemäß dem Klimaschutzprogramm 2030 einen Gesamtbestand von sieben bis zehn Mio. Elektrofahrzeugen an (Deutsche Bundesregierung, 2019a, S. 76).

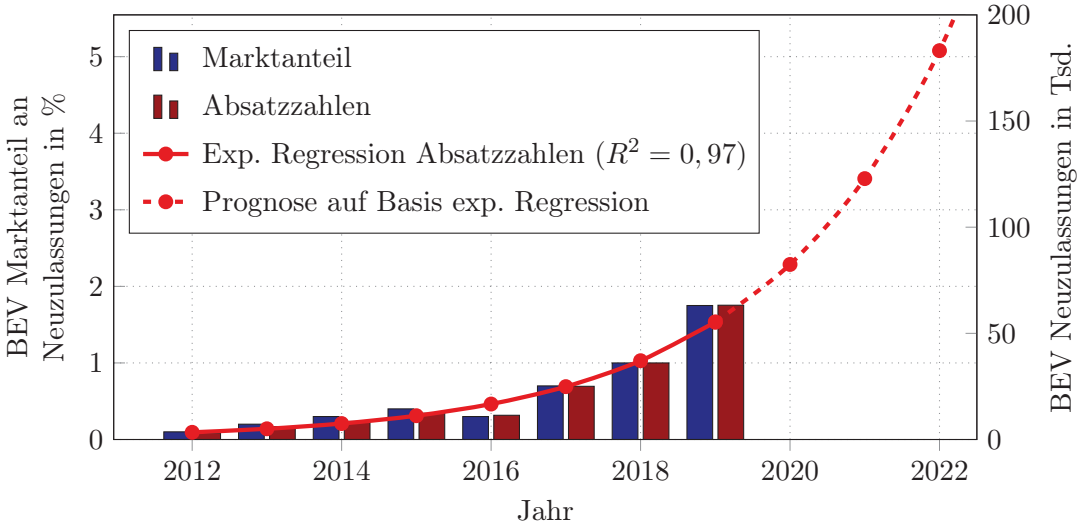


Abbildung 3.5: *Marktanteil und Absatzzahlen für BEV wachsen exponentiell in Deutschland. Die Daten stammen vom Kraftfahrtbundesamt (2020a).*

Abbildung 3.6 zeigt die Ergebnisse einer Umfrage bzgl. der am häufigsten genannten Gründen gegen den Kauf eines Elektroautos in Deutschland, in Auftrag gegeben vom Bundesverband der Energie -und Wasserwirtschaft. Sowohl im Juli 2018, als auch im Januar 2019 waren die top drei Gründe „zu hohe Anschaffungskosten“, „zu geringe Reichweite“ und „zu wenig öffentliche Ladestationen“. Die beiden zuletzt genannten Gründen verzeichneten von Juli 2018 bis Januar 2019 eine rückläufige Nennungshäufigkeit.
Ob das Ziel der Bundesregierung erreicht wird, ist heute noch nicht zu beantworten. Es ist stark davon abhängig, ob die Bedenken der Kunden bestehen bleiben. Die Erfolgsaussichten von Geschäftsmodellen im Bereich der Elektromobilität sind wesentlich von der wachsenden Technologieattraktivität und der damit einhergehenden Marktdiffusion abhängig. Das Erlöspotenzial für den Einsatz von Smart Charging und Vehicle-to-Grid ist vom Erfolg der Marktdiffusion abhängig sowie von Entwicklung technischen und infrastrukturellen Entwicklungen. Die folgenden Abschnitte beschreiben und analysieren die Entwicklungen in den Bereichen Batteriekapazität, Fahrreichweite, Ladeleistung, Anschaffungskosten und Ladeinfrastruktur.

3.4 Anschaffungskosten und Total Costs of Ownership

Seit mehreren Jahren untersuchen Studien die Gesamtbetriebskosten (Engl. total cost of ownership, TCO) von EVs und vergleichen sie mit denen von ICEVs. Die technischen Eigenschaften von EVs waren in den vergangenen Jahren hoch dynamisch. Mit den steigenden Produktionsmengen erhöhen sich für die Hersteller die Skaleneffekte in der Produktion und Beschaffung. Die Lithium-Ionen-Batterie ist in einem PEV mit Abstand die teuerste Komponente. In den vergangenen Jahren unterlagen die Preise für Lithium-Ionen-Batterien einem rapiden Preisrückgang.
Abbildung 3.7 zeigt die Entwicklung der Lithium-Ionen-Batteriepreise basierend auf dem BloombergNEF 2019 Battery Price Survey. Die Kosten unterlagen innerhalb der vergangenen elf Jahre einer exponentiellen Abnahme von etwa 1.075 €/kWh um fast 90 % auf knapp 120 €/kWh. Eine 50 kWh-Batterie kostet die Automobilhersteller heute um die 7.200 € statt mehr als 50.000 € im Jahr 2011. Im gleichen Zeitraum ist die Energiedichte der Batterien etwa um den Faktor zwei gestiegen (Field, 2020). Entsprechend verbauen die Hersteller größere Batterien in den Fahrzeugen (vgl. Sektion 3.5) und können die EVs zu geringeren Preisen anbieten.
Die Studien der vergangenen Jahre haben für Elektroautos höhere TCOs ermittelt als für ver-

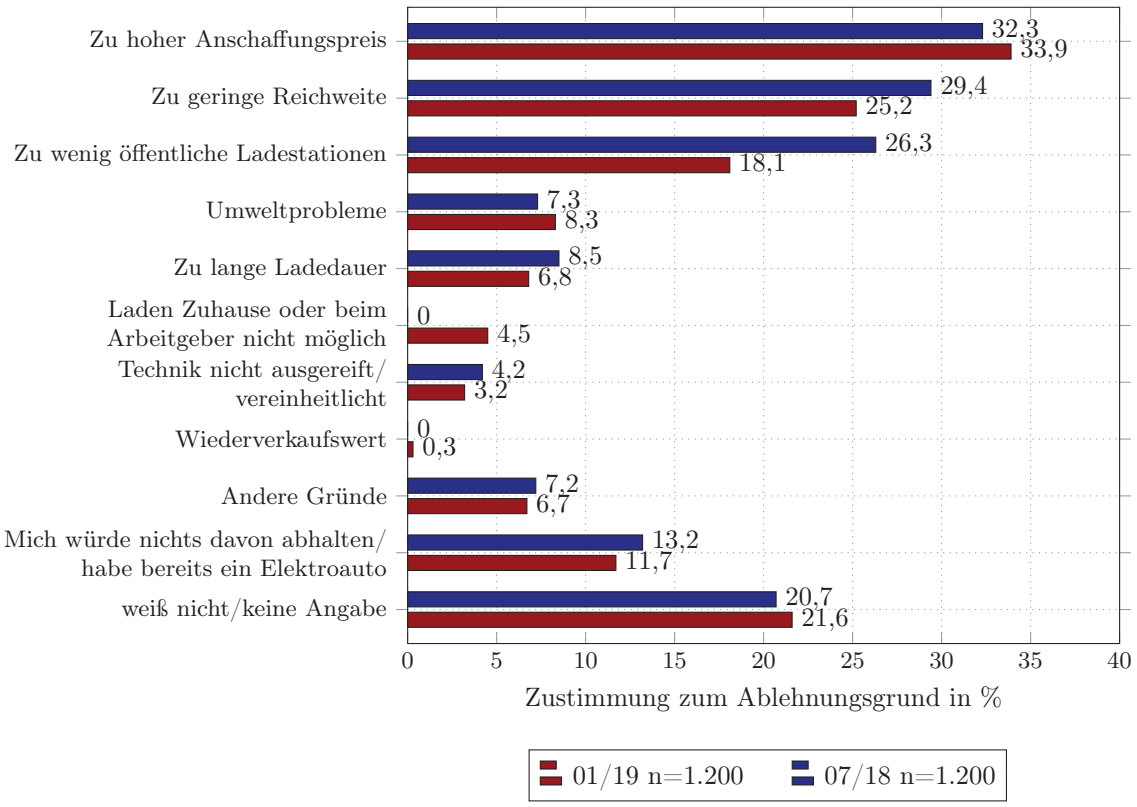


Abbildung 3.6: *Umfrage zu den Gründen gegen den Kauf eines Elektroautos. Gefragt wurde: „Stellen Sie sich einmal vor, Sie würden sich für ein Elektroauto interessieren oder haben bereits über den Kauf eines Elektroautos nachgedacht. Welche Gründe könnten Sie davon abhalten, ein solches Auto zu kaufen?“ Eine Mehrfachantwort war möglich. Die Daten stammen von Bantle und Metz (2019).*

gleichbare ICEVs. Neuere Vergleiche zeigen ein weniger eindeutiges Bild. Bubeck et al. (2016, S. 75) haben vor vier Jahren ermittelt, dass es in Deutschland Subventionierungen im Bereich von 9.400 € bis 19.800 € benötigt, um die TCO-Nachteile eines BEVs gegenüber einem ICEV auszugleichen. Gemäß Danielis et al. (2018, S. 274) lagen in Italien die TCOs von BEVs bei einem direkten Kaufbonus von 5.000 € und jährlichen Subventionierungen in Höhe von 400 € noch immer knapp über denen ICEVs. Für Irland berechneten Weldon et al. (2018), dass BEVs bei einer Kaufprämie von 5.000 € und der Befreiung der 14 % bis 36 % des Listenpreises umfassenden Zulassungssteuer kostenkompetitiv zu ICEVs waren.

Franckx (2019) hat die TCOs von BEVs, Benzin- und Dieselfahrzeugen über drei Fahrzeugklassen hinweg basierend auf realen Fahrzeug- und Fahrzeugmarktdaten, Versicherungskosten und Steuerraten des Jahres 2017 in Belgien berechnet. Gemäß seiner Rechnung können BEVs abhängig von der Fahrzeugklasse, der Fahrleistung und Fahrzeuglebensdauer die wirtschaftlichste Option sein. In dem Modell von Franckx wurden steuerliche Erleichterungen für BEVs in den TCOs berücksichtigt. Bei einer jährlichen Laufleistung von 10.000 km und einer Nutzungsdauer von 15 Jahren ermittelt er für BEVs in den Segmenten Klein- (ca. 48.000 €) und Mittelklassewagen (ca. 60.000 €) vergleichbare TCOs wie für Benzin- und Dieselfahrzeuge. In der Oberklasse schnitten BEVs (ca. 118.000 €) etwas besser als Benziner (ca. 122.000 €) ab; für Fahrzeuge mit Dieselmotor (ca. 90.000 €) wurden geringere Gesamtbetriebskosten ermittelt. In einer Sensitivitätsanalyse erwiesen sich BEVs ab einem Kilometerstand von mindestens 160.000 km über acht Jahre oder 120.000 km über zwölf Jahre als die wirtschaftlichste Option.

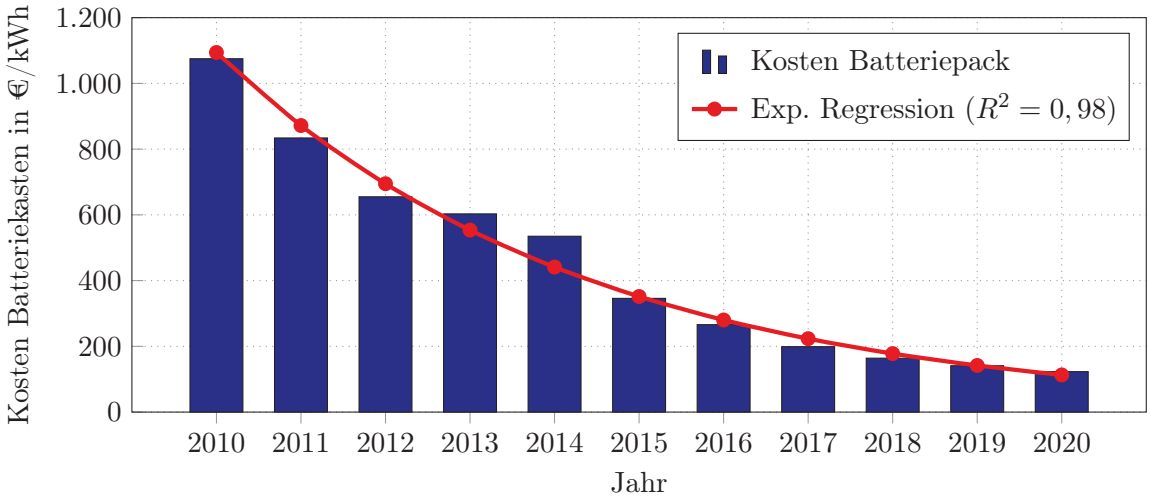


Abbildung 3.7: *Entwicklung der Kosten für den Batteriekasten eines Elektroautos (Field, 2020). Die Kosten werden inflationsbereinigt für den Geldwert im Jahr 2019 angegeben und wurden mit einem Wechselkurs von* $1\,€ = 1,1\,\$$ *umgerechnet.*

BEVs weisen geringere Kraftstoffkosten und, mit Ausnahme bei einigen großen Fahrzeugmodellen, kleinere Wartungskosten auf als ICEVs (Bubeck et al., 2016; Letmathe und Suares, 2017; Franckx, 2019). Entsprechend lohnt sich die Nutzung von BEVs insbesondere, wenn sie über viele Jahre und mit hohen Fahrleistungen genutzt werden, solange dies nicht dazu führt, dass die Batterie so stark gealtert ist, dass sie gewechselt werden muss.

Der Allgemeiner Deutsche Automobil-Club e. V. (2020, ADAC) hat auf Basis seiner Autokosten-Datenbank alle auf dem deutschen Markt erhältlichen PHEVs und BEVs vergleichbaren ICEVs gegenübergestellt und Kaufpreise sowie die TCOs in Abhängigkeit von der Fahrleistung verglichen. Dabei wurden die Kaufprämie für EVs (bis maximal 6.000 €) und die Befreiung von der Kraftfahrzeugsteuer berücksichtigt. In Tabelle 6.1 im Anhang sind die Vergleichsergebnisse für die in den Tabellen 3.2 und 3.3 aufgeführten Modelle zu finden. Die Daten des ADACs zeigen ebenfalls, dass einige BEVs geringere TCOs aufweisen als die verglichenen ICEVs. Auf Basis der Daten lässt sich das Ergebnis von Franckx, insbesondere Klein- und Mittelklassewagen BEVs weisen Kostenvorteile auf, allerdings nicht bestätigen. Dass BEVs mit zunehmender Fahrleistung besser abschneiden als ihre Pendants, ist aus den Daten hingegen ersichtlich.

Der Antriebsstrang von BEVs ist weniger komplex als der von ICEVs. Es werden weniger Teile benötigt und ein Elektromotor ist deutlich günstiger, als ein Verbrennungsmotor (Bubeck et al., 2016, S. 69). Zudem versehen die Automobilhersteller Elektroautos noch mit geringeren, oder sogar gar keinen, Profitmargen (van Velzen et al., 2019). Der ADAC-Kostenvergleich zeigt dennoch, dass insbesondere bei den kleineren und günstigeren Fahrzeugen die Listenpreise der BEVs über denen von ICEVs liegen. Grund sind die hohen Kosten für den Batteriekasten. Franckx (2019, S. 19) ermittelte für die Kaufkosten eines BEVs einen Anteil von mehr als 60 % an den TCOs. Bei Fahrzeugen mit Dieselmotor waren es nur knapp mehr als 45 %, mit Benzinmotor unter 40 %. Grund hierfür sind die hohen Kosten für die Batterie.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die TCOs von BEVs in der Vergangenheit die von ICEVs überstiegen. Aktuelle Vergleiche zeigen für diese pauschale Aussage keine Evidenz mehr. Werden staatliche Subventionierungen inkludiert, können BEVs die wirtschaftlichste Option sein, insbesondere wenn hohe Fahrleistungen zugrunde gelegt werden.

3.5 Batteriekapazität und Reichweite

Die Reichweite eines BEVs hängt maßgeblich von der maximalen Ladungsmenge seiner HV-Batterie ab. Hohe Batteriekapazitäten sind eine Möglichkeit zur Verminderung der Reichweitenangst der Käufer. Tabelle 3.2 zeigt die Herstellerangaben bzgl. der Reichweite und Batteriekapazität der acht am häufigsten verkauften BEVs im Jahr 2019 in Deutschland sowie drei weiterer Modelle, die erst kürzlich in den Markt eingetreten sind oder noch 2020 eintreten werden.

Tabelle 3.2: *Vergleich der Reichweiten und Batteriekapazitäten der am häufigsten in Deutschland verkauften BEVs im Jahr 2019 und neuerer Modelle. Reichweitenangaben gemäß WLTP. Die Daten zu den Reichweiten und Batteriekapazitäten sind den Datenblättern der Hersteller entnommen, die Marktdaten basieren auf Angaben des Kraftfahrtbundesamt (2020a).*

Modell	Absatz	Marktanteil in %	Reichw. in km min	Reichw. in km max	Kapazität in kWh min	Kapazität in kWh max
Renault Zoe	9 431	14,9	288	395	41	52
BMW i3	9 117	14,4		260		37,9
Tesla Model 3	9 013	14,2	409	560	50	75
VW e-Golf	6 898	10,9		223		32
Smart Fortwo EQ	5 287	8,4		150		17,6
Audi e-tron	3 578	5,7		417		83,6
Hyundai Kona BEV	3 521	5,6	289	449	39	64
Nissan Leaf	2 620	4,1	270	385	40	62
Porsche Taycan (Dez. 2019)	31	0,0	407	462	79	93
e.GO Life (2020)			100	145	14,5	23,5
VW ID.3 (2020)			350	550	45	77

Die gezeigten Reichweiten wurden auf Basis der Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure (WLTP) ermittelt. Die realen Distanzen liegen in der Regel einige Prozent unter den WLTP-Ergebnissen. Einige Hersteller bieten für ihre Fahrzeuge unterschiedliche Batteriegrößenoptionen, sodass unterschiedliche Reichweiten erzielt werden. Die Tabelle zeigt große Unterschiede zwischen den Reichweiten und Batteriegrößen der Fahrzeuge. Es besteht Nachfrage nach Fahrzeugen mit 200 km oder weniger Reichweite und nach Autos mit über 450 km bis hin zu 500 km Fahrdistanz. Entsprechend stark streut die Batteriekapazität. Angeboten werden Speicherfähigkeiten von unter 20 kWh bei Kleinstwagen bis über 90 kWh bei Premium- und Sportwagen. Es lässt sich festhalten, dass neuere Modelle heutzutage Distanzen erreichen können, die vielen ICEVs ebenbürtig sind. In erster Linie gilt dies für das Premiumsegment, jedoch nicht ausschließlich, wie der VW ID.3 zeigt, der als Fahrzeug der Kompaktklasse mit der größten Batterievariante je nach Fahrbedingungen 450 km bis 550 km Reichweite bieten soll.

Abbildung 3.8 fasst die Entwicklung der Reichweiten in den vergangenen Jahren zusammen. Sie zeigt einen (teilweise prognostizierten) deutlichen Anstieg der durchschnittlichen Reichweiten der in Deutschland verkauften BEVs von 2015 bis 2020 gemäß den Berechnungen von Horváth & Partners (2018).

Die Reichweitenangaben basieren hier auf dem Neuen Europäischen Fahrzyklus (NEFZ) und weichen wesentlich stärker von den real niedrigeren Werten ab. Da diese Diskrepanzen jedoch für alle Werte der Grafik gelten bleibt folgende Aussage gültig: Über die vergangenen Jahre hinweg wuchs die Reichweite linear im knapp zweistelligen Prozentbereich pro Jahr.

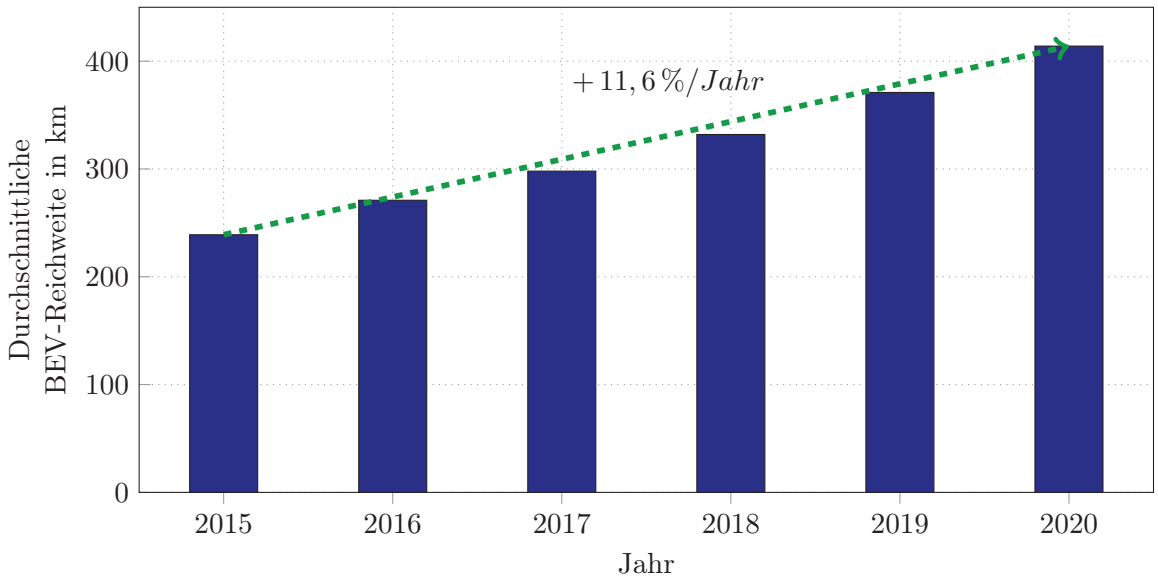


Abbildung 3.8: *Durchschnittliche NEFZ Reichweite der zwischen 2015 und 2020 in Deutschland verkauften BEVs. Werte nach 2017 sind Prädiktionen. Die Daten stammen von Horváth & Partners (2018).*

Es ist zu erwarten, dass das Wachstum der Batteriegrößen in den kommenden Jahren abflachen wird. Die HV-Batterie ist die mit Abstand teuerste Komponente eines BEVs. Zudem erhöht jede weitere Kilowattstunde das Gewicht des Fahrzeuges. Diese Einschätzung bestätigen Brennan und Barder (2016). Sie prognostizieren 400 km durchschnittliche Reichweite für Fahrzeuge der Kompaktklasse und 480 km für Mittelklassewagen im Jahr 2025. Die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (2019a, S. 55) schätzt für das Jahr 2030 die Reichweiten zwischen 300 km bei Kleinwagen und 500 km bei Fahrzeugen im Segment der Oberklasse.

3.6 Ladeleistung

Neben den Leistungswerten des EVSEs ist die Auslegung der elektrischen Komponenten des Ladestrangs für die Ladeleistung entscheidend. Tabelle 3.3 vergleicht die maximalen Ladeleistungswerte der in Tabelle 3.2 aufgeführten BEVs.
Bis auf die Kleinstwagen ermöglichen alle der gezeigten BEVs sowohl AC- als auch DC-Laden. Die maximalen Ladeleistungen variieren. Der Kleinstwagen e.GO Life, der noch 2020 ausgeliefert werden soll, kann lediglich mit maximal 3,8 kW AC geladen werden. Renault Zoe, Smart Fortwo ED und Audi e-tron schaffen bis zu 22 kW AC. Die meisten Modelle sind AC-seitig für höchstens 11 kW ausgelegt, ermöglichen aber hohe DC-Werte. Spitzenwerte bieten Teslas Model 3 und Porsches Taycan mit 250 kW bzw. 270 kW. Die meisten neueren BEVs lassen sich mit mindestens 50 kW DC aufladen.
Als Ladegeschwindigkeit wird die Reichweite verstanden, die ein Fahrzeug pro Zeiteinheit nachladen kann. Sie entspricht dem Quotienten aus Ladeleistung und durchschnittlichem Verbrauch. Die vierte Spalte der Tabelle zeigt, dass die meisten BEVs mit 11 kW-EVSE innerhalb einer Stunde zwischen 40 km und 55 km nachladen können. Mit höheren AC-EVSE-Ladeleistungen sind 100 km Reichweite in einer Stunde möglich. An einer Schnellladesäule mit 50 kW DC werden zwischen 200 km/h und 280 km/h Reichweite nachgeladen, während beim Porsche Taycan per HPC sogar Ladegeschwindigkeiten bis zu 800 km/h erreichbar sind. Der Wert ist lediglich theoretischer Natur. Zum einen liegt die durchschnittliche Ladeleistung während eines Ladevorgangs aufgrund der Begrenzungen des BMS deutlich unter der Peakleistung von 270 kW.

Tabelle 3.3: *Vergleich der Ladeleistungen und -geschwindigkeiten der am häufigsten verkauften BEVs in Deutschland und einiger neuerer Modelle. Aufgrund des starken Abfalls der Ladeleistung bei hohen SoCs werden die DC-Ladegeschwindigkeiten bis zu einem SoC von 80% gemessen. Die Daten stammen von ev-database.org (2019).*

Modell	Ladeleistung in kW		Ladegeschwindigkeit in km/h			
	AC_{max}	DC_{max}	$AC_{11\,kW}$	$DC_{50\,kW}$	AC_{max}	DC_{max}
Renault Zoe	22	46	55	230	100	230
BMW i3	11	49	54	260	54	270
Tesla Model 3	11	250	57	280	57	770
VW e-Golf	7,2	40	36	220	36	220
Smart Fortwo EQ	22		53		110	
Audi e-tron	22	155	41	200	81	590
Hyundai Kona BEV	11	77	59	260	59	380
Nissan Leaf	6,6	100	18	220	33[a]	390
Porsche Taycan (Dez. 2019)	11	270	46	230	46	820
e.GO Life (2020)	3,8		26		26	
VW ID.3 (2020)	11	125	55	260	55	550

Andererseits beträgt die Fahrzeugreichweite maximal 462 km. In der Praxis wird die Batterie innerhalb von etwas mehr als 20 min von 10 % auf 80 % SoC aufgeladen. Das entspricht ungefähr 250 km (vgl. Daten auf ev-database.org).

3.7 Öffentliche und private Ladeinfrastruktur

Im Zuge der PEV-Marktdiffusion in den vergangenen Jahren und unterstützt durch Fördergelder der Bundesregierung verbesserten sich die Möglichkeiten PEVs in der Öffentlichkeit zu laden in Deutschland merklich. Die öffentliche Ladeinfrastruktur wird in öffentliche Ladestationen und halb-öffentliche Ladestationen unterteilt. Öffentliche Ladepunkte sind beispielsweise Ladepunkte am Straßenrand und an Tankstellen-ähnlichen Ladestationen. Halb-öffentliche finden sich an Einkaufsläden, in Parkhäusern, an Flughäfen etc. Nach Angaben der Europäischen Kommission wuchs in Deutschland die Zahl öffentlicher und halb-öffentlicher Ladepunkte von 4.830 im Jahre 2015 auf 33.422 im Jahre 2019. Abbildung 3.9 visualisiert die Entwicklung der öffentlichen Ladeinfrastruktur.

Für die kommenden Jahre rechnet die Nationale Plattform Elektromobilität mit einem sich weiter beschleunigenden Wachstum. Für 2025 geht sie von etwa 150.000 öffentlichen und halb-öffentlichen Ladepunkten und damit von einem Wachstum um 350 % aus (Nationale Plattform Elektromobilität, 2018, S. 55). Nach den Zielen des Klimaschutzpaketes sollen bis 2030 eine Mio. öffentlich zugängliche Ladepunkte errichtet werden (Deutsche Bundesregierung, 2019a, S. 78).

[a] Der Nissan Leaf OBC erlaubt nur einphasiges Laden. 11-kW-EVSEs bieten dreiphasigen AC mit 16 A pro Phase. An einer 7,4 kW oder 22 kW mit 32 A pro Phase lädt der Leaf daher schneller.

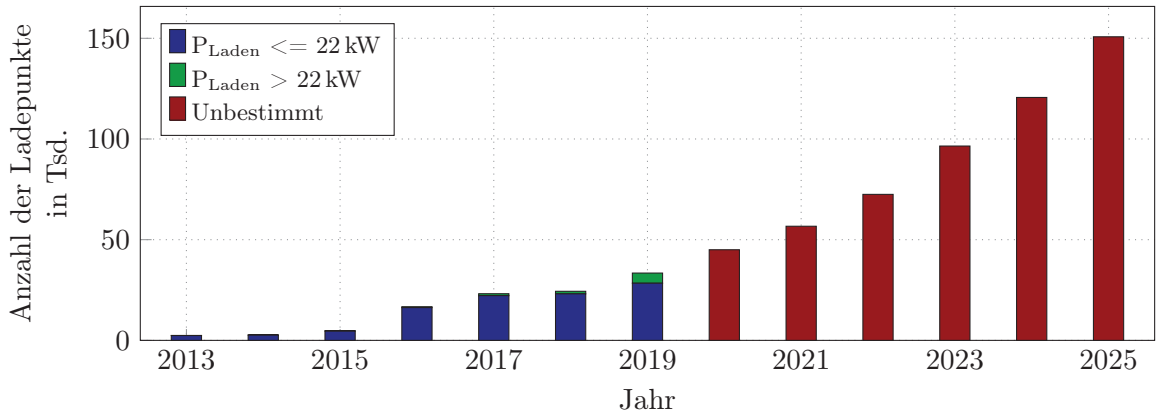


Abbildung 3.9: *Entwicklung der Anzahl der öffentlichen Ladepunkte in Deutschland. Die Daten bis einschließlich 2019 stammen von der Europäischen Kommission (2020). Die Werte nach 2019 sind Schätzungen der Nationalen Plattform Elektromobilität (2018, S. 55).*

Abbildung 3.10 zeigt die Aufteilung der öffentlichen Ladeinfrastruktur nach Ladestandard. Im Jahr 2019 waren mit mehr als 80 % die allermeisten öffentlichen Ladepunkte AC-Normalladesäulen. Obwohl von der EU als Standard festgelegt, gibt es mit 7,3 % aller Ladepunkte nicht wesentlich mehr Combo 2 als CHAdeMO-Ladepunkte, auf die 5,6 % entfallen. Noch seltener sind mit 3,5 % Typ-2-Schnellladesäulen und mit 1,6 % Tesla Supercharger.

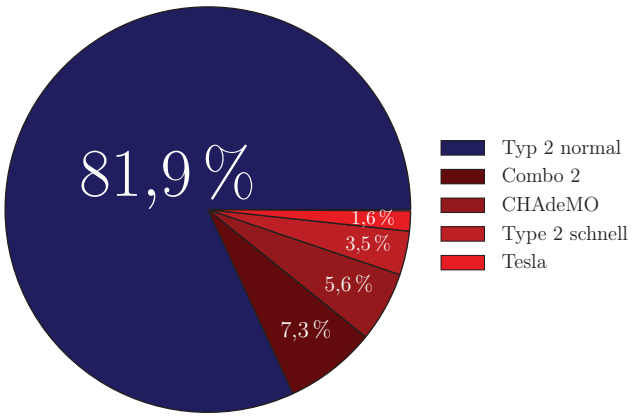


Abbildung 3.10: *Anteile der Ladesteckertypen an allen öffentliche und halb-öffentlichen Ladepunkten. Die Daten basieren auf Angaben der Europäischen Kommission (2020).*

Zur Anzahl der privaten Wallboxen und Ladestationen liegen keine öffentlichen Zahlen vor. Die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (NPM) schätzt, dass pro PEV aktuell 1,1 nicht-öffentliche AC-Ladepunkte errichtet werden. Mit den in Tabelle 3.1 aufgelisteten 287.823 PEVs, die Ende 2019 in Deutschland gemeldet waren, resultieren etwa 315.000 nicht-öffentliche Ladepunkte. Dass die Anzahl der Ladepunkte die der Fahrzeuge übersteigt, erklärt die NPM mit halb-privaten (z. B. Firmengelände) Ladepunkten, die sich zu den privaten hinzuaddieren. Perspektivisch geht sie von einem Verhältnis von 1:1 aus (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, 2019a, S. 55).

3.8 Nutzungsverhalten

Ladeverhalten Basierend auf den Daten deutscher und französischer Mobilitätsstudien haben Ensslen et al. (2019) das Ladeverhalten von PEV-Nutzern mittels einer Datensimulation genauer untersucht. Die Ergebnisse zeigt Tabelle 3.4.

Tabelle 3.4: *Das durchschnittliche Ladeverhalten eines PEVs. Die Daten stammen von Ensslen et al. (2019, S. 10).*

	Δt_{plug}	Δt_{active}	Δt_{LSP}	E_{day}	E_{direct}	E_{flex}
$\bar{x}$	9,9 h	1,4 h	8,5 h	10,9 kWh	0,4 kWh	10,5 kWh
σ_x	7,8 h	2,4 h	7,6 h			
$\widetilde{x}$	11,4 h	0,8 h	8,7 h			

Δt_{plug} steht für die Zeit, die ein PEV pro Tag mit einem Ladepunkt verbunden ist, und Δt_{active} für die aktive Ladezeit. $\Delta t_{LSP} = \Delta t_{plug} - \Delta t_{active}$ misst den maximalen Zeitraum, den ein Ladevorgang hinausgezögert werden kann, sodass das Fahrzeug noch genau voll aufgeladen werden kann, bevor es vom Ladepunkt entkoppelt wird. E_{day} gleicht der Energie, die ein PEV während eines Tages lädt. $\bar{x}$ repräsentiert die Mittelwerte, σ_x die Standardabweichungen und $\widetilde{x}$ die Mediane.
Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass ein PEV im Mittel 9,9 h am Tag mit einem Ladepunkt verbunden ist, davon aber nur 1,4 h tatsächlich lädt, sodass ein Freiheitsgrad von 8,5 h für den Ladestart besteht. Pro Tag verbraucht ein PEV 10,9 kWh. Auf ähnliche Werte kommen Schäuble et al. (2017, S. 25).

Ladeorte Angesichts des Umstandes, dass pro PEV etwa 1,1 nicht-öffentliche Ladepunkte existieren, kann davon ausgegangen werden, dass nahezu jeder private PEV-Besitzer über einen eigenen privaten Ladepunkt verfügt und in der Lage ist sein Fahrzeug Zuhause zu laden. Vor diesem Hintergrund ist es nicht überraschend, dass die NPM den Anteil der Ladevorgänge an nicht-öffentlichen Ladepunkten auf 85 % schätzt. Dieser Wert liegt nahe an dem Ergebnis einer halbjährlichen Feldstudie von Franke und Krems (2013) in Berlin, bei der das Nutzungsverhalten von BEV-Fahrern untersucht wurde. Ähnlich den realen Verhältnissen verfügte jeder Teilnehmer über eine private Lademöglichkeit. Die Studie ergab, dass 83,7 % aller Ladevorgänge an einem privaten Ladepunkt getätigt wurden (Franke und Krems, 2013, S. 81). Die NPM geht perspektivisch von einer Reduktion auf 60 % bis 70 % aus (Nationale Plattform Zukunft der Mobilität, 2019b, S. 9).

Parkorte Schäuble et al. (2017) analysieren die Mobilitätsstudien *Get eReady*, *iZEUS* und *CROME*, die zwischen 2011 und 2015 im Südwesten Deutschlands mit PEVs durchgeführt wurden. Aus den Daten leiten sie Ladecharakteristika und eine Lastkurve ab. Abbildung 3.11 zeigt, zu welcher Uhrzeit PEVs wo parken und wann sie fahren. Die Grafik verdeutlicht, dass PEVs, wie jede Pkw-Art, etwa 95 % der Zeit parken. Signifikate Fahrzeiten liegen zwischen 7 Uhr und 20 Uhr. Am häufigsten parken EVs auf privatem Grundstück. Während der Nacht stehen 60 % auf privatem Grund. Den gängigen Arbeitszeiten entsprechend, parken bis zu 30 % der PEVs zwischen 7 Uhr und 20 Uhr am Arbeitsplatz. Der Anteil der öffentlichen Parkplätze, Parkhäuser und sonstigen öffentlichen Stellplätze ist verschwinden gering, während nahezu zeitlich konstant 20 % der PEVs Plätze am Straßenrand einnehmen.

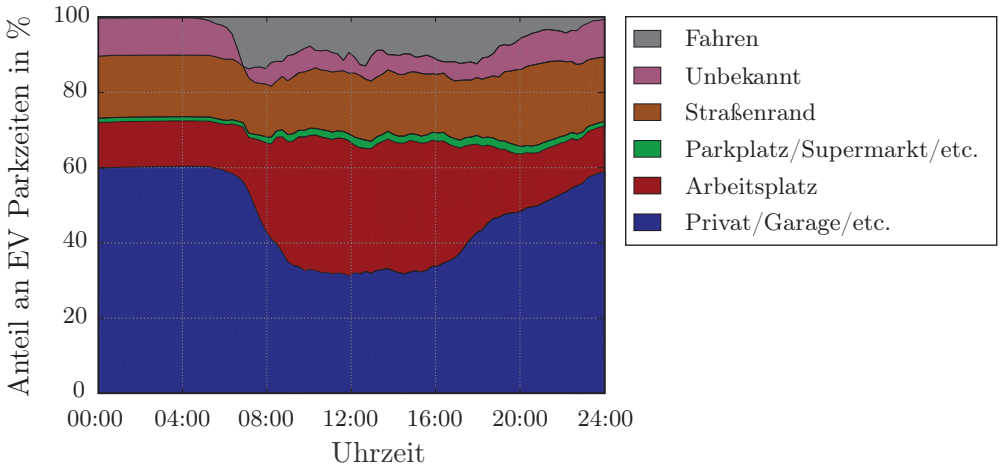


Abbildung 3.11: *Abhängigkeit des Parkortes von der Uhrzeit eines PEVs. Die Daten basieren auf iZEUS. Die Grafik stammt von Schäuble et al. (2017, S. 16) und wurde adaptiert.*

Lastgang In Abbildung 3.12 ist der typische Lastgang einer PEV-Flotte im zeitlichen Verlaufe eines Tages aufgetragen. Die Daten stammen aus einer Simulation von Bedir et al. (2018). Die Simulation modelliert das Verhalten der „Mainstream-Fahrer“ in Kalifornien für das Jahr 2025 anhand einer Umfrage zu den Fahrgewohnheiten.

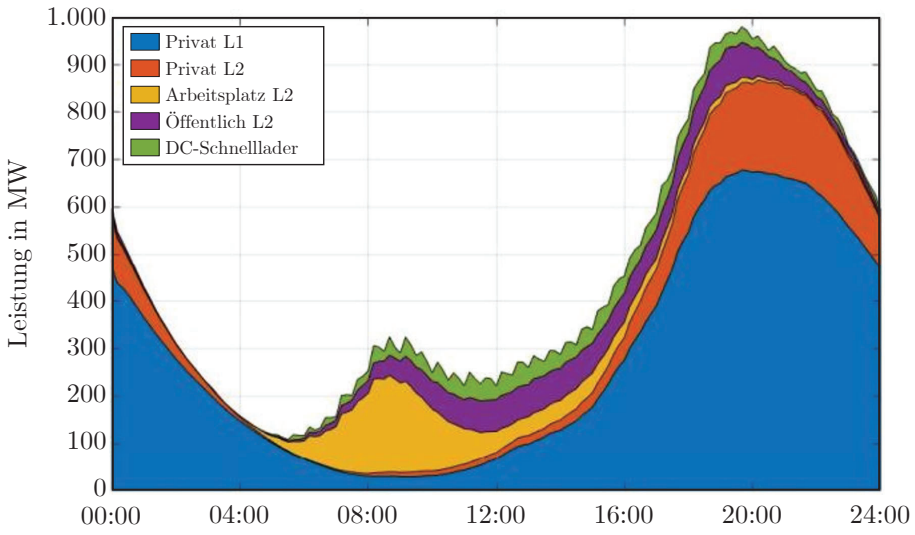


Abbildung 3.12: *Typischer Lastgang einer PEV-Flotte, deren Ladevorgänge nicht gesteuert werden, sondern von jedem Fahrer manuell gestartet wird. Die L1-Ladepunkte liefern 1,4 kW, L2 3,6 kW bis 11,4 kW und DC-Schnelllader 50 kW bis 105 kW. Die Grafik stammt von Bedir et al. (2018, S. 4) und wurde adaptiert.*

Das gezeigte Ladeprofil bestätigt die in der Literatur häufig genannte Annahme (Azadfar et al., 2015, S. 1072; Morrissey et al., 2016, S. 263ff.; Gnann et al., 2016, S. 8), dass PEV insbesondere abends an privaten Ladepunkten geladen werden. Die meisten Ladevorgänge starten zwischen 16 Uhr und 20 Uhr, sodass sich um 20 Uhr ein Lastpeak ergibt. Bis zum Morgen fällt die Lastkurve wegen vollgeladener Batterien ab. Am Vormittag sorgt das Laden an halb-öffentlichen Lademöglichkeiten für ein kleines Zwischenpeak. Ähnliche Lastkurven zeigen die Auswertungen der Studien *iZEUS* und *CROME* von Schäuble et al. (2017), sowie die Untersuchungen von Probst et al. (2011) und Refa und Hubbers (2019), deren Lastkurven im Anhang die Ab-

bildungen 6.3, 6.4 und 6.5 zeigen. Dabei zeigen Schäuble et al. die Lastkurve im Vergleich der Wochentage. Für das Wochenende wurde eine geringere Ladelast als an den Arbeitstagen gemessen. Zudem verteilt sie sich besser über den Tag. Die Last ähnelt am Samstag und Sonntag einer Glockenkurve mit Lastmaximum um die Mittagszeit und Lastminima in den Nachtstunden.

3.9 Integration der Elektromobilität in das Stromnetz

Ein einzelnes ladendes Elektroauto stellt für das gesamte Stromnetz keine signifikante Last dar. Im Zuge der voranschreitenden Marktdiffusion (vgl. Sektion 3.3) wächst der Anteil von ladenden PEVs an der Gesamtlast. Werden die in Abschnitt 3.8 genannten 10,9 kWh Energiebedarf pro Tag zugrunde gelegt, beträgt der Strombedarf einer 7 Mio. BEV-Flotte (gemäß der Ziele des Klimaschutzpakets 2030) pro Tag 76,3 GWh. Bei einem Gesamtstrombedarf von etwa 1.300 GWh pro Tag (55,35 GW Durchschnittslast, vgl. Abschnitt 2.2.4) würde der PEV-Anteil etwa 6 % des Strombedarfs ausmachen. Bei 30 Mio. PEVs wächst der Anteil auf 25 %. Stärker als auf den Gesamtenergiebedarf ist der Einfluss auf die zusätzliche Peakleistung, die ein großer PEV-Bestand verursacht. Gleichmäßig auf den Tag verteilt würde die 7 Mio. PEVs mit durchschnittlich 3,2 GW laden. Der Lastgang in Abbildung 3.12 hat gezeigt, dass die PEV-Last keiner Gleichverteilung unterliegt, sondern insbesondere in den Abendstunden hoch ist. Gegen 20 Uhr liegt die Last in der Simulation von Bedir et al. (2018)um den Faktor 2,2 über dem Durchschnitt, sodass die zusätzliche Last auf 7 GW (13 % der durchschnittlichen Tageslast, bei 30 Mio. PEVs 54 %) steigt. Der zusätzliche Peak fällt in eine Zeit, in der zum einen die Gesamtlast und zum anderen der Börsenstrompreis ohnehin hoch sind. Die künftig immer wichtiger werdende PV-Einspeisung kann die zusätzliche Last um diese Uhrzeit nicht mehr bedienen.

Netzprobleme werden auf lokaler Netzebene erwartet. Treten lokal Lastspitzen auf, sei es stochastisch, durch eine erhöhte PEV-Dichte innerhalb eines Ortsnetzes oder wegen einer Großveranstaltung mit hohem PEV-Ladeaufkommen, kann die Kapazitätsbeschränkung der lokalen Stromnetzebene überschritten werden und es droht ein Stromausfall. Eine Studie von Friedl et al. (2018) schätzt, dass das deutsche NS-Netz ab einer PEV-Quote von 30 % am gesamten Pkw-Bestand flächendeckend überlastet sei und es vermehrt zu Stromausfällen komme. Die Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (2019b, S. 7) greift diese Annahme auf und geht äquivalent von etwa 13 Mio. PEVs aus. Bei einer Quote von 50 % seien bis 2032 11 Mrd. € und bei 100 % 26 Mrd. € an Investitionen in den Netzausbau notwendig um vermehrte Stromausfälle zu vermeiden. Als Abhilfe gegen hohe Netzausbaukosten schlagen die Autoren Smart Charging und Vehicle-to-Grid vor (siehe Kapitel 4). Würden nahezu alle Elektroautos an einem intelligenten Ladesystem teilnehmen, dass die Ladevorgänge der Fahrzeuge steuert, ließen sich gemäß Friedl et al. Ausbaukosten vollständig vermeiden.

Auch eine gemeinsame Studie von Agora Verkehrswende et al. (2019) untersucht die Auswirkungen der Elektromobilität auf das deutsche Verteilnetz. Tabelle 3.5 fasst die Studienergebnisse bzgl. der notwendigen Investitionskosten zusammen. Die Studie betrachtet die Ausbaukosten bis 2030 und bis 2050 unter Berücksichtigung der Effekte der Energiewende. Pro Jahr untersucht sie zwei Hochlaufszenarien der Elektromobilität. Für 2030 legt sie in einem Szenario 6 Mio. BEVs, im anderen 15 Mio. BEVs zugrunde. Für das Jahr 2050 werden der fast vollständige Austausch des Pkw-Bestandes mit 45 Mio. BEVs und ein reduzierter Bestand im Zuge einer Mobilitätswende mit 30 Mio. BEVs untersucht. Außerdem werden drei unterschiedliche Ladeszenarien verwendet. Im Vergleich zum ungesteuerten Laden werden die Ladevorgänge beim gesteuerten Laden innerhalb der Standzeiten so verschoben, dass Netzengpässe verhindert werden und gleichzeitig die Mobilitätsbedürfnisse der Nutzer nicht eingeschränkt werden. Im Szenario gesteuertes Laden+ werden die BEVs ebenfalls netzdienlich geladen. Eine vollständig geladene Batterie kann bei kurzen Standzeiten aber nicht immer sichergestellt werden.

Tabelle 3.5: *Prognostizierte Investitionskosten für den Ausbau des Verteilnetzes für verschiedene Szenarien gemäß der Studie von Agora Verkehrswende et al. (2019, S. 57ff.).*

Jahr	Anzahl BEVs in Mio.	Ladeszenario	Investitionskosten in Mrd. €
2030	6	ungesteuertes Laden	35
		gesteuertes Laden	21
	15	ungesteuertes Laden	72
		gesteuertes Laden	36
2050	45	gesteuertes Laden	108
		gesteuertes Laden+	75
	30	gesteuertes Laden	80
		gesteuertes Laden+	54

Die Autoren berücksichtigen Kosten für zusätzliche Stromleitungen und Transformatoren. Die angegebenen Investitionen für die Verteilnetze entstehen sowohl durch den Markthochlauf der Elektromobilität, als auch durch die zunehmende Stromeinspeisung in die unteren Netzebenen durch EE als Folge der Energiewende. Da Friedl et al. von PEVs ausgehen, Agora Verkehrswende et al. hingegen lediglich BEVs betrachten, können die Ergebnisse beider Studien nicht direkt miteinander verglichen werden. Sie stimmen dennoch überein, dass eine intelligente Integration von Elektroautos in das Stromnetz in Deutschland Ausbaukosten für das Verteilnetz im zweistelligen Milliardenbereich ersparen kann.

4 Smart Charging und Vehicle-to-Grid

In den 1980er Jahren spielten fluktuierende Erzeuger keine wesentliche Rolle bei der Stromerzeugung. Die Einspeisemenge richtete sich nach der Nachfragekurve. Energieversorger waren dennoch an einer flachen Lastkurve interessiert. Je geringer die Spitzenlast, desto weniger groß müssen die Komponenten des Stromnetzes dimensioniert werden (vgl. Abschnitt 2.2.4). Flache Bedarfsverläufe reduzieren außerdem Kosten für die Kraftwerksregelung. Laut einer Schätzung des Electric Power Research Institute aus dem Jahr 1984 waren im selbigen Jahre bereits 50 % der amerikanischen Elektrizitätsversorger an Projekten zu Demand Side Management beteiligt. Die Projekte bezogen sich auf Maßnahmen, die eine Betriebsplanung von Warmwasserbereitern, Klimaanlagen und Kühlgeräten auf eine für beide Seiten vorteilhafte Weise verändern können (Wayne, 1984, S. 7).
Durch die Zugewinne von Wind- und Solarenergie am Strommix ist die Zielsetzung divergenter geworden: Zum einen sollen weiterhin Lastspitzen vermieden werden. Zum anderen sollte der Bedarf möglichst der schwankenden Einspeisekurve folgen, sodass DSM als eine Lösung zur erfolgreichen Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz diskutiert wird (vgl. Herausforderungen der Energiewende in Abschnitt 2.5 und Kepplinger et al. (2019)).

Die Idee Elektroautos intelligent zu laden ist älter als der Beginn der Elektroauto-Marktdiffusion in den letzten Jahren. In der Erwartung eines einsetzenden EV-Booms durch das Zero Emission Mandate der kalifornischen Regierung (vgl. Abschnitt 3.1), zeigten Kempton und Letendre im Jahr 1997 wie Stromversorger Elektroautoflotten gezielt zur Kostenreduktion einsetzen können. Sie veröffentlichten erste Berechnungen nach denen der Einsatz von Elektroautos als flexible Lasten wirtschaftlich seien könnte. Die Autoren beschrieben außerdem, wie BEVs und FCEVs durch ihre Energiespeicher mittels Stromrückspeisung in das Netz Einnahmen erzielen können. Seit dem häufig zitierten Artikel von Kempton und Letendre ist eine Vielzahl an Publikationen erschienen, die die Idee aufgriffen und weiterentwickelten. Diese Ideen werden heute unter den Begriffen Smart Charging (SC) und Vehicle-to-Grid (V2G) zusammengefasst.

Die beiden Konzepte werden im Folgenden zunächst erläutert. Es folgen Literaturrecherchen zu den Energieverlusten, die während eines Lade- und Entladezyklus auftreten, und zu den Alterungseffekten durch SC und V2G. Anschließend werden die Einsatzmöglichkeiten erläutert hinsichtlich ihrer ökonomischen Attraktivität bewertet. Es schließen sich Betrachtungen zu praktischen, regulatorischen und statistischen Aspekten des Einsatzes beider Konzepte statt. Schließlich wird die Anwendung von SC und V2G durch Praxisbeispiele veranschaulicht.

4.1 Smart Charging

Gemäß García-Villalobos et al. (2014, S. 719) bezeichnet SC das zeitliche Planen von PEV-Ladeprofilen durch Nutzer und Systemoperatoren zum Erzielen von technischen und ökonomischen Nutzen. Delmonte et al. (2020, S. 1) setzen den Begriff Smart Charging mit Managed Charging gleich. Gemäß ihrer Definition zielt SC darauf ab, die PEV-Last auf Zeiten zu verlagern, in denen die Stromnachfrage anderer Verbraucher gering ist, um einen besseren Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage zu schaffen, der bei der Dekarbonisierung der Stromsysteme, dem Betrieb innerhalb lokaler Netzkapazitätsbeschränkungen und der Minimierung der Netzausbaukosten behilflich ist. SC ist damit eine Form des DSMs.

Erst durch die Verknüpfung vieler Elektroautos ergeben sich Leistungsdimensionen, mit denen sich per DSM signifikante Beiträge zur Unterstützung der Stromnetze erzielen lassen. Vorteilhaft ist dabei die lange Zeit von fast 10 h, die ein PEV pro Tag mit einem Ladepunkt verbunden ist und dem hohen Flexibilitätspotenzial von etwa 8,5 h beim Laden (vgl. Tabelle 3.4). SC kann

in vielerlei Hinsicht Nutzen stiften, sowohl gesellschaftlicher als auch ökonomischer Art, wobei häufig beides miteinander einhergeht. Per SC kann die Lastkurve der Ladevorgänge angepasst werden. Entweder es wird an Zeitpunkten geladen, an denen innerhalb des Netzverbundes die Last gering ist (Valley-filling) oder das Laden wird vermieden, wenn sie hoch ist (Peak-shaving). Weitere Nutzen sind eine erhöhte Eigenverbrauchsquote von PV-Strom, die Erbringung von Regelleistung, Bilanzkreismanagement und erweiterte Systemdienstleistungen. Eine genaue Beschreibung der Einsatzmöglichkeiten von SC und V2G wird in Sektion 4.5 vorgenommen.

Es lassen sich dezentralisierte (auch indirekte oder user-managed genannt) und zentralisierte (direkte, supplier-managed) SC-Architekturen unterscheiden (García-Villalobos et al., 2014).

Dezentralisierte Architektur

Bei dezentralen Ansätzen startet der Nutzer, das Fahrzeug, das EVSE oder eine andere dezentrale technische Einheit den Ladevorgang innerhalb bestimmter Zeiträume. Diese können statisch vorgegebene Schwachlastzeiten sein oder in Echtzeit anhand der aktuellen Netzauslastung, des Strompreises oder des Anteils der erneuerbaren Energien bestimmt werden. Bei nicht automatisierten Systemen startet der Nutzer den Ladevorgang manuell durch das Verbinden des Fahrzeugs mit dem Ladepunkt oder über eine Fahrzeug-App. Bei automatisierten Systemen wird das Laden durch das Auto, EVSE oder einer anderen Steuerungseinrichtung auf Basis einer Zeitsteuerung oder eines intelligenten Entscheidungsalgorithmus gestartet. Stromanbieter können Endverbraucher durch günstigere statische oder dynamische Strompreise innerhalb netzdienlicher Zeiträume belohnen. Sie profitieren von ausgeglicheneren Lastkurven und günstigeren Börsenstrompreisen.

Wenn dezentralisierte Ansätze verfolgt werden, dann häufig mit Heim-Energie-Management-Systemen (HEMS), insbesondere in Kombination mit einer PV-Anlage oder mit einem Smart Meter, dass die Nutzung von dynamischen Stromtarifen erlaubt. In Abhängigkeit des selbst produzierten PV-Stromes oder des Börsenstrompreises entscheidet das HEMS wann welcher Verbraucher in einem Gebäude mit Strom versorgt wird.

Zentralisierte Architektur

Bei den zentralisierten SC-Architekturen wird der Ladevorgang von einem externen Aggregator gesteuert. Die Ladevorgänge können über zwei Schnittstellen gesteuert werden: Über das Fahrzeug oder über das EVSE.

Die zentralisierte Ladevorgangssteuerung über das Fahrzeug setzt den Zugang zu einer drahtlosen Schnittstelle in das Fahrzeug voraus. Standardmäßig schalten PEVs den Stromfluss vom EVSE in Richtung Batterie sofort frei, sobald eine Verbindung zum Ladepunkt aufgebaut wurde. Das BMS kann einen Ladevorgang über die CCU steuern. Es bietet damit eine Schnittstelle, mit der Ladevorgänge gestartet und gestoppt werden können. SC direkt über das Auto wird möglich, wenn das Fahrzeug über das Internet Ladestart und -stoppbefehle erhält, die an die CCU weitergeleitet werden. Bis auf den e.GO Life lassen sich die Ladevorgänge der Elektroautos aus Tabelle 3.4 (die populärsten Modelle in Deutschland 2019) heute per Smartphone durch den User über eine Internetverbindung zum Fahrzeug steuern. Diese Schnittstelle in das Auto ist nicht offen für externe Unternehmen zugänglich. Ein Zugriff ist nur über das Back-End des Herstellers möglich. Um eine zentralisierte Ladesteuerung über das Fahrzeug zu etablieren ist ein externer SC-Anbieter daher auf die Kooperation der Automobilhersteller angewiesen.

Ebenso ist bei der zentralisierten Steuerung über das EVSE ein Zugang zur Kommunikationsschnittstelle notwendig. Wie in Abschnitt 3.2.1 beschrieben, können neben Fahrzeugen auch

Wallboxen und Ladesäulen über Internetschnittstellen verfügen. Auch diese Schnittstelle steht einem externen Anbieter eines SC-Services nicht per se offen. Abbildung 4.1 zeigt das typische Zusammenspiel der Stakeholder beim Laden innerhalb der öffentlichen Ladeinfrastruktur.

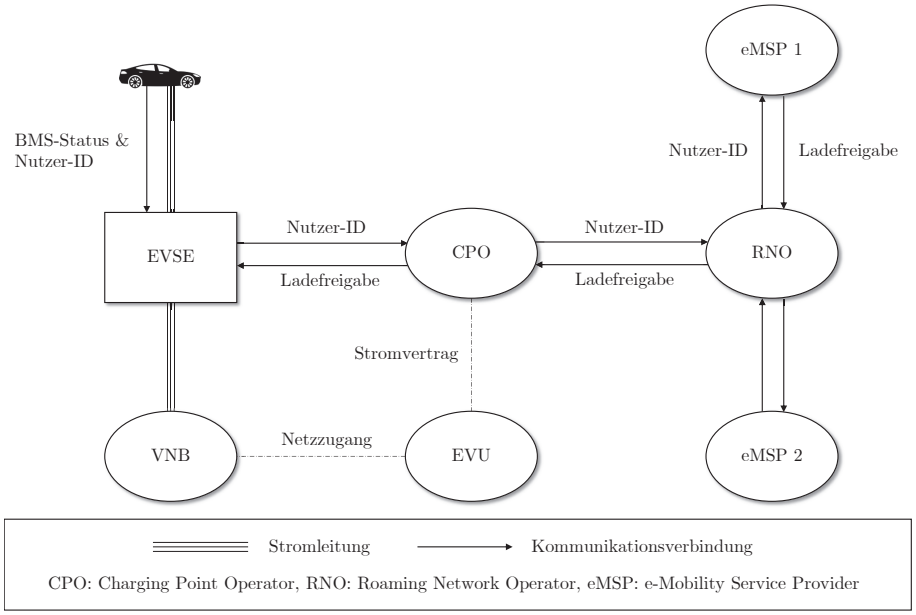


Abbildung 4.1: *Schematische Darstellung der Verknüpfung der wichtigsten Stakeholder beim Laden an einem öffentlichen Ladepunkt.*

Kontrolliert wird eine öffentliche Ladestation von einem Ladepunktbetreiber (Engl. Charging Point Operator, CPO). Er schließt einen Vertrag mit einem Stromlieferanten ab und ist für die Instandhaltung verantwortlich. New Motion, Innogy, Allego oder Ionity sind Beispiele für Ladepunktbetreiber. Der CPO vermarktet seine Ladestationen entweder selbst oder über einen Roaming Network Operator (RNO). Praxisbeispiele sind Intercharge und be.ENRGISED. Der RNO aggregiert viele Ladestationen und gewährt verschiedenen e-Mobility Service Providern (eMSP, z. B. EWE GO, We Charge (VW) und GET CHARGE (Telekom)) ihre Ladeprodukte über die Ladestationen seiner Plattform anzubieten. Kunden schließen einen Vertrag mit einem eMSP und verrechnen ihre Stromkosten mit ihm. Einige CPOs und RNOs sind gleichzeitig eMSPs (Göß, 2018; allego, 2019). Entscheidend beim Smart Charging über das EVSE ist der kommunikationstechnische Zugang zum Ladepunkt. Dieser wird vom CPO kontrolliert. Bei privaten Wallboxen entfallen RNO, eMSP und zum Teil auch der CPO. Der private Besitzer ist hier für die Hardware verantwortlich und rechnet den Strombedarf über ein EVU ab. Ist die Wallbox internetfähig, findet der Datenaustausch über das Back-End eines CPOs statt. Um Ladevorgänge aggregiert zu kontrollieren ist stets die Freigabe durch den CPO notwendig, unabhängig davon, ob private Wallboxen oder öffentliche Ladesäulen verwendet werden.
Weitere Bedingungen für SC über das EVSE sind das Laden mit Mode 3 oder Mode 4, eine Internetschnittelle des EVSEs und die Unterstützung eines SC-fähigen Kommunikationsprotokolls. Der dominante Kommunikationsstandard zwischen Ladepunkt und CPO ist in Europa das Open Charging Point Protocol (OCPP). Über den Standard können aggregierte SC-Netzwerke aufgebaut werden. Von den Wallboxen mit Internetanbindung unterstützen die meisten das OCPP nicht (einen Überblick bietet Elektromobilität NRW (2020)), sodass zur Aggregation pro Wallbox-Anbieter individuelle Lösungen gefunden werden müssten. Nach Auskunft von Elaad-NL, dem Initiator des Standards, europaweit von 10.000 bis 20.000 privaten Wallboxen und öffentlichen Ladestationen verwendet.

Ein Aggregator, der beide Wege der zentralisierten Ladesteuerung verwendet, ist das niederländische Unternehmen Jedlix, dessen SC-System in Abschnitt 4.8 erklärt wird.

4.2 Vehicle-to-Grid

Unter Vehicle-to-Grid wird die Einspeisung von Strom aus den Energiespeichern eines PEVs in das Stromnetz verstanden (Kempton und Tomić, 2005, S. 269). Im Vergleich zum SC basiert die Kernidee von V2G im engeren Sinne nicht auf DSM, sondern auf der flexiblen Produktion von elektrischem Strom aus den Batterien von BEVs und PHEVs oder sogar den Wasserstofftanks von FCEVs. Wird von V2G gesprochen, wird dennoch die Anwendung intelligenter Ladeverfahren zumeist mit impliziert, die durch die Möglichkeit des bidirektionalen Ladens erweitert wird. Im weiteren Sinne kann V2G daher als eine Erweiterung von SC aufgefasst werden. Die Einsatzmöglichkeiten von V2G ähneln denen von SC. Im Vergleich zu SC wird beim V2G-Peak-shaving nicht nur die Last vermindert, es lässt sich auch Energie in das Stromnetz einspeisen. Wie per V2G die Effektivität von SC ausgebaut werden kann, erklärt Sektion 4.5.

Invertiert zum Ladevorgang muss beim bidirektionalen Laden eine Komponente verwendet werden, die den DC der Batterie in den AC des Netzes umwandelt. Die wichtigste leistungselektronische Zusatzkomponente ist daher ein Wechselrichter (WR). Es besteht die Möglichkeit die Stromrückspeisung über den AC- oder den DC-Ladepfad vorzunehmen (siehe Ladesystem in Abbildung 3.2).

Wird der AC-Pfad gewählt, muss der OBC des Fahrzeugs bidirektional ausgelegt sein und über einen WR verfügen. Theoretisch ist auch eine Verwendung des ohnehin vorhandenen PWRs möglich. Dazu wäre ein Wechselstromabgriff zwischen PWR und E-Maschine hin zur Ladedose notwendig. Die OBCs heutiger PEVs sind unidirektional ausgelegt und es existiert bislang kein Serienfahrzeug mit V2G-Stromabgriff hinter dem PWR, sodass ohne technische Anpassungen kein Rückfluss möglich ist. Auch das AC-EVSE muss einen Stromrückfluss ermöglichen. Wenige AC-Ladestationsmodelle sind dafür bisher ausgelegt (vgl. z. B. NUVVE (2020)). Die IEC Norm 61851, die in der Regel beim AC-Laden mit Typ-2-Stecker eingesetzt wird (vgl. Abschnitt 3.2.3), sieht kein bidirektionales Laden vor (Mouli et al., 2016, S. 3). Ohne umfangreiche Sonderanpassungen ist bidirektionales AC-Laden daher bislang nicht möglich. Dennoch konnte in mehreren Projekten die Machbarkeit von bidirektionalem AC-Laden unter Beweis gestellt werden.
Wird der DC-Pfad gewählt, so wird die bidirektionale Leistungselektronik in das EVSE inkludiert (Garbe, 2019, S. 46ff.; Izumi et al., 2014). Fahrzeugseitig sind keine umfangreichen Anpassungen notwendig. Dafür ist die bisher fehlende Auslegung des CCS-Standards eine Barriere. Der CCS-Standard wird von der Charging Interface Initiative e. V. (CharIN) entwickelt. In einer von CharIN veröffentlichten Roadmap wird die Ertüchtigung des Standards für V2G-Applikationen erst gegen 2025 in Aussicht gestellt (vgl. Abbildung 6.6 im Anhang). Der japanische Standard CHAdeMO ist bereits für bidirektionales Laden ausgelegt. Die DC-Variante verhindert zusätzliches Fahrzeuggewicht. Außerdem kann die notwendige Leistungselektronik von mehreren Fahrzeugen geteilt werden. Sie ist alleine aus Fahrzeugperspektive die ökonomischere Variante.
Sektion 4.9 zeigt, dass in Projekten bidirektionales Laden sowohl per AC als auch per DC realisiert werden konnte.

Energie aus den Energiespeichern von PEVs kann per bidirektionalem Laden nicht nur in das Stromnetz eingespeist werden. Weitergehende Konzepte betrachten Verbindungen zu Wohn- oder anderen Gebäuden (Vehicle-to-Home (V2H) und Vehicle-to-Building (V2B)), zu elektrischen Lasten (Vehicle-to-Load (V2L)), anderen Fahrzeugen (Vehicle-to-Vehicle (V2V)) und weiteren Einheiten mit Strombedarf (V2X). Während in der Literatur die Integration von PEVs in das Stromnetz seit mehreren Jahren in einer Vielzahl an Studien untersucht wird, wurden die

anderen Konzepte bisher weniger betrachtet. Von den verbleibenden Konzepten finden V2H und V2B am meisten Beachtung (Noel et al., 2019, S. 15). Wird im Folgenden von V2B gesprochen, sei immer auch die Interaktion mit Wohngebäuden mit gemeint. In Anlehnung an die V2G-Bezeichnungen werden die Einsatzmöglichkeiten von SC teilweise als V1G und entsprechend V1B, V1L etc. bezeichnet.

4.3 Energieverluste durch Smart Charging und Vehicle-to-Grid

Alle elektrischen Komponenten eines Ladesystems weisen ohmsche Verluste auf. Ein Teil der Energie, die in sie hinein fließt, wird im Bauteil in Abwärme umgewandelt. Energieverluste entstehen beim Laden, beim Fahren und bei der Rückspeisung von Strom in das Stromnetz per V2G. Durch SC steigt der Energieumsatz eines Fahrzeugs nicht. Hier kann lediglich die Ladeleistung die Ladeverluste beeinflussen. Durch V2G erhöht sich hingegen der Energieumsatz eines Fahrzeuges. Es entstehen höhere Energieverluste durch die zusätzlichen Lade- und Entladeströme. Die zusätzlichen Verluste haben einen mindernden Effekt auf den Nutzen, der durch V2G generiert wird.

Kriukov und Gavrilas (2019) untersuchen die Energieeffizienz eines Ladevorgangs und eines gesamten V2G-Lade-Entladevorgangs. Auf Basis eines theoretischen V2G-Ladesystems summieren sie die typischen Leistungsverluste pro Bauteil für ein AC-System mit 3 kW und 5 kW Onboard-Charger und ein DC-System mit 10 kW Offboard-Charger auf. Tabelle 4.1 fasst die Ergebnisse der Studie zusammen.

Tabelle 4.1: *Berechnete Energieverluste eines V2G-Ladesystems in der Studie von Kriukov und Gavrilas (2019).*

Ladeleistung	AC-System				DC-System	
	3 kW		5 kW		10 kW	
	in W	in %	in W	in %	in W	in %
AC/DC-Gleichrichter	150	5,0	250	5,0	500	5,0
DC/DC-Wandler	23	0,8	33	0,7	10	0,1
Batteriekühlung- /heizung	90	3,0	116	2,3	89	0,9
Steuergeräte	50	1,7	50	1,0	40	0,4
HV-Batterie	27	0,9	45	0,9	187	1,9
$\sum$	340	11,3	495	9,9	827	8,3

Die relevanteste Studie zur V2G-Energieeffizienz stammt von Apostolaki-Iosifidou et al. (2017). Sie bestimmten die Energieverluste eines V2G-Systems experimentell. Ihr System umfasst einerseits die elektrischen Komponenten des Gebäudes, bestehend aus dem Netzanschlusspunkt, einem Transformator, der die 480 V Gebäudespannung auf 240 V transformiert, Leitungsschutzschalter und dem einphasigen EVSE, das 18 kW AC zur Verfügung stellt. Andererseits werden die elektrischen Komponenten eines für V2G umgerüsteten Ladesystems eines BMW MiniE betrachtet. Diese enthalten die Leistungselektronik, bestehend aus einem bidirektionalen OBC, dem Kühlgebläse der Batteriekühlung und Steuergeräten, sowie eine 36,6 kWh Lithium-Ionen-Batterie. Tabelle 4.2 fasst die Energieverluste bei 40 A Ladestrom zusammen.
Auf einen Kommentar zur Studie von Shirazi und Sachs (2018) hin merken Apostolaki-Iosifidou et al. (2018) in ihrer Replik an, dass der Gebäudetransformator deutlich unter seiner Leistungsgrenze von 300 kVA betrieben wurde und die relativen Verluste mit höheren Strömen sinken würden. Bei Transformatoren die in privaten Gebäuden gängig sind, reduzierten sich die Verluste für Laden und Entladen in Summe auf 3 % bis 4 %. Für das gesamte V2G-System resultierten

Tabelle 4.2: *Gemessene Energieverluste eines V2G-Ladesystems bei 40 A Ladestrom in der Studie von Apostolaki-Iosifidou et al. (2017). Da die Autoren die Energieverluste der Fahrzeugkomponenten nur in Prozent ausweisen wurden die Absolutwerte aus den Prozentwerten ermittelt.*

	Laden		Entladen	
	in W	in %	in W	in %
Transformator	352,0	3,33	666,0	6,65
Leistungsschutzschalter	132,8	1,30	60,5	0,60
EVSE	30,0	0,29	105,5	1,39
Leistungselektronik	$\approx$ 598,7	5,77	$\approx$ 1.774,8	19,23
HV-Batterie	$\approx$ 175,4	1,69	$\approx 176,3$	1,91
$\sum$ Verluste	$\approx$ 1.288,9	12,38	$\approx$ 2.783,1	29,78
$\sum$ Verluste ohne Transformator	$\approx$ 936,9	9,05	$\approx$ 2.117,1	23,13

folglich experimentelle Verluste in Höhe von ca. 30 %. Da der verwendete Transformator zur Bereitstellung der 240 V-Anschlussspannung im Praxisfall vor dem Stromzähler liege, würden seine Verluste keinen finanziellen Einbußen für den Betreiber eines V2G-Systems bedeuten.

Die Studie von Apostolaki-Iosifidou et al. (2017) ist bisher die einzig bekannte, nach Peer-Review veröffentlichte Studie, die die Energieverluste von V2G experimentell untersucht. Die meisten Studien, die die ökonomischen Aspekte von V2G behandeln, berücksichtigen die Energieverluste nicht oder schätzen sie zwischen 27 % und 14 % (Shirazi und Sachs, 2018, S. 2). Die von Kriukov und Gavrilas (2019) ermittelten Verluste basieren auf der Summierung der Studienergebnisse anderer Autoren und Schätzungen, nicht aber auf experimentellen Testergebnissen eines realen Systems. Für die folgenden ökonomischen Betrachtungen werden daher Verluste nahe der Werte von Apostolaki-Iosifidou et al. als Prämisse verwendet. Um den ökonomisch nicht relevanten Transformatorverlusten und dem enormen technischen Fortschritt der vergangenen Jahre Rechnung zu tragen, wird im folgenden Verlauf der Arbeit mit V2G-Energieverlusten in Höhe von 25 % gerechnet.

4.4 Auswirkung von Smart Charging und Vehicle-to-Grid auf die Lebensdauer der Batterie

Während der Lebensdauer eines Lithium-Ionen-Akkus reduziert sich seine Kapazität und Leistung. Die Ursachen können in zwei Kategorien aufgeteilt werden: zeitliche und zyklische Alterung. Die zeitliche Alterung verläuft etwa proportional zur Quadratwurzel der Standzeit, sie wächst zu Beginn stark, ihre Bedeutung nimmt aber mit zunehmender Batterielebenszeit ab. Beeinflusst wird sie von der Batterietemperatur und dem SoC, da, wie in Abschnitt 3.2.2 erklärt, hohe Zelltemperaturen und -spannungen zum irreversiblen Verlust von aktivem Lithium führen. Die zyklische Alterung wird hauptsächlich durch hohe Entladetiefen und, geringer gewichtig, durch hohe Ladeströme sowie durch besonders hohe oder niedrige Temperaturen und SoCs verstärkt (Saldaña et al., 2019, S. 24ff.; Ahmadian et al., 2018).

Mehrere Studien haben den Einfluss von SC und V2G auf die Alterung der HV-Batterien untersucht. Jafari et al. (2018) simulieren den Einfluss von frequency regulation (in etwa mit europäischer PRL vergleichbar), der Verhinderung von Lastspitzen und der Speicherung von Solarenergie durch SC und V2G auf Fahrzeugbatterien. In ihrem Basisszenario führt unkontrolliertes Laden innerhalb von 50 Ladezyklen zu einer Reduktion der Zellkapazitäten von 100 % auf rund 90 %. In ihrer Simulation führt SC im Vergleich zum Basisszenario zu 15,8% weniger

Kapazitätsverlust. Die Autoren erklären den Effekt damit, dass durch SC Ladevorgänge in die Nacht verschoben werden und mehrmaliges Laden nach jeder Fahrt am Tag verhindert wird. Dadurch sinkt der durchschnittliche SoC der Fahrzeuge. Eine zweistündige Erbringung von frequency regulation per V2G verstärkt den Kapazitätsverlust in ihrer Simulation im Vergleich zum SC-Szenario um 14,3%, sodass die Verluste sogar leicht geringer sind als im Basisszenario. Zweistündiges Peak-shaving mit bidirektionalem Laden in den frühen Abendstunden steigerte die Alterungseffekte um 22,8% verglichen mit SC. Im dritten Szenario wurde bidirektionales Peak-shaving in den Abendstunden durch die Speicherung von PV-Strom während des Vormittags erweitert. Die Zunahme der Alterung stieg auf 37,2%. Die Autoren erklären Kapazitätsverluste durch V2G mit zusätzlichen Ladezyklen und höheren Entladetiefen. Die Ergebnisse von Jafari et al. (2018) bestätigen die Ergebnisse von Ahmadian et al. (2018), die in einer ähnlichen Simulation geringere Alterungseffekte beim Einsatz von SC durch geringere SoCs und Ladeströme und stärkere Batteriedegradation bei V2G mit höheren Ladungsumsätzen erklären.

Wang et al. (2016b) quantifizieren in ihrer Simulation die V2G-Alterungskosten für verschiedene Einsatzszenarien. Im Basisszenario ohne SC wird ein Kapazitätsverlust von 31,4 % innerhalb von 10 Jahren für einen Nissan Leaf mit einer 24 kWh Batterie als Referenz ermittelt. Zweistündiges SC zum Peak-shaving führte nicht zu erhöhten Alterungseffekten. Ausgehend von einem Preis von 6.000 $ für den Austausch der Batterie ab einem Kapazitätsverlust von 30 %, rechnen sie Kapazitätsverluste durch V2G in Wertverluste um. Sie untersuchen verschiedene Ladepunktszenarien, unter anderen das Laden mit 1,44 kW und 7,2 kW. Tabelle 4.3 fasst die relevanten Ergebnisse der Studie zusammen.

Tabelle 4.3: *Alterungseffekte für zweistündiges Peak-shaving und frequency regulation per V2G gemäß der Simulation von Wang et al. (2016b).*

Service	Ladeleistung in kW	Alterungseffekt in Prozentpkt.	Alterungseffekt in $
Peak-shaving	1,44	0,0019	0,38
	7,2	0,0041	0,82
frequency regulation	1,44	0,0010	0,20
	7,2	0,0023	0,46

Die Simulationsergebnisse erfüllen die Erwartung, dass geringe Ladeleistungen zu geringeren Alterungseffekte führen. Zudem zeigt die Studie, dass Peak-shaving zu höheren Kapazitätsverlusten führt als frequency regulation.

Auch Ginigeme und Wang (2020) quantifiziert die Kosten der Alterungseffekte in verschiedenen SC- und V2G-Szenarien. Auf Basis des Nissan Leaf e+ mit 62 kWh Batteriekapazität ermitteln sie für einen Ladevorgang innerhalb eines nicht gesteuerten Ladesystems Alterungskosten in Höhe von 0,28 $ pro Fahrzeug. In einem SC-System, in dem die Fahrzeuge im Durchschnitt 14 Stunden über Nacht zum Peak-shaving eingesetzt werden und das hinsichtlich niedriger Alterungskosten optimiert wurde, sanken die Kosten für ein Fahrzeug auf 0,24 $. Ein V2G-System wurde hinsichtlich der Varianz des Lastprofils, der Alterungskosten der Batterie und Ladekosten, basierend auf dem Verlauf des Börsenstrompreises, optimiert. Die Fahrzeuge nahmen während eines Tages insgesamt 23,25 Stunden teil, sowohl über Nacht an einem 1,7 kW als auch während der Arbeitszeit an einem 7,7 kW Ladepunkt. In dieser Rechnung stiegen die Kosten für die Abnutzung der Batterie auf 0,86 $ pro Tag. Sie lagen damit 0,58 $ über dem Basisszenario.

Bañol Arias et al. (2020) untersuchen die Auswirkungen der Erbringung von PRL per V2G auf die Alterungseffekte der Batterie. Sie simulieren die Abnutzungskosten für einen Mitsub-

ishi Outlander (PHEV, 12 kWh), Peugeot iOn (BEV, 16 kWh), Nissan e-NV200 Evalia (BEV, 24 kWh) und Nissan Leaf (BEV, 30 kWh). Die Autoren gehen von einer 13-stündigen Partizipation pro Tag und Austauschkosten für den Batteriekasten in Höhe von 158 €/kWh aus. Sie untersuchen die Abnutzungseffekte innerhalb von drei V2G-Strategien zur Erbringung von PRL, zwei Nutzungsszenarien der Fahrzeuge und Ladeleistungen bis zu 10 kW über ein Jahr hinweg. Im realistischsten Nutzungsszenario, in dem 30 % des SoCs der Fahrzeuge für Fahrten vorgehalten werden, übersteigen die Kapazitätsverluste durch V2G für keine der drei Strategien, kein Fahrzeug und keine Ladeleistung 1 % pro Jahr. Die Fahrzeuge mit kleineren Batteriekapazitäten erlitten stärkere Verluste. Beim Nissan e-NV200 Evalia und Nissan Leaf lagen die Alterungseffekte auch bei 10 kW Ladeleistung maximal bei 0,4 %. Unter Verwendung der angegebenen Kosten für den Batterietausch ergeben sich aus der Studie für 13-stündiges Erbringen von PRL für einen Nissan Leaf Kosten in Höhe von rund 19 € pro Jahr oder 5,2 ct pro Tag.

Die Studienlage zeigt kein einheitliches Bild zu den Kosten der Alterungseffekte, zumindest aber gemeinsame Tendenzen. In den Studien von Jafari et al., Ahmadian et al. führte SC zu geringeren Alterungseffekten, bei Wang et al. zu keinen zusätzlichen, im Vergleich zum Laden ohne Ladestrategie. Jafari et al., Wang et al. und Ginigeme und Wang haben für Peak-shaving per V2G höhere Verluste ermittelt als für frequency regulation. Jafari et al. (2018, S. 132) erklärt dies mit den höheren Energieumsätzen durch Peak-shaving.
Bei der Höhe der Alterungseffekte und ihren Kosten existieren deutliche Unterschiede. Auf Basis der existierenden Studienlagen kann noch keine sichere Aussage über die Höhe der Kosten für V2G getroffen werden. Die Kosten sind zudem immer abhängig von einer Vielzahl an Parametern, insbesondere den lokalen klimatischen Bedingungen, der Berücksichtigung von Batteriekühlungen, der Zellchemie, dem SoC, der maximalen Entladetiefe, den Ladeströmen, der Batteriegröße, der Häufigkeit und der Art der V2G-Anwendung und den zugrunde gelegten Batteriepreisen. Aufgrund der starken Reduktion der Batteriepreise (vgl. Abbildung 3.7), der deutlichen Zunahme der Batteriegröße und den enormen Verbesserungen der Batterietechnik der vergangenen Jahre können die Ergebnisse älterer Studien kaum für eine aktuelle Bewertung verwendet werden.

Den Unsicherheiten der Daten bewusst, werden für den weiteren Verlauf der Arbeit Annahmen abgeleitet. Wang et al. gingen von 0,46 $ Kosten für zweistündiges Erbringen von frequency regulation bei 7,2 kW Ladeleistung aus. Sie legen ein lineares Modell für die zyklische Alterung und einen Batteriekastenpreis von 250 $/kWh zugrunde. Unter Berücksichtigung der Preisreduktion für Batteriekästen auf ca. 135 $/kWh im Jahr 2020 und umgerechnet in Euro würden die Alterungskosten heute bei ca. 11,3 ct pro Stunde an einem Ladepunkt mit 7,2 kW liegen. Bei Bañol Arias et al. entstehen 5,2 ct Kosten innerhalb von 13 Stunden. Linear herunter gerechnet liegen ihre Kosten bei 0,4 ct pro Stunde.
Die Simulation von Wang et al. resultierte für zweistündiges Peak-shaving mit 7,2 kW per V2G in Alterungseffekten äquivalent zu 0,82 $ Kosten. Das entspricht 37,3 ct pro Stunde. Ginigeme und Wang ermittelten für 23,25 Stunden langes Peak-shaving 0,58 $ zusätzlichen Wertverlust. Der Stundenwert beträgt hier 2,3 ct.
Im Vergleich der Studien weisen Wang et al. die höchsten Kosten, Bañol Arias et al. die geringsten und Ginigeme und Wang Werte dazwischen aus. Im Vergleich aller Studien, auch unter der Berücksichtigung der Ergebnisse von Jafari et al., scheinen Bañol Arias et al. die Kosten zu unterschätzen und die Werte von Wang et al. nicht mehr zeitgemäß zu sein. Für die Erbringung von PRL wird daher ein Wert über dem von Bañol Arias et al. verwendet, der unter den Kosten für Peak-shaving von Ginigeme und Wang liegt. Für den weiteren Verlauf der Arbeit gelten die Annahmen aus Tabelle 4.4

Tabelle 4.4: *Prämissen für den Wertverlust durch die V2G-Services pro geleistete Stunde.*

Service	Ladeleistung in kW	Wertverlust in ct
Smart Charging	∀ P	0
Peak-Shaving	1,44	1,1
	7,2	2,3
PRL	1,44	0,7
	7,2	1,5

4.5 Einsatzmöglichkeiten von Smart Charging und Vehicle-to-Grid

SC und V2G, inklusive der erweiterten bidirektionalen Konzepte, können zur Erreichung unterschiedlicher Zwecke eingesetzt werden. Tabelle 4.5 gibt einen Überblick über die in der Literatur genannten Einsatzmöglichkeiten. Die Literatur ist mittlerweile so umfangreich, dass hier nur ein Auszug dargestellt werden kann.

Im Folgenden werden die fünf wesentlichen Einsatzmöglichkeiten von SC und V2G erklärt. Zudem wird eine überschlagsmäßige Orientierung für Erlösmöglichkeiten gegeben. Für die Berechnungen wird angenommen, dass der Energiebedarf eines PEVs 10,9 kWh pro Tag beträgt und es 9,9 h mit einem 7,2 kW Ladepunkt verbunden ist, an dem es normalerweise abends ab 18 Uhr laden würde (Daten gemäß dem Nutzungsverhalten in Sektion 3.8).
Für die Energieverluste durch V2G werden die in Sektion 4.3 abgeleiteten 25 % als Prämisse verwendet. Als Kosten für die Batteriealterung durch V2G gelten die Prämissen aus Tabelle 4.4. Wird eine Fahrzeugbatterie aufgeladen um den Strom zu einem späteren Zeitpunkt dem Netz wieder zur Verfügung zu stellen, agiert die Batterie als Zwischenspeicher und ist damit von einigen Umlagen, Steuern und Abgaben ausgenommen. Die Konzessionsabgabe (ca. 1,66 ct/kWh), die Stromsteuer (2,05 ct/kWh), die EEG-Umlage (6,405 ct/kWh) und 19 % Mehrwertsteuer auf alle verbleibenden Strompreisbestandteile werden aber weiterhin für Batteriespeicher in Fahrzeugen fällig (vgl. Abschnitt 2.2.6). Die Kosten fallen zwar auch für den Strom beim intelligenten Laden an, hier sind es allerdings keine Zusatzkosten, da der Energieumsatz im Vergleich zum ungesteuerten Laden konstant bleibt. Für den Strombezug über das Stromnetz werden 30,43 ct/kWh als Strompreis angenommen (vgl. Abbildung 2.4).

4.5.1 Lastverschiebung und Energieeinspeisung mit Stromnetzkopplung

Smart Charging

Durch Smart Charging können die Ladezeitpunkte eines PEVs an die Einspeiseleistung der Erzeuger angepasst werden. Beim Valley-filling wird der Ladevorgang gestartet, wenn die Last die Erzeugungsleistung unterschreitet. Beim Peak-shaving werden Ladevorgänge verhindert oder Ladeleistungen reduziert, wenn der Lastgang die Erzeugung übersteigt. Sowohl die Kopplung an die Last als auch an die Einspeisung reduziert der Regelungsbedarf konventioneller Kraftwerke und führt damit zu geringeren Erzeugungskosten.
Eine Kopplung der Ladevorgänge an den Strommix ist ebenso möglich. Ladevorgänge finden statt, wenn die Einspeiseleistung der fluktuierenden erneuerbaren Erzeuger hoch ist. Die Kopplung an die EE-Erzeugungsleistung verhindert, dass EE bei Einspeisespitzen abgeregelt werden müssen. Fällt die Festvergütung gemäß EEG weg, steigen außerdem die Erlöse für erneuerbare Erzeuger, da die Nachfrage während ihrer Einspeisezeit steigt und mit ihr der Börsenstrompreis. Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive ist eine direkte Kopplung der Ladevorgänge an den Verlauf des Börsenstrompreises naheliegend. Wie in Abschnitt 2.2.4 gezeigt, weist der Börsen-

Tabelle 4.5: *Literaturüberblick über die Einsatzmöglichkeiten von Smart Charging und Vehicle-to-Grid.*

Studie	SC/V2G	Untersuchte Einsatzmöglichkeiten
Almehizia und Snodgrass (2018)	V2G	Schwankungsausgleich im Großhandelsmarkt, Unterstützung bei der Netzintegration von EE, Regelleistung, Spannungshaltung, Momentanreserve, DSM
Bailey und Axsen (2015)	SC	Schwankungsausgleich im Großhandelsmarkt, Vergrößerung des Anteils der EE am Strommix
Bessa und Matos (2014)	SC	Schwankungsausgleich im Day-Ahead-Markt, SRL
Bohnsack et al. (2015)	V2G	Schwankungsausgleich im Großhandelsmarkt, Netzdienstleistungen, Notstromversorgung
Brandt et al. (2017)	V2G	SRL
Ensslen et al. (2014)	SC	Schwankungsausgleich im Day-Ahead-Markt
Fattori et al. (2014)	V2G	Ausgleich von PV-Einspeisepeaks
Fournier et al. (2013)	V2G	Schwankungsausgleich im Großhandelsmarkt, Regelleistung
Fournier et al. (2014)	V2G	Schwankungsausgleich im Großhandelsmarkt, Regelleistung
Göhler et al. (2019)	SC	Schwankungsausgleich im Großhandelsmarkt, Regelleistung, Engpassmanagement
Göhler et al. (2019)	V2G	Schwankungsausgleich im Großhandelsmarkt, Momentanreserve, Regelleistung, Spannungshaltung, Engpassmanagement, Schwarzstartfähigkeit
Muzakkir Hussain et al. (2018)	V2G	Preisdifferenzen im Day-Ahead-Markt, Regelleistung, Netzdienstleistungen
IRENA (2019)	V2G	Preisdifferenzen im Großhandelsmarkt, Regelleistung, Bilanzkreismanagement, Spannungshaltung, Notstromversorgung, Netzengpassmanagement, Erhöhung der PV-Eigenverbrauchsquote
Jargstorf und Wickert (2013)	SC	Negative SRL
Jiang und Fei (2013)	V2G	Spannungshaltung
Kahlen et al. (2012)		Schwankungsausgleich im Großhandelsmarkt
van der Kam und van Sark (2015)	V2G	Erhöhung der PV-Eigenverbrauchsquote
Simon et al. (2014)	V2G	Schwankungsausgleich im Großhandelsmarkt, SRL und MRL, Bilanzkreismanagement
Wang et al. (2016a)	V2G	Spannungshaltung

strompreis innerhalb eines Tages Kursdifferenzen auf. Tabelle 4.6 zeigt die Differenzen zwischen den Abend- und den Nachtstunden.
Werden die durchschnittlich 1,4 h-Laden am Tag anstatt im Zeitraum zwischen 18 Uhr und 20 Uhr in den Zeitraum von 2 Uhr bis 4 Uhr verlegt, kann der Strom statt für einen Börsenstrompreis von etwa 4,73 ct/kWh für 2,83 ct/kWh gekauft werden. Wird optimistisch angenommen,

Tabelle 4.6: *Durchschnittlicher Day-Ahead-Börsenstrompreis 2019 für ausgewählte Uhrzeiten.*

Uhrzeit	Day-Ahead-Preis in ct/kWh	Uhrzeit	Day-Ahead-Preis in ct/kWh
16:00	4,08	0:00	3,06
17:00	4,62	1:00	2,92
18:00	4,96	2:00	2,80
19:00	4,82	3:00	2,78
20:00	4,37	4:00	2,91
21:00	4,02	5:00	3,41
22:00	3,68	6:00	4,04

dass das EVU die volle Kostenersparnis an den Kunden weitergibt, reduzieren sich die Kosten zusätzlich um die 19 % Mehrwertsteuer. Bei 10,9 kWh täglicher Ladeenergie würden die Strombeschaffungskosten um

$$\big(10,9\,\mathrm{kWh/d} \cdot (4,73\,\mathrm{ct/kWh} - 2,83\,\mathrm{ct/kWh})\big) \cdot 1,19 \approx 24,6\,\mathrm{ct/d} \approx 90\,€/\mathrm{a}$$

niedriger ausfallen.

Vehicle-to-Grid

Durch die Fähigkeit Strom in das Netz zurückspeisen zu können verstärken sich die positiven Effekte theoretisch. Fahrzeuge werden weiterhin geladen, wenn viel Strom günstig verfügbar ist. Zusätzlich können sie an Zeitpunkten, an denen die Last hoch, der Anteil an EE niedrig und die Stromerzeugung teuer ist, Energie in das Netz einspeisen. Das steigert den Effekt der Verhinderung von Kraftwerksleistungsanpassungen und erhöht den Anteil erneuerbarer Energien am Strommix. Während SC Ladekosten reduziert, lassen sich durch V2G Einnahmen aus den Preisdifferenzen der Strombörse erzielen.
Speist ein PEV im Zeitraum von 18 Uhr bis 20 Uhr Energie an einem 7,2 kW Ladepunkt in das Netz ein, können, bei einem durchschnittlichen Börsenstrompreis von 4,73 ct/kWh, Umsätze in Höhe von

$$14,4\,\mathrm{kWh/d} \cdot 4,73\,\mathrm{ct/kWh} \approx 68,1\,\mathrm{ct/d} \approx 249\,€/\mathrm{a}$$

erzielt werden. Durch die 25 % Energieverlust werden müssen beim Aufladen 18 kWh bezahlt werden, auf die Stromsteuer und Konzessionsabgabe fällig werden (in Summe 3,71 ct/kWh). Die EEG-Umlage fällt nur in Höhe der in das Netz gespeisten Strommenge an. Die Kosten zum Wiederaufladen der abendlich eingespeisten Strommenge am Morgen summieren sich auf

$$\begin{aligned}&\big(14,4\,\mathrm{kWh/d} \cdot (10,115\,\mathrm{ct/kWh} + 2,83\,\mathrm{ct/kWh})\\ &+3,6\,\mathrm{kWh/d} \cdot (3,71\,\mathrm{ct/kWh} + 2,83\,\mathrm{ct/kWh})\big) \cdot 1,19\\ &+2,3\,\mathrm{ct/h} \cdot 2\,\mathrm{h/d} \approx 219\,\mathrm{ct/d} \approx 800\,€/\mathrm{a}\end{aligned}$$

und übersteigen damit bei weitem die Einnahmen, wobei diese Rechnung der Einfachheit halber nicht berücksichtigt, dass sich durch die Energieverluste die Aufladezeit an einem 7,2 kW Ladepunkt auf mehr als zwei Stunden beläuft. Selbst wenn das Peak-shaving auf Zeiten mit außergewöhnlich hohen Börsenstrompreisen beschränkt werden würden, kann keine Wirtschaftlichkeit erreicht werden. Um mit einem 7,2 kW Ladepunkt 219 ct in zwei Stunden zu erwirtschaften, müsste die Rückspeisung mit mindestens 15,2 ct/kWh vergütet werden. Der maximal Day-Ahead-Börsenstrompreis betrug 2019 12,1 ct/kWh und lag damit weit unter der Gewinnschwelle. Alleine die anfallenden staatlichen Abgaben machen V2G Peak-shaving zum heutigen Zeitpunkt unwirtschaftlich. Selbst wenn man die Abgaben aus der Rechnung herauslässt, wird

der Einsatz von V2G für Peak-shaving durch die zusätzlichen Batteriealterungskosten und Abwärmeverluste kaum profitabel. Unter den gegebenen Angaben betrüge der Gewinn ca. 3 ct/d.

4.5.2 Lastverschiebung und Energieeinspeisung mit Kopplung an ein Gebäude-Energiesystem

Smart Charging

Verfügt ein Gebäude über eine PV-Anlage, eine Kleinwindkraftanlage oder einen sonstigen Stromerzeuger, generiert die Kopplung des Ladezeitpunktes an die Erzeugungsleistung (V1B) sowohl privaten finanziellen, als auch gesellschaftlichen Nutzen. Der durch das EEG garantierte Verkaufspreis für erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien ist mittlerweile deutlich geringer (9,72 ct/kWh für im Februar 2020 errichtete PV-Anlagen (Bundesnetzagentur, 2020a)) als der Strompreis (30,43 ct/kWh vgl. Abschnitt 2.2.4). Beim Verbrauch des selbst erzeugten Stromes wird die Differenz zum Strompreis gespart. Die Parkorte im Tagesverlauf in Abbildung 3.11 haben gezeigt, dass etwa ein Drittel der PEVs auch tagsüber, dann wenn PV-Anlagen Strom erzeugen, auf privatem Grund stehen und sich ein weiteres Drittel am Arbeitsplatz befindet und bei Vorliegen eines Ladepunktes für die Interaktion mit einem Stromerzeuger des Gebäudes bereit steht. Werden PEVs dann geladen, wenn die Erzeugungsleistung gerade hoch ist, kann die Eigenverbrauchsquote (EQ) signifikant erhöht werden. Neben dem direkten finanziellen Nutzen führt dies auch zu einer Entlastung des Stromnetzes.

Van der Kam und van Sark (2015) haben für ein Energiesystem mit einer 31 kW PV-Anlagen, einem Nissan Leaf und einem Tesla Model S die Erhöhung der EQ durch SC und V2G untersucht. Die Fahrzeuge unternahmen im Durchschnitt nur drei Fahrten pro Woche, die zwischen drei und sechs Stunden dauerten, sodass die BEVs die meiste Zeit am Energiesystem partizipierten. Die maximale Ladeleistung des Nissan Leafs betrug 6,6 kW, die des Tesla Model S 22 kW. Ohne Optimierung wurden die Fahrzeuge nach jeder Fahrt direkt mit voller Leistung aufgeladen. In diesem Fall lag die EQ bei 49 %. Mit ihrem SC-Algorithmus wurden die Fahrzeuge bevorzugt während der Einspeisespitzen aufgeladen. Die Quote stieg auf 62 %.
Private Haushalte verfügen nur selten über zwei BEVs, zudem sind die Fahrzeuge im Durchschnitt nur 9,9 h mit einem Ladepunkt verbunden und auch nicht immer mit dem des eigenen Gebäudes (reduziert EQ). Dafür sind die PV-Anlagen zumeist kleiner als 10 kW (erhöht EQ). Die Ergebnisse sind nicht exakt auf einen typischen Haushalt mit PV-Anlage und BEV übertragbar, können aber eine Orientierung geben. Kann bei einer PV-Anlage, die 7 MWh Strom pro Jahr produziert, per SC eine Erhöhung der EQ um 10 Prozentpunkte erreicht werden, können bei der oben genannten Einspeisevergütung und dem genannten Strompreis Stromkosten in Höhe von

$$7\,\mathrm{MWh/a} \cdot 10\,\% \cdot (30,43\,\mathrm{ct/kWh} - 9,72\,\mathrm{ct/kWh}) \approx 39,7\,\mathrm{ct/d} \approx 145\,€/\mathrm{a}.$$

gespart werden.

Vehicle-to-Grid

Unterschreitet der selbst produzierte Strom den Strombedarf des Gebäudes (z. B. bei einer PV-Anlage am Abend), können Verbraucher per V2B durch Strom aus dem PEV-Energiespeicher versorgt werden. Das steigert die EQ weiter und erhöht den Autarkiegrad. Im Falle eines flächendeckenden Stromausfalles können Haushalte ihren Strom übergangsweise aus dem PEV beziehen.
Van der Kam und van Sark (2015) haben in ihrer Studie unterschiedliche V2G-Algorithmen untersucht. Im schlechtesten Fall stieg die EQ von 49 % auf 79 % und mit einem optimierten Algorithmus auf 87 %. Bei den V2G-Varianten wurden die Fahrzeuge batterieschonend nur selten mit der vollen Leistung ge- bzw. entladen. Bei der optimierten Variante lag die durchschnittliche

Ladeleistung zwischen 1,1 kW und 2,6 kW, der Energieumsatz stieg im Vergleich zum unkontrollierten Laden um den Faktor 2,3 bis 4. Statt bei 99 % lag der durchschnittliche SoC zwischen 40 % und 55 %.
Da bei V2B keine Energie in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird, werden auch die staatlichen Abgaben nicht fällig. Energieverluste wurden von den Autoren nicht berücksichtigt. Zudem muss der Wertverlust durch die Alterungseffekte der Batterie in die Erlösrechnung integriert werden. Die Lastkurven und Anstiege der Energieumsätze der Fahrzeuge in der Studie von van der Kam und van Sark entsprechen dem Einsatz von Peak-shaving im Stromnetz. Aufgrund der geringen Ladeleistungen werden gemäß Tabelle 4.4 1,1 ct pro Stunde für den Wertverlust zugrunde gelegt. Wird eine Verbesserung der EQ per V2G um 30 Prozentpunkte angenommen, liegen die theoretischen Erlöse für die genannten Parameter bei

$$\begin{aligned} &7\,\mathrm{MWh/a} \cdot 30\,\% \cdot 75\,\% \cdot (30,43\,\mathrm{ct/kWh} - 9,72\,\mathrm{ct/kWh}) \\ &-1,1\mathrm{ct/h} \cdot 8766\,\mathrm{h/Jahr} \approx 92,7\,\mathrm{ct/d} \approx 338\,€/\mathrm{a}. \end{aligned}$$

Die hier gezeigten Werten sind sehr stark vom Nutzungsverhalten abhängig. Ein Pendler wird per V2H seine EQ kaum um 30 % steigern können. Mit Fahrzeugen die wenig in Gebrauch und tagsüber mit dem häuslichen Ladepunkt verbunden sind, lassen sich auch die 40 Prozentpunkte im Beispiel von van der Kam und van Sark erzielen.

4.5.3 Angebot von Regelleistung

Smart Charging

Viele PEVs können zu einem Regelleistungspool aggregiert werden, um kurzfristige Schwankungen im Netzregelverbund auszugleichen (vgl. Pooling in Abschnitt 2.3.4). Ein gesteuerter Ladestart bzw. die Erhöhung der Ladeleistung ermöglicht negative, ein gelenkter Ladeabbruch bzw. die Reduzierung der Ladeleistung positive Regelleistung. Per SC lässt sich damit das Stromnetz stabilisieren, das mit Fortschreiten der Energiewende größeren Schwankungen ausgesetzt sein wird. Über den Regelleistungsmarkt können mit PEVs Erlöse erzielt werden.

SRL und MRL müssen mindestens über einen vierstündigen Zeitraum, PRL über einen Tag erbracht werden können. Um mit einem SC-System PRL anzubieten, müsste die Flotte über die eintägige Zeitscheibe zu jeder Uhrzeit ihre Ladeleistung um die angebotene Leistungshöhe erhöhen und, viel schwieriger, reduzieren können. Das Laden der Fahrzeuge müsste über den Tag gleichverteilt werden, sodass die Flotte in kleinere Flotten unterteilt werden muss. Angesichts der Ergebnisse aus Sektion 4.7 bzgl. des Zusammenhangs von Flottengröße, Puffergröße, System-Verlässlichkeit und der Notwendigkeit die Mobilitätsbedürfnisse der Nutzer zu bewahren, stellt dies keine sinnvolle Option dar.
Für MRL und MRA werden höhere Preise gezahlt als für SRL und SRA. Die Abrufhäufigkeit von MRL ist aber so selten, dass sich über die Sekundärreserve höhere Erlöse erzielen lassen. Für positive SRA werden zwar deutlich höhere Preise gezahlt als für negative, hier muss allerdings die nicht bezogene Delta-Arbeit dem EVU bezahlt werden, obwohl das Fahrzeug gar nicht geladen wurden (vgl. Abschnitt 2.3.3). Das Erlöspotenzial ist bei negativer SRL am höchsten. Zu diesem Ergebnis kommt auch die Metastudie von Göhler et al. (2019, S. 30). Der Grund liegt in den vermiedenen Stromkosten.

Anstatt eine große Flotte aus PEVs von 18 Uhr bis 20 Uhr zu laden, kann sie im Zeitraum von 0 Uhr bis 4 Uhr am Markt für negative SRL angeboten werden. Werden die Fahrzeuge mit einem niedrigen Leistungs- und Arbeitspreis angeboten, stehen sie in der MOL weit oben und werden häufig für den Einsatz negativer Regelleistung und -arbeit eingesetzt. Aufgrund der hohen Abrufhäufigkeiten für SRL (vgl. Abschnitt 2.3.5), wird die Flotte standardmäßig durch die

Regelarbeit aufgeladen. Sie erhält dafür den Regelarbeitspreis und den kostenlosen Strom. Sie spart damit den Börsenstrompreis, der abends für das Laden angefallen wäre. Der lastgewichtete Mittelwert für SRA ist zwar positiv, für die Berechnungen ist die Verwendung des zeitlichen Mittelwertes aber realistischer. Für die Unterschiede sind hohe Arbeitspreise einiger Bieter verantwortlich, deren Preisstrategie darauf setzt möglichst selten, wenn dann aber zu einem hohen Preis Regelarbeit leisten zu müssen. Für die Regelarbeit müssen daher geringe Kosten in Höhe von -0,11 ct/kWh veranschlagt werden. Geringe Erlöse kommen über den Leistungspreis hinzu. Gemäß Tabelle 2.3 kann mit 7,7 €/MW pro 4-Stundenzeitscheibe kalkuliert werden. Da zwar meistens, aber nicht immer genügend negative SRL in dem Zeitraum abgerufen wird, um die Flotte vollständig zu laden, müssen im Zeitraum zwischen 4 Uhr und 6 Uhr eventuell Ladevorgänge bei einem Börsenstrompreis von 3,45 ct/kWh nachgeholt werden. Wird veranschlagt, dass die Flotte zu 95 % mit ihrem Leistungspreis erfolgreich ist und sie dann zu 60 % ihre Energie aus der negativen SRA bezieht, summieren sich die Stromkostenersparnisse sowie die Regelleistungs- und Regelarbeitskosten für ein Fahrzeug auf ca.

$$\begin{aligned}\big(10,9\,\mathrm{kWh/d}\cdot(4,73\,\mathrm{ct/kWh}-0,11\,\mathrm{ct/kWh})\cdot 60\,\%+7,7\,€/\mathrm{MW/d}\cdot 7,2\,\mathrm{kW}\big)\cdot 95\,\%\cdot 1,19\\ \approx 36,5\,\mathrm{ct/d}\approx 133\,€/\mathrm{a}.\end{aligned}$$

Hinzu kommen geringfügige Ersparnisse für den Fall, dass keine Regelarbeit abgerufen wurde und die Fahrzeuge zwischen 4 Uhr und 6 Uhr laden. Mit den obigen Erfolgswahrscheinlichkeiten für die Regelleistungs- und Regelarbeitsauktionen werden 43 % des Stromes so geladen. Da innerhalb dieses Zeitraums der Börsenstrompreis etwa 1,2 ct/kWh günstiger ist als zwischen 18 Uhr und 20 Uhr, addieren sich im Mittel 5,6 ct pro Tag bzw. 21 € pro Jahr zu den obigen Erlösen hinzu. Damit liegen die Erlöse pro Tag bei 42,1 ct und pro Jahr bei 154 €. In die Rechnung nicht inkludiert wurden Kosten für Ausgleichsenergie durch die Nachholeffekte (vgl. Sektion 2.3.2).
Bei der Berechnung der Erlöse aus dem Leistungspreis wurde berücksichtigt, dass für Energiespeicher, die SRL erbringen, eine Mindestverfügbarkeit von einer Stunde gilt (vgl. Abschnitt 2.3.2). Das führt dazu, dass die maximale Lademenge nicht über vier Stunden, sondern nur über mindestens eine gestreckt werden muss. Bei 7,2 kW Ladeleistung und 10,9 kWh Lademenge begrenzt nicht die gestreckte Lademenge, sondern die verfügbare Ladeleistung die Angebotshöhe. Die Rechnung zeigt, dass die Kostenersparnisse mit der aufladbaren Energiemenge und der verfügbaren Leistung steigen.

Vehicle-to-Grid

Mit bidirektionalem Laden kann positive Regelleistung nicht nur durch eine Verringerung der Ladeleistung generiert werden, sondern auch durch die direkte Einspeisung von Strom in das Netz. Die Batterie agiert als Zwischenspeicher. Hohe Energieumsätze müssen aufgrund der externen Strompreisbestandteile und der Energieverluste vermieden werden. Für positive SRL und MRL ist die Wahl eines hohen Arbeitspreises sinnvoll. Das garantiert, dass die Erlöse auf jeden Fall die hohen Kosten der Rückspeisung überschreiten. Auf Basis der Daten von www.regelleistung.net lässt sich durch das in Sektion 2.3.5 beschriebene Verfahren ermitteln, dass zwischen dem 01.09.2019 und dem 29.02.2020 der Grenzpreis in der ersten Zeitscheibe eines Tages für positive SRA lediglich in 56 Viertelstunden (1,9 % aller Abrufe) und für MRA 9 Mal (56,3 %) über der beim Peak-shaving ermittelten Gewinngrenze von 15,2 ct/kWh lag. Das ist so selten, dass kaum Erlöse über den Arbeitspreis erwirtschaftet werden können. Die Einnahmen über den Leistungspreis belaufen sich für positive MRL immerhin auf 40 € pro Jahr, für SRL sind es lediglich 18 €.

Durch die Möglichkeit zur Rückspeisung müssen die Fahrzeuge nicht den ganzen Tag lang über mit einer Mindestleistung geladen werden, um PRL bereitstellen zu können. Hartkopf et al. (2011, S. 42) und Spath et al. (2013, S. 103) bescheinigen PEVs eine schnellere Reaktionszeit

als Pumpspeicherwerken. Problematisch ist allerdings die technische Anforderung, dass PRL erbringende TEs die Netzfrequenz eigenständig messen und sich selbst aktivieren müssen. Hierfür wäre zusätzliche Hardware im Fahrzeug oder EVSE notwendig.
Zur Kalkulation möglicher Erlöse durch PRL müssen eine Reihe verschiedener Faktoren berücksichtigt werden. Unter anderem ist der Energieumsatz entscheidend. Er hängt von der Schwankungsstärke der Netzfrequenz und technischen Charakteristika des Pools, insbesondere der Leistung und dem Leistungsgradienten sowie der Kapazität, ab. Dabei muss berücksichtigt werden, dass Batteriespeicher ihr SoC durch Stromzukäufe und -verkäufe managen müssen, um stets positive und negative Regelleistung liefern zu können. Aufgrund der Energieverluste überwiegen die Stromzukäufe die -verkäufe.
Eine grobe Orientierung bzgl. des Energieumsatzes wird aus der Arbeit von Schimpe et al. (2018) übernommen. Sie haben den Einsatz eines Batteriespeichers am deutschen Regelleistungsmarkt untersucht. Ihre beschriebene Speichereinheit verfügte über 560 kW Leistung, lud im März 2017 rund 19 MWh Strom und gab 14 MWh ab. Die Energieverluste sind folglich mit den in dieser Arbeit angenommenen vergleichbar. Etwa 50 % der geladenen Energie entfiel auf Stromzukäufe, und 35 % der entladenen Energie auf Stromverkäufe. Der Rest wurde als Arbeit im Zuge der PRL-Erbringung umgesetzt.
Angenommen ein Fahrzeug bietet innerhalb eines PRL-Pools von 20 Uhr bis 4 Uhr 7,2 kW PRL an, so liegt sein Energieumsatz unter der Verwendung linearer Skalierungen bei ca. 2,5 kWh (davon 1,25 kWh Stromhandel) geladener und 2 kWh (0,7 kWh) entladener Energie. Die Leistung lag bei Schimpe et al. die meiste Zeit bei 10 % der Nennleistung. Folglich werden 0,7 ct/h für die Ermittlung der Wertverluste der Batterie angesetzt. Unter Berücksichtigung der fälligen Abgaben und der Kosten aus dem zusätzlichen Stromhandel, liegen die Gesamtkosten bei 36,1 ct. Die Erlöse durch den Leistungspreis (vgl. Tabelle 2.3) und die Stromverkäufe summieren sich auf 47,7 ct, sodass sich ein kleiner positiver Saldo von 11,6 ct für achtstündiges Erbringen von PRL ergibt, die sich über ein Jahr auf 42 € summieren. Ohne Einberechnung der staatlichen Abgaben läge der Jahreserlös bei 138 €. Unter der Berücksichtigung der hohen Unsicherheiten der getroffenen Annahmen kann hier nicht geschlussfolgert werden, dass die Bereitstellung von PRL durch PEVs heute wirtschaftlich ist.

4.5.4 Bilanzkreismanagement

Smart Charging

Um Kosten für Ausgleichsenergie zu reduzieren (vgl. Abschnitt 2.3.6) versuchen Bilanzkreise Abweichungen von ihrem Fahrplan möglichst gering zu halten. Ändert sich kurzfristig die Prognose eines Bilanzkreises nach der Übermittlung des Fahrplans an den ÜNB, z. B. aufgrund einer veränderten Wetterlage oder einer unerwarteten Kraftwerkstörung, können durch die Steuerung des Ladeverhaltens die Abweichungen kompensiert werden. Prinzipiell stellen PEVs auch hier Regelleistung zur Verfügung. Allerdings wird die Regelleistung nicht öffentlich an die ÜNBs verkauft, sondern direkt von einem Bilanzkreis in Anspruch genommen, der dadurch Ausgleichsenergiekosten spart. Da bei langanhaltenden Abweichungen vom Fahrplan die Verantwortung des Netzausgleiches auf den BKV übergeht, müssen Bilanzkreise entweder schnell Strommengen an der Börse beschaffen können oder über Kapazitäten als Stundenreserve verfügen. Neben dem Ausgleich kurzfristiger Schwankungen lässt sich durch das mehrstündige Flexibilitätspotenzial von PEV mittels einer großen PEV-Flotte eine Stundenreserve aufbauen.

Die SC-Erlöse für das Bilanzkreismanagement sind stark vom Bilanzkreis abhängig. Bilanzkreise mit einem hohen Anteil fluktuierender EE haben größere Unsicherheiten in ihren Erzeugungsprognosen und entsprechend größere Fahrplanabweichungen. Da die EVUs ihre Fahrpläne nicht veröffentlichen, liegt keine Datenbasis vor, auf deren Basis eine valide Aussage über die Einsparpotenzial durch SC getätigt werden könnte.

Aus den Ausführungen zum Ausgleichsenergiepreis in Abschnitt 2.3.6 lassen sich die maximalen Einsparungseffekte bzgl. vermiedener Ausgleichsenergiekosten herleiten. Ein Teil der Ausgleichsenergiezahlungen ist über alle Bilanzkreise hinweg betrachtet kostenneutral. Die Kompensationseffekte herausgerechnet, fallen pro Kilowattstunde Prognosefehler Kosten in Höhe von 3,17 ct für Ausgleichsenergie an. Ein PEV, dass seine 10,9 kWh am Tag hypothetisch optimal dazu einsetzen würde Prognosefehler auszugleichen, könnte die Ausgleichsenergiekosten um maximal

$$10,9\,\mathrm{kW/d} \cdot 3,17\,\mathrm{ct/kWh} \approx 34,6\,\mathrm{ct/d} \approx 126\,€/\mathrm{a}$$

senken. Real fallen die Ersparnisse geringer aus, da sich durch die Ladesteuerung Unterspeisungen nur schlecht ausgleichen lassen.

Vehicle-to-Grid

Ähnlich wie bei der an die ÜNBs verkauften Regelleistung ermöglicht V2G auch im Bilanzkreismanagement einen höheren Ausgleichsumfang durch die Einspeisung von Energie zusätzlich zum gesteuerten Verbrauch. Die Kosten für alle Abgaben, Energie- und Batteriewertverluste übersteigen die potenziellen Einnahmen analog zum Peak-shaving jedoch bei weitem.

4.5.5 Erweiterte Systemdienstleistungen

Smart Charging

Abschnitt 3.9 hat gezeigt, dass die zunehmende Marktdiffusion von Elektroautos zu hohen Investitionskosten in das Verteilnetz und insbesondere das Ortsnetz führt. Die Hauptursachen der Kosten sind zusätzliche Leitungen und leistungsstärkere Transformatoren durch höhere Lastspitzen. Wird das Laden der PEVs so gesteuert, dass lokale Lastspitzen vermieden und Netzkapazitäten nicht überschritten werden, können Investitionskosten im zweistelligen Milliardenbereich, die ansonsten innerhalb der nächsten Jahre anfallen würden, vermieden werden.
Abbildung 2.6 hat den Anstieg der Entschädigungszahlungen für die Abregelung von EE-Anlagen im Zuge des Einspeisemanagements verdeutlicht. Mit 635 Mio. € übertrafen die Kosten deutlich jene für die Vorhaltung von Regelleistung und die Erbringung von Regelarbeit. Die Abregelung von Erzeugungsanlagen kann verhindert werden, wenn in räumlicher Nähe zu hohe Einspeiseleistungen durch höhere Verbrauche kompensiert werden. SC bietet das Potenzial genau dort die Ladeleistung von PEVs zu erhöhen, wo andernfalls Windräder aus dem Wind gedreht oder PV-Anlagen abgeriegelt werden müssten, weil ihr Strom nicht abtransportiert werden kann. Voraussetzung ist, dass die lokalen Netzebenen den Energietransport bewältigen können.

Mit dem § 14a EnWG existiert eine gesetzliche Möglichkeit für die Gewährung verringerter NNE für steuerbare Verbrauchseinrichtungen. Der VNB EWEnetz reduziert für Kunden ohne registrierende Lastgangmessung bei netzdienlicher Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen den Arbeitspreis der NNE von 4,65 ct/kWh auf 2,04 ct/kWh und verzichtet vollständig auf den Grundpreis in Höhe von 96 € jährlich (EWEnetz, 2020). Steuerbare Verbrauchseinrichtungen können als Sondervertragskunden zudem nach § 2 KAV eine reduzierte Konzessionsabgabe erhalten, die sich von durchschnittlich 1,66 ct/kWh auf gesetzlich vorgeschriebene 0,11 ct/kWh senkt.
In einigen Fällen werden bereits heute vergünstigte Stromtarife für Elektroautos angeboten, die als steuerbare Verbrauchseinrichtungen gelten. Das EVU enviam bietet nach eigenen Angaben in 730 Netzgebieten einen vergünstigten Stromvertrag für Nutzer von Elektroautos an, bei dem die häusliche Wallbox über einen separaten Stromzähler angeschlossen wird. Der zuständige VNB unterbricht die Stromversorgung zur Wallbox über den Stromzähler täglich für ein bis zwei Stunden zu festgelegten statischen Starklastzeiten, häufig in den späten Nachmittagsstunden oder zur Abendzeit. Im konkreten Beispiel liegt der angebotene Preis je nach Standort

6 ct/kWh bis 7 ct/kWh unter einem normalen Strompreis. Kosten fallen allerdings für die Installation des zusätzlichen Stromzählers an. Außerdem muss die zusätzliche Grundgebühr in Höhe von 5,50 € bis 6 € monatlich gezahlt werden. Ohne Berücksichtigung der Installationskosten liegen die Ersparnisse hier bei durchschnittlich

$$10,9\,\text{kWh/d} \cdot 6,75\,\text{ct/kWh} - 5,75\,€/\text{m} \approx 54,7\,\text{ct/d} \approx 200\,€/\text{a},$$

wobei dies lediglich die Summe ist, die enviam an seine Kunden weiterreicht und nicht Gewinnmargen berücksichtigt. Werden die Vergünstigungen für NNE von EWEnetz und die reduzierte Konzessionsabgabe zugrunde gelegt, ergeben sich entsprechend höhere Einsparungen

$$\Big(10,9\,\text{kWh/d} \cdot \big((4,65\,\text{ct/kWh} - 2,04\,\text{ct/kWh}) + (1,66\,\text{ct/kWh} - 0,11\,\text{ct/kWh})\big) \\ +96\,€/\text{a}\Big) \cdot 1,19 \approx 85,2\,\text{ct/d} \approx 311\,€/\text{a}.$$

Die Möglichkeiten steuerbarer Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG sind zu statisch um mit ihnen effizient örtliche Einspeisespitzen zu kompensieren. Folglich sind die Entschädigungskosten der Netzbetreiber für Betreiber von EE-Anlagen weiter stark angestiegen. Das volle Potenzial zur Verhinderung von Netzengpässen kann SC erst mit einer wesentlich flexibleren Ladesteuerung unter Einbezug der ÜNBs und VNBs, z. B. innerhalb eines Flexibilitätsmarktes, entfalten.

Vehicle-to-Grid

Per V2G lassen sich Redispatch-ähnliche Engpassmanagementmaßnahmen leisten. Da Ladepunkte in der Regel mit dem NS-Netz verbunden sind, beziehen sich die Umverteilungsmaßnahmen nicht auf das Übertragungsnetz, sondern auf das Verteilnetz. Gerät ein Ortsnetztransformator an seine Kapazitätsgrenze, kann seine Belastung reduziert werden, indem PEVs Strom per V2G direkt in das Ortsnetz einspeisen. Daraus resultiert, dass weniger Strom aus der MS-Netzebene in die NS-Netzebene transformiert werden muss. Gleichzeitig muss an anderer Stelle ein Erzeuger seine Einspeiseleistung reduzieren, damit es nicht zu einer Überspeisung kommt. Die Stromversorgung innerhalb eines Anschlusspunktes per V2B direkt aus einem PEV entlastet den Ortsnetztransformator und die Stromleitungen.
V2G und V2B verstärken die Effektivität der lokalen Engpassmanagementmaßnahmen im Vergleich zum netzdienlichen SC. Der Redispatch findet bisher auf Übertragungsnetzebene statt und inkludiert nur Erzeugungsanlagen ab 10 MW Nennleistung. Vergleichbare Maßnahmen im Verteilnetz haben bislang nur Projektstatus und Projekte im NS-Netz sind bisher unbekannt. Generell erstatten die ÜNBs lediglich die Kosten und zahlen keine Erlöse aus. Entsprechend liegt hier noch kein Markt vor, dessen ökonomische Attraktivität zuverlässig geschätzt werden könnte (IRENA, 2019, S. 63). Dass sich perspektivisch nennenswerte Einsparungen durch die Vermeidung von Netzinvestitionen erzielen lassen, zeigen die Studien von Friedl et al. (2018) und Agora Verkehrswende et al. (2019), die in Sektion 3.9 beschrieben wurden. Ob ein Einsatz von V2G zur Vermeidung von Netzinvestitionskosten im Vergleich zu SC ökonomisch sinnvoll ist, ist bisher noch nicht beurteilbar.

Bidirektionale Ladegeräte, unabhängig davon, ob sie im Fahrzeug oder dem EVSE verbaut sind, eignen sich zur Erzeugung von Blindleistung und damit zur Spannungshaltung des Stromnetzes. Wie in Abschnitt 2.4.2 zur Spannungshaltung beschrieben, existiert jedoch auch kein offener und transparenter Markt, sodass eine Schätzung der möglichen Erlöse nicht vorgenommen werden kann.

4.5.6 Zusammenfassung der Erlösmöglichkeiten

Tabelle 4.7 fasst die Wirtschaftlichkeitsberechnungen der vorangegangenen Abschnitte zusammen.

Tabelle 4.7: *Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für die Einsatzmöglichkeiten von Smart Charging und Vehicle-to-Grid.*

Einsatzmöglichkeit SC	Erlöse in €/Jahr	Anmerkungen zu Prämissen
Stromnetzkopplung	90	Verschiebung des Ladens von abends auf morgens
Gebäudekopplung	133	7 MWh/Jahr PV-Anlage, Erhöhung EQ um 10 %
Regelleistung	154	Neg. SRL, 4 h/Tag nachts
Bilanzkreismanagement	<126	
Erw. Systemdienstleistungen	311	Netzdienliches Laden bei EWEnetz

Einsatzmöglichkeit V2G	Erlöse in €/Jahr	Anmerkungen zu Prämissen
Stromnetzkopplung	-781	2 h Peak-shaving abends
Gebäudekopplung	338	7 MWh/Jahr PV-Anlage, Erhöhung EQ um 30 %
Regelleistung	40	Pos. MRL, 4 h/Tag nachts
Bilanzkreismanagement	negativ	
Erw. Systemdienstleistungen	?	Kein (offener) Markt, nicht schätzbar

SC lässt für alle fünf beschriebenen Möglichkeiten Erlöse erwarten. Insbesondere im Bereich der weiteren Systemdienstleistungen ist ein hoher ökonomischer Nutzen zu erwarten. Die Einrichtung als steuerbare Verbrauchseinrichtung gemäß § 14a EnWG kann zu nennenswerten Einsparungen bei NNE und Konzessionsabgabe führen. Flexiblere Steuerungsoptionen, für die aktuell kein Markt zum Handeln existiert, können die Effektivität des gesteuerten Ladens zur Verhinderung von Netzengpässen noch deutlich erhöhen. Ihr Erlöspotenzial lässt sich aber noch nicht abschätzen. Auch das Angebot von negativer SRL und eine Kopplung an die Stromproduktion von PV-Anlagen lassen nennenswerten ökonomischen Nutzen erwarten.
V2G ist für die Stromnetzkopplung und das Bilanzkreismanagement aus heutiger Perspektive unrentabel. Für das Angebot von PRL durch V2G kann aufgrund der Unsicherheiten der vielen getroffenen Prämissen unter den aktuellen Marktbedingungen keine Evidenz für eine Wirtschaftlichkeit sichergestellt werden. Die Erbringung von positiver MRL ist beim Bieten mit hohen Arbeitspreisen wirtschaftlich, die Erlöse unterschreiten aber deutliche jene von SC. Für die geringe Profitabilität von V2G sind in erster Linie die anfallenden Abgaben auf die Strombeschaffung verantwortlich. Für V2B fallen diese Abgaben nicht an. Hier zeigt sich am deutlichsten das Potenzial der Rückspeisung von Strom aus den Batterien von Elektroautos. Eine Anwendung im Gebiet der weiteren Systemdienstleistungen ist ökonomisch noch nicht bewertbar.

Alle hier angegebenen Erlöse stellen lediglich Orientierungswerte dar. Sie sind stark von den zugrunde gelegten Prämissen abhängig. Einige der hier getroffene Annahmen führen zu einer Überschätzung der Erlöse. Die pauschale Annahme, dass ohne gesteuertes Laden ab 18 Uhr geladen werden würde, führt zu höheren Erlösen, die zur Referenzzeit der Börsenstrompreis maximal ist. Bei der Berechnung der Regelleistungserlöse wurde außerdem keine Pufferleistung berücksichtigt. In der Realität können sich große Unterschiede für verschiedene Fahrzeuge und Ladepunkte, durch das persönliche Nutzungsverhalten oder auch unterschiedliche Auslegungen des § 14a EnWG durch verschiedene VNBs ergeben. Eine Schuko-Steckdose eignet sich kaum

zum Erbringen von SRL durch SC. Ein Fahrzeug, das zum täglichen Pendeln tagsüber nicht mit dem häuslichen Ladepunkt verbunden ist, wird auch per V2B die EQ eher um zehn als um 30 Prozentpunkte steigern können. Für Fahrer von BEVs mit hohen Batteriegrößen, die hauptsächlich in der Nachtschicht tätig sind und ihr Fahrzeug tagsüber mit einer Wallbox verbunden haben, lassen sich wie in der Studie von van der Kam und van Sark auch noch höhere Steigerungen und entsprechend größere Kosteneinsparungen erzielen. Die Kosten für bidirektionale Ladeelektrik sind in den Rechnungen noch nicht betrachtet worden.
Die hier vorgenommene Einschätzung des ökonomischen Nutzens dient einer Priorisierung der Einsatzmöglichkeiten. Für das ausgearbeitete Geschäftsmodell wird mittels einer Simulation eine genauere Schätzung des Erlöspotenzials der Kombination aus Netzkopplung, Regelleistung und netzdienlichem Laden per SC vorgenommen.

Bei der Bewertung der Erlöspotenziale muss auch die zeitliche Perspektive berücksichtigt werden. Die obigen Kalkulationen basieren auf dem heute zur Verfügung stehendem Wissen. Die Höhe der Erlöse ist von äußerst vielen marktwirtschaftlichen, regulatorischen, technischen Parametern sowie dem Nutzerverhalten abhängig. Diese Parameter sind zeitlich nicht statisch, sondern variabel. Regulatorische Änderungen und marktwirtschaftliche Entwicklungen im Zuge der Energiewende sowie die hohe Dynamik des technischen Fortschritts und der Marktdiffusion der Elektromobilität werden die Ökonomie der Einsatzmöglichkeiten beeinflussen und können perspektivisch auch dazu führen, dass die V2G-Anwendungen finanziell attraktiv werden.

4.6 Praktische und regulatorische Betrachtungen zum Einsatz von Smart Charging und Vehicle-to-Grid

4.6.1 Gewährleistung der Mobilitätsbedürfnisse

Die Verschiebung des Ladevorganges durch SC oder die Rückspeisung von Energie in das Stromnetz erhöht das Risiko für den Fahrer, dass für die nächste Fahrt der SoC der Batterie nicht genügt, um die volle Distanz ohne Zwischenstopp an einem Ladepunkt zu fahren. Delmonte et al. (2020) haben in 60 Interviews PEV-affine Briten nach ihrer Meinung zu zwei vorgeschlagenen SC-Konzepten befragen. Die potenziellen Nutzer nahmen häufig das Risiko wahr ungeplante „mitten in der Nacht Fahrten“ nicht reibungslos tätigen zu können, wenn sie an SC-Services partizipieren. Bailey und Axsen (2015) bestätigen diesen Eindruck. In einer Online-Umfrage mit 1.470 Kanadiern konnten sie zeigen, dass die Zustimmung zu SC signifikant stieg, je höher das zugesicherte Mindest-SoC beim Fahrbeginn war. Um eine hohe Akzeptanz potenzieller Nutzer zu erreichen, müssen SC- und V2G-Services stets die Mobilitätsbedürfnisse der Nutzer gewährleisten. User dürfen nicht vom Fahrzeuggebrauch abgehalten werden, weil das PEV gerade Regelleistung erbringt. SC und V2G können nur in den Zeiträumen angewandt werden, in denen das Fahrzeug ohnehin nicht gebraucht wird und mit einem Ladepunkt verbunden ist.

SC und V2G basieren auf dem Prinzip im richtigen Moment zu laden bzw. zu entladen. Um die Mobilitätsbedürfnisse gewährleisten zu können und dennoch einen möglichst nutzenstiftenden Zeitpunkt zum (Ent-)Laden zu finden ist es vorteilhaft die Zeiträume zu kennen, in denen das Fahrzeug am System partizipieren kann. Dies kann erreicht werden, indem Nutzer das System über die Abfahrtszeiten ihrer nächsten geplanten Fahrten informieren. Hier müssen grundsätzlich Optimierungsüberlegungen und Datenschutzbedenken der Nutzer abgewägt werden. Darüber hinaus muss der Energieinhalt der Batterie gemanagt werden, sodass die Nutzer ohne zusätzliche Reichweitenangst ihre nächste Fahrt antreten können, beispielsweise wie oben von Bailey und Axsen vorgeschlagen, durch ein von den Nutzern definiertes Mindest-SoC.

4.6.2 Laden und Entladen per AC oder DC

Je mehr Flexibilitätspotenzial ein Fahrzeug aufweist, d. h. je länger es mit einem Ladepunkt verbunden ist und je länger das (Ent-)Laden zeitlich verschoben werden kann, desto wahrscheinlicher wird es, dass sich ein möglichst nutzenstiftender Moment ergibt. Der Einsatz von SC und V2G eignet sich besonders an Orten, an denen Fahrzeuge lange und planbare Verbindungszeiten mit einem Ladepunkt aufweisen. Aus technischer Perspektive sind sowohl SC als auch V2G sowohl an DC- als auch an AC-Ladepunkten möglich. Aus praktischen Erwägungen ergeben sich unterschiedliche Eignungen.

Fahrer nehmen öffentliche Schnellladesäulen in Anspruch, um möglichst schnell ihre Batterie zu füllen und dann ihre Fahrt fortsetzen zu können. Ladesäulenbetreiber, insbesondere von DC-Ladestationen, sind aufgrund der hohen Investitionskosten auf hohe Auslastungsquoten angewiesen. Betreiber öffentlicher Ladesäulen fördern hohe Auslastungen, indem sie das Blockieren eines Ladepunktes nach dem Abschluss des Ladevorgangs häufig mit Kosten belegen oder maximale Parkdauern einführen. Teilweise wird bei der Abrechnung eines Ladevorganges auch die Zeit inkludiert, die ein Fahrzeug insgesamt mit dem Ladepunkt verbunden war. An öffentlichen Ladestationen, insbesondere Schnellladestationen, ist wenig Flexibilitätspotenzial vorhanden.
Sektion 4.8 wird zeigen, dass der SC-Anbieter Jedlix bisher lediglich einen CPO überzeugen konnte SC an seinen öffentlichen Ladestationen zu erlauben. Der CPO EVNetNL wurde vom niederländischen Smart-Charging-Innovationscenter ElaadNL gegründet und ist nach dessen Aussage nicht auf die Erwirtschaftung von Profiten ausgelegt. Höhere Standzeiten sind an halböffentlichen Ladepunkten, an Flughäfen und in Parkhäusern zu erwarten. Auch wenn es an Arbeitsplätzen zum Teil Regelungen zur Nutzungsdauer von Ladeplätzen gibt, an privaten oder halb-privaten Ladepunkten haben Nutzer ihre Fahrzeuge häufig über die gesamte Nacht oder während des Arbeitstages an die Ladesäule angeschlossen. Hier bietet sich das höchste Flexibilitätspotenzial (Jennings et al., 2018).
Aufgrund der bisher limitierten Verbreitung von DC-Ladesäulen und dem geringen Flexibilitätspotenzial an öffentlichen Ladepunkten ist aus heutiger Sicht die Verwendung von privaten und halb-privaten AC-Ladepunkten für SC und V2G am wahrscheinlichsten, wenngleich eine abschließende Bewertung noch nicht vorgenommen werden kann.

4.6.3 Teilnahme am Regelleistungsmarkt

Wird ein Angebot über eine bestimmte Höhe Regelleistung vom ÜNB akzeptiert, muss der Anbieter die Verfügbarkeit gewährleisten. Kann er das nicht, muss er Strafen zahlen. Bei häufigerem Vorkommen droht der Entzug der Präqualifikation. Will ein EVU seinen Fahrplan per SC oder V2G ausgleichen oder ein Netzbetreiber Netzengpässe verhindern, muss er sich zu einem genügenden Maß darauf verlassen können, dass ausreichend Fahrzeuge zur Erbringung der Dienstleistungen bereitstehen. Die Verlässlichkeit der Dienstleistungserbringung ist entscheidend für die Akzeptanz der durch PEVs angebotenen Dienstleistungen.

Die Ladeverfügbarkeit eines PEVs ist zwar häufig an den Tagesrhythmus des Nutzers gekoppelt und folgt damit einer gewissen Regelmäßigkeit und damit Verlässlichkeit, unterliegt aber dennoch stochastischen Schwankungen. Mit einem einzigen PEV ließen sich Dienstleistungen verlässlich nur anbieten, wenn das Fahrzeug mit vollständiger Sicherheit den ganzen betreffenden Tag über mit der Ladesäule verbunden wäre und der Batterie-SoC stets genügend Reserve zum Laden bzw. Entladen aufweist. Zum einen ist daher Flottengröße entscheidend (genauere Betrachtung der Flottengröße in Sektion 4.7). Zum anderen beeinflusst die Systemarchitektur die Reliabilität. Entscheidet statt eines zentralen Aggregators jeder Nutzer, jedes Fahrzeug oder jedes EVSE selber, zu welcher Uhrzeit ge- oder entladen wird, sinkt die Vorhersagbarkeit des Flottenverhaltens. Ein SC- oder V2G-Unternehmen, dass mit PEVs Regelleistung oder ande-

re Systemdienstleistungen anbieten möchte, die Ladevorgänge aber nicht steuern kann, hat ein größeres Maß an Unsicherheit bzgl. der Leistungsverfügbarkeit als ein Anbieter, der seine Flotte direkt steuern kann.

Im aktuellen Marktdesign ist die Erbringung von Regelleistung durch Elektroautos nur innerhalb eines Regelleistungspools aus vielen Einheiten möglich. Ein Fahrzeug alleine kann die Mindestangebotsgrößen nicht erfüllen. Die Präqualifikation gestaltet sich mit den aktuellen Bedingungen nicht einfach.
Bei einer direkten Ladesteuerung über das EVSE entspräche jeder Ladepunkt einer TE des Pools. Bei der Steuerung über das Fahrzeug entspricht jedes Auto einer TE. Generell können REs und RGs präqualifiziert werden. Da die TEs an unterschiedlichen Netzanschlusspunkten hängen, werden sie als RG zusammengefasst. Die Präqualifikation von RGs erfolgt in einem festen Verbund. Bei Änderungen am System, z. B. durch das Hinzufügen eines neuen Ladepunktes oder Fahrzeuges, sehen die Präqualifikationsbedingungen eine erneute Präqualifikation vor. Sie kann nur verhindert werden, wenn rechtzeitig ein Antrag an den zuständigen ÜNB formuliert wird, der die Änderungen detailliert beschreibt und der zuständige ÜNB die Voraussetzungen für die Präqualifikation weiterhin erfüllt sieht. Da aggregierte Flotten dynamische Nutzerzahlen aufweisen, ist ein jeweiliges Verhandeln mit dem ÜNB über die Präqualifikation bei einer Änderung des Systems für alle beteiligten viel zu aufwendig. Vielmehr muss mit den ÜNBs vereinbart werden einmalig das Back-End zu präqualifizieren, unabhängig davon wie viele TEs am System teilnehmen. Zusätzlich zu beachten ist, dass ein Pool jeweils nur RGs aus einer Regelzone verwenden darf. Um deutschlandweit PEVs am Regelleistungsmarkt teilnehmen zu lassen wären innerhalb Deutschlands entweder vier Back-Ends notwendig, für jede Regelzone eines, oder das eine Back-End müsste in allen vier Regelzonen präqualifiziert werden. Wird die Ladesteuerung über das Fahrzeug vorgenommen, muss beim Überqueren einer Regelzonengrenze das Fahrzeug einem neuen Pool zugewiesen werden.
Zum Überwinden dieser regulatorischen Barrieren ist eine Kooperation mit den ÜNBs daher unabdingbar. Dass ÜNBs zu dieser Kooperation bereit sind, zeigt das Beispiel Jedlix. Das Unternehmen konnte den einzigen niederländischen ÜNB Tennet, der gleichzeitig eine der vier deutschen Regelzonen verwaltet, zu einer Zusammenarbeit überzeugen.

4.6.4 Fahrzeuge als steuerbare Verbrauchseinheit

Gemäß § 14a EnWG müssen VNBs Letztverbrauchern im NS-Netz ein reduziertes NNE berechnen, „wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird. Als steuerbare Verbrauchseinrichtung [..] gelten auch Elektromobile.“ Die Begrifflichkeit „separater Zählpunkt“ wird von Gesetz nicht definiert und sorgt für rechtliche Unklarheit. § 2 Nr. 28 Messstellenbetriebsgesetz definiert einen Zählpunkt als „der Punkt, an dem der Energiefluss messtechnisch erfasst wird“. Eine rechtliche Diskussion dieser Begrifflichkeit nimmt Schnurre (2018, S. 401f.) vor.

Bezogen auf die SC- und V2G-Systeme stellt sich hier die Frage, ob der Einbau eines separaten Stromzählers durch den Messstellenbetreiber wie bei enviam notwendig ist. Einige Wallboxen enthalten einen eigenen Stromzähler, der je nach Auslegung durch den Hersteller dem Eichrecht genügen kann. Um die HV-Batterie schonend nach dem CCCV-Verfahren zu laden, messen auch die Fahrzeuge über ihr BMS selbst ihren Strombezug. Diese Messung genügt womöglich nicht dem Eichrecht und berücksichtigt nicht die Stromverluste auf dem Weg zur HV-Batterie, für eine Bestimmung des Strombezuges des Fahrzeugs im zeitlichen Verlauf ist die Genauigkeit aber genügend. Praktisch ist für den VNB auch lediglich die Sicherstellung entscheidend, dass zu einem angeforderten Zeitpunkt nicht geladen wird und das ist mit den Bordmitteln eines Elek-

troautos zweifelsfrei fest- und sicherzustellen. De facto macht es für den VNB in diesem System also keinen Unterschied, ob der separate Zählpunkt ein separater Stromzähler ist oder nicht, solange ihm vom Aggregator garantiert wird, dass seine Ladestoppbefehle umgesetzt werden.

4.7 Die Bedeutung der Flottengröße

Um den Mobilitätsbedürfnissen der Nutzer und gleichzeitig den Verlässlichkeitsansprüchen der ÜNBs, VNBs oder EVUs gerecht zu werden ist ein großer Fahrzeugpool unabdingbar. Erst durch eine hohe Anzahl partizipierender Fahrzeuge gleichen sich stochastische Schwankungen genügend aus, sodass das Risiko eines Angebotsausfalls sinkt. Die folgenden statistischen Betrachtungen zeigen das Ausmaß des Schwankungsausgleichs in Abhängigkeit der Pool-Größe.

Sei F eine diskrete binomialverteilte Zufallsvariable, die Ladezustände der am Pool partizipierenden Fahrzeugflotte repräsentiert. Für $F_n = 1$ sei angenommen, dass das Fahrzeug F_n aus der Fahrzeugflotte gerade mit einer Ladesäule verbunden ist und zur Teilnahme am SC-System bereitsteht. Bei $F_n = 0$ sei das Gegenteil der Fall. Die Wahrscheinlichkeit für $F_n = 1$ betrage p und q für $F_n = 0$. Somit ergeben sich der Erwartungswert $E[F]$ und die Varianz $Var[F]$ durch

$$E[F] = p \qquad \text{und} \qquad Var[F] = p \cdot (1 - p) = p \cdot q.$$

Weiterhin sei angenommen, dass μ_{LLF} der durchschnittlichen Ladeleistung eines Fahrzeuges entspricht und FG sei die Anzahl der zur Flotte gehörenden Fahrzeuge. Die aktuell verfügbare Ladeleistung LL kann durch

$$LL = \sum_{n=1}^{FG} F_n \cdot \mu_{LLF}$$

approximiert werden. Für den Erwartungswert folgt

$$E[LL] = FG \cdot p \cdot \mu_{LLF}.$$

Da die Varianz einer Summe unkorrelierter Zufallsvariablen der Summe ihrer Varianzen entspricht, folgt für die Varianz der Ladeleistung aus

$$Var[LL] = Var\left[\sum_{n=1}^{FG} F_n \cdot \mu_{LLF}\right] = FG \cdot Var[F] \cdot \mu_{LLF}^2 = FG \cdot p \cdot q \cdot \mu_{LLF}^2$$

eine lineare Abhängigkeit von der Flottengröße FG. Die Standardabweichung ist entsprechend proportional zu $\sqrt{FG}$. Je höher die Flottengröße, desto größer ist die Standardabweichung der Ladeleistung. Die insgesamt verfügbare Ladeleistung steigt linear mit FG. Die Abhängigkeit der Schwankung der verfügbaren Ladeleistung von der Flottengröße wird deutlich bei der Betrachtung des Variationskoeffizienten $VarK$ der Ladeleistung. Er ist definiert als Verhältnis der Standardabweichung einer Zufallsvariablen zu ihrem Erwartungswert

$$VarK[LL] = \frac{\sqrt{Var[LL]}}{E[LL]}.$$

Durch Einsetzen folgt für den Variationskoeffizienten der verfügbaren Ladeleistung

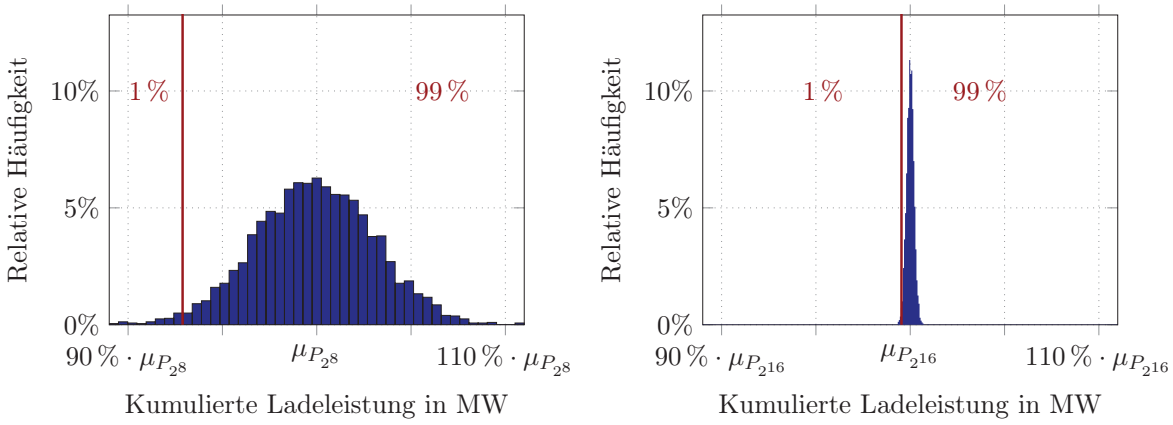
$$VarK[LL] = \frac{\sqrt{FG \cdot p \cdot q \cdot \mu_{LLF}^2}}{FG \cdot p \cdot \mu_{LLF}} = \frac{1}{\sqrt{FG}} \cdot \sqrt{\frac{q}{p}}$$

eine antiproportionale Abhängigkeit von der Quadratwurzel der Flottengröße. Mit anderen Worten: Je mehr Fahrzeuge am V2G-System teilnehmen, desto geringer die relative Streuung der

verfügbaren Ladeleistung. Eine Verdoppelung der Flottengröße führt zu einer Reduktion der relativen Streuung um den Faktor

$$\frac{VarK[LL](FG = 2^n)}{VarK[LL](FG = 2^{n+1})} = \frac{\frac{1}{\sqrt{2^n}} \cdot \sqrt{\frac{q}{p}}}{\frac{1}{\sqrt{2^{n+1}}} \cdot \sqrt{\frac{q}{p}}} = \sqrt{2} \approx 1,414.$$

Die obigen statistischen Überlegungen werden durch eine einfache SC-Simulation zur Bereitstellung negativer Regelleistung getestet. Dabei sein angenommen, dass die Fahrzeuge vorzugsweise innerhalb eines bestimmten Zeitraumes gleichzeitig laden. Die Anzahl der innerhalb des Zeitraumes ladenden Fahrzeuge sei binomialverteilt mit der Erfolgswahrscheinlichkeit $p = 0,8$. Die durchschnittlich verfügbare Ladeleistung pro mit einem Ladepunkt verbundenem Fahrzeug beträgt in diesem Beispiel $\mu_{LLF} = 11\,kW$. In einer Matlab-Simulation wird die verfügbare Ladeleistung für die Flottengrößen $FG = 2^n$ mit $n = [4, 18], n \in \mathbb{Z}$ jeweils 50.000 Mal berechnet. Abbildung 4.2 zeigt die Histogramme der verfügbaren Ladeleistung für die Flottengrößen 2^8 und 2^{16}.



(a) Simulation mit 256 Fahrzeugen

(b) Simulation mit 65.536 Fahrzeugen

Abbildung 4.2: *Statistische Verteilung der verfügbaren Ladeleistungen für die Flottengrößen 256 und 65.536 als Ergebnis der Simulation.*

Im Durchschnitt aller Simulationen ließen sich mit den obigen Annahmen mit 256 Fahrzeugen 2,25 MW ($\approx 11\,\text{kW} \cdot 80\,\% \cdot 2^8$) und mit 65.536 Fahrzeugen 576,7 MW ($\approx 11\,\text{kW} \cdot 80\,\% \cdot 2^{16}$) Ladeleistungen erreichen. Bei der kleinsten Flottengröße unterschritt die Ladeleistung in 1 % der Fälle 2,09 MW, bei der größten 574 MW. Wollte ein Anbieter sicherstellen, dass er zu 99 % die angebotene Regelleistung liefern kann, könnte er (unter Vernachlässigung der Ganzzahligkeitsregelung für Regelleistungsangebote) mit 256 maximal 92,78 % der verfügbaren Durchschnittsleistung anbieten, sodass 7,22 % ungenutzt bleiben. Bei der großen Flotte können hingegen 99,53 % angeboten werden. Nur 0,47 % bleiben als Puffer. Das Verhältnis der notwendigen Puffergröße entspricht den obigen Ausführungen folgend

$$\frac{0,47\,\%}{7,22\,\%} \approx \frac{\frac{1}{\sqrt{2^{16}}}}{\frac{1}{\sqrt{2^8}}} = 0,0625.$$

Abbildung 4.3 zeigt die notwendige Puffergröße für maximal 1 % Fehlerrate über alle simulierten Flottengrößen. Die höhere Anzahl partizipierender Fahrzeuge sorgt nicht nur für proportional mehr anbietbare Leistung, sondern sie vermindert auch die notwendige Pufferleistung und steigert damit die Angebotsleistung pro Fahrzeug. Während bei einer 16 Fahrzeuge umfassenden

Flotte in diesem Beispiel fast 30 % der durchschnittlich verfügbaren Leistung als Puffer verloren gehen, sind es bei 262.144 Fahrzeugen nur 0,23 %.

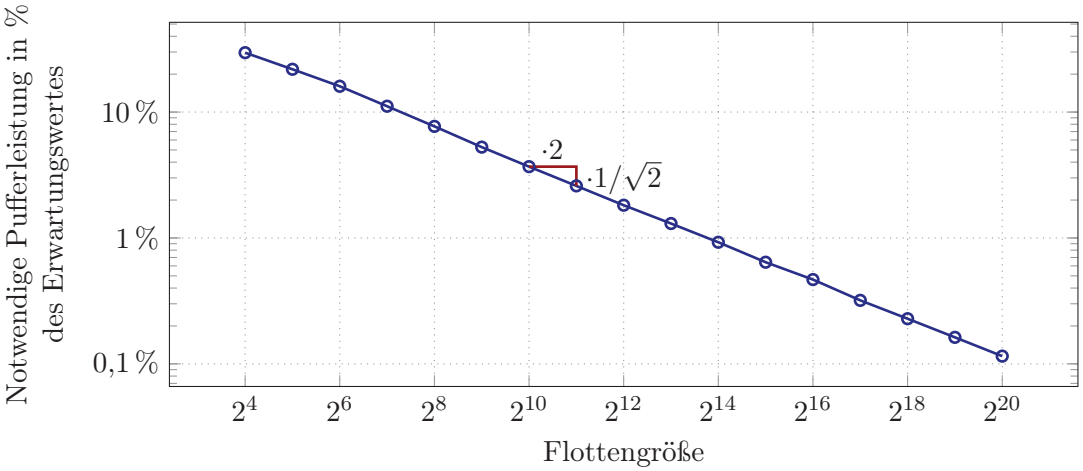


Abbildung 4.3: *Abhängigkeit der Größe des notwendigen Sicherheitspuffers zur Erfüllung angebotener Regelleistung in Abhängigkeit der Anzahl partizipierender Fahrzeuge.*

4.8 Smart Charging am Beispiel von Jedlix

Besitzt ein Gebäude einen Doppelstromzähler, können dezentrale, nicht automatisierte SC-Konzepte, bei denen manuell innerhalb von Schwachlastzeittarife geladen wird, sehr einfach realisiert werden. Für die Kopplung der Ladevorgänge des Elektroautos an die Einspeiseleistung der PV-Anlage durch ein HEMS, das die Ladevorgänge über die Wallbox steuert, existieren Produkte von mehreren Anbietern. Verschiedene kleine, kommerziell genutzte Flotten verwenden zudem eine zentralisierte SC-Architektur, bei der das Laden der PEV-Flotte über das EVSE gesteuert wird. Neben einem günstigen Energiemanagement sind das Flottenmanagement und die Begrenzung der maximalen Ladeleistung zur Verhinderung der Überlastung des Netzanschlusspunktes und der Einstufung in einen teureren Stromtarif häufige Ziele der Ladevorgangssteuerung.

Jedlix ist bisher das einzige Unternehmen, dessen SC-System eine zentralisierte Ladesteuerung verwendet und dessen Angebot sich auch B2C an PEV-Nutzer richtet. Jedlix' System steuert den Ladevorgang hauptsächlich direkt über die Fahrzeuge und benötigt keine zusätzliche Hardware im Fahrzeug oder dem EVSE. Das 2016 innerhalb des niederländischen Energieversorgers Eneco gegründete Unternehmen arbeitet direkt mit Automobilherstellern (Engl. Original Equipment Manufacturer, OEM) zusammen. Jedlix hat seine eigene Plattform direkt mit den Back-End-Systemen der kooperierenden OEMs Tesla, Renault (gleichzeitig Anteilseigner), BMW und Jaguar verbunden und kann über diese Schnittstelle Ladestart und -stoppbefehle an die Fahrzeuge senden und Fahrzeugstatusinformationen wie Ladeleistung, das SoC und den Standort auslesen. Nutzer mit Fahrzeugen, deren Hersteller kein Kooperationspartner von Jedlix ist, können nicht an privaten Wallboxen, aber in den Niederlanden an über 700 öffentliche Smart-Charging-Stationen des Ladestationsnetzwerks EVnetNL partizipieren. Hier verwendet Jedlix die direkte Steuerung über das EVSE. Die User teilen der Jedlix-Plattform über eine App mit, ab wann das Auto das nächste Mal mit einem Ladepunkt verbunden sein wird, wann das Fahrzeug anschließend wieder benötigt wird und wie viel Energie direkt nach dem Anschluss an den Ladepunkt geladen werden soll. Letztere Angabe dient der Sicherstellung, dass der SoC des Fahrzeugs ausreichend für die nächste Fahrt ist. Ist der Mindest-SoC erreicht, entscheidet

die Plattform, wann der Ladevorgang fortgesetzt wird (Refa und Hubbers, 2019; Jedlix, 2020b). Jedlix nutzt die Informationen und Flexibilität seiner Nutzer um Nutzen auf zwei Wegen zu generieren.

Die erste Möglichkeit skizziert Abbildung 4.4. Neben Automobilherstellern kooperiert Jedlix auch mit mehreren Energieversorgungsunternehmen. Hat ein Jedlix-Nutzer einen Stromvertrag bei einem EVU-Partner, kann seine Ladeflexibilität zur Lastverschiebung verwendet werden. Dazu nutzt das EVU die Nachfrageflexibilität seiner Kunden, um den Strombedarf in Zeitintervallen mit geringen Strompreisen zu verschieben.

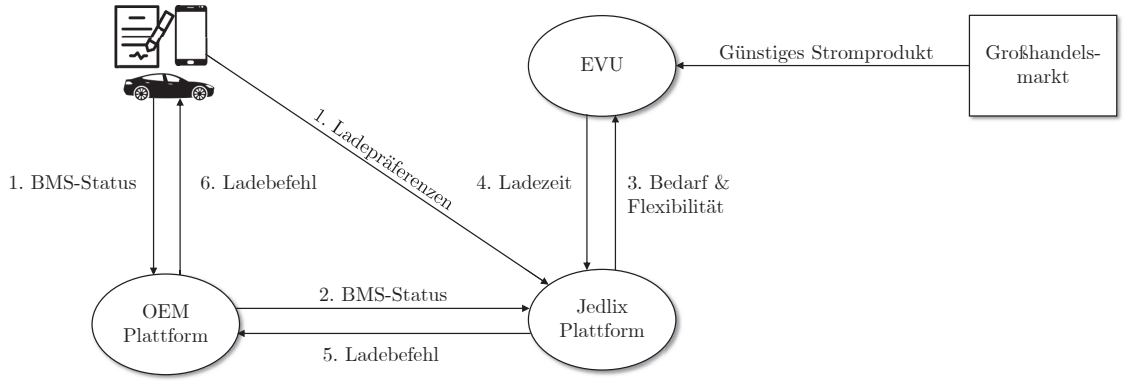


Abbildung 4.4: *Angebot von Lastverschiebungen an EVU über die Jedlix-Plattform.*

Der zweite Weg sieht das Angebot von SRL vor. Abbildung 4.5 zeigt das entsprechende Schema. Die von Jedlix verwaltete Flotte wurde in das virtuelle Kraftwerk des Kölner Unternehmens NextKraftwerke integriert und die Jedlix-Plattform an die NextKraftwerke-Plattform gekoppelt. Neben den PEVs sind Gewächshäuser, Windräder, PV- und Biogasanlagen Teil des VKs. NextKraftwerke vermarktet die Einheiten als Pool auf dem SRL-Markt (Next Kraftwerke, 2018).

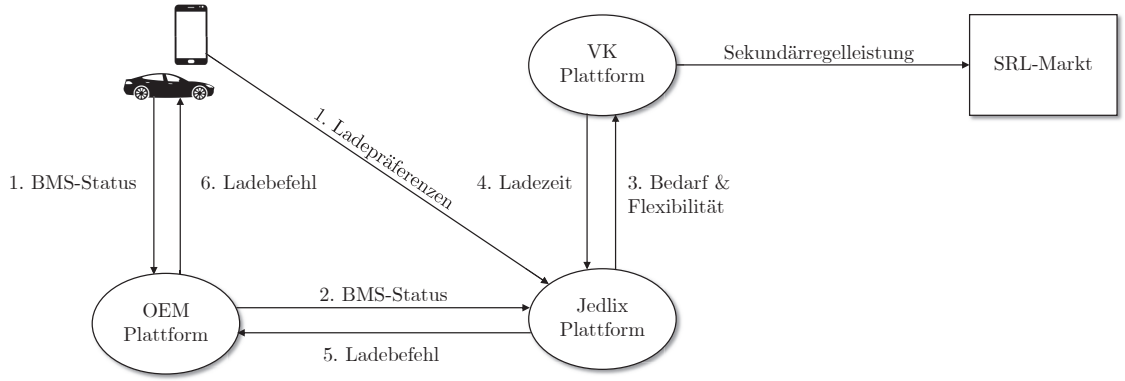


Abbildung 4.5: *Angebot von SRL über ein VK und die Jedlix-Plattform.*

Jedlix wird an den Strombeschaffungsersparnissen der EVUs und den SRL-Einnahmen des VKs beteiligt. Ein Teil der Erlöse wird an die Nutzer weitergegeben. Die Geldsumme wird pro Monat berechnet und hängt von mehreren Faktoren ab. Höhere Auszahlungen erhalten Nutzer, die einen Stromvertrag bei einem kooperierenden EVU haben. Außerdem steigt der Geldbetrag mit der Höhe der angebotenen Flexibilität. Je länger ein PEV an einem Ladepunkt hängt, je geringer das gewünschte Mindest-SoC, desto mehr Energie wird intelligent geladen und desto höher ist der Bonus. An Nutzer mit Stromvertrag bei einem Partner-EVU werden 2 ct pro intelligent geladener Kilowattstunde ausgezahlt. Flexible Nutzer mit sehr hoher Fahrleistung erhalten

20 € bis 25 € pro Monat von Jedlix. Der Top-User erhielt 2019 270 €. Jedlix konnte 2019 ein Nutzerwachstum um etwa 300 % verzeichnen, hat damit nun mehr als 2.000 aktive Nutzer und bietet seinen SC-Service in den Niederlanden, Belgien und Frankreich an (Jedlix, 2020a). Das Unternehmen bereitet nach eigenen Angaben die Expansion nach Deutschland, Großbritannien, Norwegen und Österreich vor und verfolgt innerhalb mehrerer Projekte die perspektivische Nutzung V2G.

4.9 Vehicle-to-Grid-Projektbeispiele

Der Einsatz von V2G beschränkt sich bisher auf Pilotprojekte. 2007 entstand an der Universität Delaware in Zusammenarbeit mit dem Unternehmen AC Propulsion das erste V2G-fähige Elektroauto. Ein umgebauter Toyota ScionxB konnte 19 kW zur Stabilisation der Netzfrequenz beitragen (Fehrenbacher, 2010). 2011 stiegen das amerikanische EVU NRG Energy und BMW ein. 15 batterieelektrische BMW Mini und drei Toyota ScionxB wurden an zwei verschiedenen Stationen zu einer V2G-Flotte aggregiert. Mit 180 kW konnte die Flotte amerikanischen Markt für Netzstabilisationsdienstleistungen teilnehmen und 5 $ pro Tag erwirtschaften (Markel et al., 2015, S. 32f.).

Im Oktober 2018 gelang es in einem Kooperationsprojekt des südwestfälischen Energieversorgers Enervie und des Münchener Ladetechnologieanbieters The Mobility House zusammen mit Nissan und Amprion erstmals ein Elektroauto innerhalb des deutschen Regelverbundes für den Regelleistungsmarkt zu präqualifizieren. In einer Testwoche Anfang 2019 bot der Nissan Leaf 8 kW PRL an und erzielte nach Angaben des Kooperationsverbunds Einnahmen in Höhe von 20 € (The Mobility House, 2019).

In einem Projekt auf der Insel Porto Santo, die zur Inselgruppe Madeira gehört, kombinieren die Kooperationspartner The Mobility House, der Energieversorger Empresa de Electricidade da Madeira und Renault SC, V2G und externe Batteriespeicher um die Nutzung von Wind- und PV-Strom zu maximieren und die Abhängigkeit von Dieselgeneratoren zu minimieren. Zwei Renault Zoes wurden für bidirektionales AC-Laden umgerüstet. Ein Wechselrichter und eine Kommunikationseinheit im Unterboden des Kofferraums ermöglichen bidirektionales AC-Laden per Typ 2. Die bidirektionalen BEVs werden um 14 unidirektionale Zoes und sechs unidirektionale Kangoo Z.E ergänzt, die per SC in das Stromnetz integriert werden. Wird ein Fahrzeug mit einem Ladepunkt verbunden, wählt der Fahrer über eine App die nächste Abfahrtszeit und Streckenlänge. Ein zentraler Algorithmus wertet SoC, Abfahrtspläne, Stromproduktion und -verbrauch aus und entscheidet, wann das Fahrzeug mit wie viel Leistung geladen wird. Im Fokus steht neben der Optimierung des Ökostromeinsatzes die Gewährleistung der Mobilität der Nutzer (Weißenborn, Stefan, 2019).

5 Entwicklung eines Smart-Charging- und Vehicle-to-Grid-Geschäftsmodells

Die Verwendung des Begriffs „Geschäftsmodell“ hat sich insbesondere zwischen 1998 und 2001 im Sprachgebrauch etabliert (Grösser, 2018). Gemäß (Osterwalder et al., 2010, S. 14) beschreibt ein Geschäftsmodell die Grundprinzipien, wie eine Organisation Wert schafft, bereitstellt und sichert. Auf der Grundlage der Betrachtungen der Stromwirtschaft und der Elektromobilität wird für die Konzepte Smart Charging und Vehicle-to-Grid in diesem Kapitel ein Geschäftsmodell entwickelt. Das Geschäftsmodell wird reine SC-Funktionen und intelligent gesteuertes bidirektionales Laden umfassen. Um dies kenntlich zu machen wird die Verwendung beider Konzepte in der Folge durch das Akronym SCV2G verdeutlicht.

Zunächst wird in diesem Kapitel eine Nutzwertanalyse durchgeführt mit dem Ziel die Unternehmensbranche zu finden, die a priori die besten Voraussetzungen zur Etablierung eines SCV2G-Geschäftsmodells aufweist. Das Geschäftsmodell wird in der Folge spezifisch für die ausgewählte Branche ausgestaltet. Es wird eine generalisierende Perspektive eingenommen, in der die typischen Brancheneigenschaften berücksichtigt werden. Die Geschäftsmodellentwicklung folgt dem Vorgehen des St. Galler Business Model Navigators von Gassmann et al. (2017). Zunächst wird eine Umfeldanalyse durchgeführt, in der das bisherige Geschäftsmodell, die beteiligten Akteure und äußeren Einflussfaktoren, wie Trends und regulatorische Veränderungen, der ausgewählten Branche analysiert werden. Anschließend werden aus den 55 Mustergeschäftsmodellen des St. Galler Business Model Navigators vier ausgewählt, die die Grundlage des zu entwickelnde Geschäftsmodells bilden. Schließlich wird das Geschäftsmodell anhand der Elemente des Business Model Canvas von Osterwalder et al. (2010) ausgestaltet.

5.1 Auswahl der Unternehmensbranche

Es existieren mehrere wissenschaftliche Arbeiten, in denen Geschäftsmodelle für SC und/oder V2G entwickelt wurden. Einige der Geschäftsmodelle wurden spezifisch für eine bestimmte Unternehmensbranche entwickelt, andere nennen lediglich mögliche Branchen. Tabelle 5.1 gibt einen Überblick über die in der Literatur vorgeschlagenen Unternehmensbranchen.

Tabelle 5.1: *Literaturüberblick über vorgeschlagene Unternehmensbranchen, die als Anbieter von Smart-Charging- oder Vehicle-to-Grid-Services auftreten.*

Studie	SC/V2G	Geschäftsmodell für spezifische Branche
Bailey und Axsen (2015)	SC	EVU
Brandt et al. (2017)	V2G	Parkhausbetreiber
Fournier et al. (2014)	V2G	Carsharing
Jennings et al. (2018)	V2G	CPO
Kahlen et al. (2012)	V2G	Flottenbetreiber
Martin (2016)	SC	Nutzfahrzeuge-OEM

Studie	SC/V2G	Vorgeschlagene Branchen
Bohnsack et al. (2015)	V2G	EVU, VNB, Mobilfunkanbieter, Batteriehersteller, OEM
Fournier et al. (2013)	V2G	Automobilindustrie, Energiewirtschaft
IRENA (2019)	V2G	EVU, OEM, Anbieter von Ladeservices

Aus den Vorschlägen der Literatur werden drei Branchen ausgewählt und deren Eignung zur Etablierung eines SCV2G-Geschäftsmodells a priori mithilfe einer Nutzwertanalyse untersucht: Energieversorgungsunternehmen, Automobilhersteller und Flottenbetreiber. Weitere Unternehmenstypen wie Ladepunktbetreiber, Roaming Network Provider, e-Mobility Service Provider, Betreiber virtueller Kraftwerke kommen ebenfalls als Anbieter von Smart-Charging- und Vehicle-to-Grid-Services infrage. Häufig sind sie aber Teil eines EVUs. Sie werden daher nicht gesondert betrachtet. Dennoch gibt es auch unter den ausgewählten Unternehmenstypen in der Praxis Überschneidungen. Einige Automobilhersteller besitzen eigene Carsharing-Dienste, verfügen über eigene öffentliche Ladeinfrastruktur oder sind an einem CPO, RNO und eMSP beteiligt an. Die Abgrenzung zwischen den Branchen fällt hier dennoch leichter und rechtfertigt eine gesonderte Betrachtung. Zur Realisierung von SCV2G-Services müssen, wie die Praxisbeispiele in den Unterkapiteln 4.8 und 4.9 zeigen, mehrere der oben genannten Unternehmen zusammenarbeiten. Die Nutzwertanalyse bezieht sich auf den Unternehmenstypen, der am besten zur Initiierung und Führung des Geschäftsmodells geeignet ist.

5.1.1 Festlegung der Schlüsselkriterien

Auf Basis der Funktionsprinzipien von SC und V2G und unter der Berücksichtigung der Marktmechanismen der Stromwirtschaft werden sechs Schlüsselkriterien identifiziert, von denen angenommen wird, dass deren Erfüllung für ein Unternehmen bei der Etablierung eines entsprechenden Geschäftsmodells vorteilhaft ist. Die Kriterien werden innerhalb einer Nutzwertanalyse zur Auswahl der Unternehmensbranche verwendet, die die höchste Eignung zur Etablierung eines SCV2G-Geschäftsmodells erwarten lässt. Die Grundlage der Festlegung der Gewichtungsfaktoren G bildet ein paarweiser Vergleich, dessen Ergebnis Tabelle 6.2 im Anhang zeigt.

1. Zugang zur Ladesteuerung: Dezentrale Systeme weisen im Allgemeinen eine geringe Vorhersagbarkeit und damit Verlässlichkeit des Flottenverhaltens auf (vgl. Sektion 4.6). Für die Erbringung von Systemdienstleistungen sind sie im heutigen Stromsystemdesign nicht geeignet. Eine Möglichkeit zur zentralisierten Ladesteuerung über das Fahrzeug oder direkt über die Ladesäule ist daher unabdingbar. Unternehmen mit einem einfachen Zugang zu möglichst vielen CCU- oder Ladepunktschnittstellen sind im Vorteil. Der Zugang über das Fahrzeug ist dabei zu bevorzugen. PEV-Fahrer benutzen in der Regel immer das gleiche Fahrzeug, aber nicht immer den gleichen Ladepunkt. Wird der Ladevorgang über das Fahrzeug gesteuert, kann potenziell an jedem Ladepunkt teilgenommen werden, sofern der CPO es nicht verbietet oder an öffentlichen Ladepunkten durch Standgebühren unwirtschaftlich macht. Bei einer Steuerung über das EVSE kann ein Nutzer mit seinem Fahrzeug nur an Ladepunkten teilnehmen, die an das von ihm verwendete System angeschlossen sind, wodurch sich die Anzahl der Orte verringert. $G_{Ladesteuerung} = 0,3$

2. Flottenaufbau: Sektion 4.7 hat gezeigt, dass die Größe der verfügbaren Flotte für eine effiziente Generierung von Nutzen entscheidend ist. Ist ein Zugang zur Ladesteuerung vorhanden, muss er zum Aufbau einer möglichst großen Flotte genutzt werden. Je leichter dem Unternehmenstypus der Zugang zu einer großen PEV-Flotte fällt, desto eher ist er geeignet. Das Kriterium setzt sich aus dem initialen Zugang zu Nutzern (z. B. durch einen vorhandenen Kundenstamm und bestehende Vertriebsstrukturen) und dem perspektivischen Kundenpotenzial zusammen. $G_{Flottenaufbau} = 0,225$

3. Flotteneigenschaften: Die Eigenschaften der Flotte sind von Bedeutung. Je flexibler die Flotte geladen und entladen werden kann, desto größer ist der vermarktbare Nutzen. Hohe Fahrdistanzen führen zu hohen Strombedarfen. Ist die Batterie eines Fahrzeugs hingegen stets voll, kann es nicht geladen werden, sodass lediglich durch die Einspeisung von Energie per V2G Nutzen generiert werden kann. Ein SoC im geringen Bereich ist für SC

ideal, für V2G ist eines im mittleren Bereich zu bevorzugen. Eine große Batterie erhöht die potenzielle Energiemenge, die intelligent geladen oder in das Netz zurückgespeist werden kann. Je höher die Ladeleistungen, desto größer ist der Effekt der Flotte auf das Netz. Lange Verbindungszeiten der Flotte mit Ladepunkten erhöhen die Flexibilität von Lastverschiebungen und die Verfügbarkeitszeit für Netzdienstleistungen. Unternehmenstypen, die gute Flotteneigenschaften erwarten lassen, können höhere Leistungen anbieten. $G_{Flotteneigenschaften} = 0,1$

4. Angebotsintegration in die Stromwirtschaft: Vorhandene unternehmerische Kompetenzen und Strukturen für Strom- und Regelleistungshandel sind vorteilhaft bei der Generierung von Kostenersparnissen durch DSM und der Vermarktung von Regelleistung. Ein eigener Bilanzkreis oder ein einfacher Zugang zu einem VNB stellen guten Bedingungen für den Einsatz von SC und V2G zur Fahrplanglättung und der Vermarktung erweiterter Netzdienstleistungen dar. $G_{Stromwirtschaft} = 0,25$

5. Technologie: Zur Verwaltung der Flotte wird ein leistungsstarkes Back-End benötigt, dass, je nach Steuerungstyp, mit den Fahrzeugen oder den Ladesäulen kommunizieren kann. Außerdem sollten Nutzer per App an das Back-End angebunden werden, um ihre Ladepräferenzen zu berücksichtigen. Zudem sind Verbindungen zu den Plattformen des Großhandels- und des Regelleistungsmarktes notwendig. Erfahrungen mit Prognosemodellen (z. B. für die Einspeiseleistung fluktuierender EE) sind bei der Vorhersage des Flottenverhaltens hilfreich. Die Qualität des Steuerungsalgorithmus, der die Ladevorgänge der gesamten Flotten unter Minimierung der Batteriedegeneration nutzenmaximal steuert, ist von Bedeutung. Unternehmen, die über Kompetenzen in der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) verfügen und Data-Science-Fähigkeiten besitzen sind hier im Vorteil. $G_{IKT\&Data} = 0,125$

5.1.2 Qualitative Bewertung der Unternehmensbranchen

Die Ausprägungen der Branchentypen hinsichtlich der Erfüllung der Schlüsselkriterien werden im Folgenden qualitativ beschrieben. Die realen Vertreter der Branchen sind hinsichtlich ihrer Erfüllungsstärke der Kriterien nicht homogen; unterschiedliche Unternehmen der gleichen Branche weisen verschiedene Eignungen auf. Die Bewertung der Erfüllungsstärke kann daher nur auf generalisierenden Annahmen erfolgen. Da bidirektionales Laden bis zur Ertüchtigung des CCS-Standards gegen 2025 in den nächsten Jahren keine flächendeckende Anwendung in Deutschland finden wird, und noch nicht absehbar ist, dass die Nutzen von V2G jene von SC überwiegen, wird die Eignung für SC stärker gewertet als die Eignung für V2G.

Energieversorger

In Deutschland liegen 35 % der öffentlichen Ladeinfrastruktur in den Händen von EVUs (IRENA, 2019, S. 114). Geeignete Energieversorger können einen direkten Zugang zur Ladesteuerung von PEVs etablieren, in dem sie entweder selbst als CPO auftreten oder als eMSP die CPOs ihres Ladenetzwerkes für ihr SC- und V2G-Angebot gewinnen. Wie in Sektion 4.6 beschrieben, ist die Kontrolle der Ladevorgänge an privaten Ladestationen entscheidender als an öffentlichen. Private Ladepunkte besitzen aktuell selten die technischen Voraussetzungen, um SC per direkter Ladepunktsteuerung zu realisieren (vgl. Sektion 4.1). Der direkte Zugang über die Internetschnittstelle des Fahrzeugs umgeht diese Problematik und ist daher für ein Geschäftsmodell wertvoller. Bei der Etablierung eines SCV2G-Geschäftsmodells sind EVUs darauf angewiesen mit möglichst vielen OEMs oder CPOs von privaten Ladestationen zu kooperieren, die ihnen eine Fernsteuerung der CCUs der Fahrzeuge ihrer Flotte bzw. privaten oder halb-privaten EVSE gewähren. Das Beispiel Jedlix zeigt, dass einige OEMs (bisher vier) bereit sein können externen Unternehmen diesen Zugriff zu gewähren. Das Unternehmen konnten mit EVNetNL auch

einen (nicht-profitorientierten) CPO in sein System integrieren. EVUs müssen damit rechnen, dass auch die OEMs oder externe CPOs selber Pläne zur Etablierung eines eigenen SCV2G-Geschäftsmodells entwickeln können und ihnen den Zugang zu den notwendigen Schnittstellen verwehren oder aufkündigen.
EVUs besitzen einen breiten initialen Kundenstamm, der über bestehende Vertriebsstrukturen gezielt angesprochen werden kann. Mittelfristig muss es dem EVU gelingen die PEV-Fahrer anderer EVUs für das eigene System zu gewinnen. Das Beispiel Jedlix zeigt, dass andere Stromlieferanten Bereitschaft zur Kooperation zeigen.
Es ist kein Grund ersichtlich, warum die Eigenschaften der PEV-Flotte eines EVUs vom Durchschnitt aller PEVs abweichen sollte.
Das Kerngeschäft der Stromlieferanten ist der Stromhandel. Größere EVUs (u. a. E.ON, EnBW, EWE, MVV) beteiligen sich auch am Regelleistungsmarkt, verfügen über eigene VKs und zählen VNBs zu ihren Tochtergesellschaften. SC und V2G können zum Ausgleich des eigenen Fahrplans verwendet werden. Zudem verfügen EVUs über Erfahrungen mit Solaranlagen. Für sie bieten sich stärker als für andere Unternehmensbranchen Angebote an, die auf die Kopplung von Solaranlagen und SC und V2G zur Erhöhung der EQ abzielen.
Ein an die Plattformen der Stromwirtschaft gekoppeltes Back-End ist bereits vorhanden. Erfahrungen mit der energetischen Vernetzung vieler kleiner Einheiten existiert in den VK-Einheiten, die zudem über Erfahrungen mit Prognosemodellen verfügen.

Automobilhersteller

Herstellern von Elektroautos steht die Schnittstelle zur Ladesteuerung der eigenen Fahrzeuge offen. Einige OEMs (u. a. VW, BMW) bieten Wallboxen oder öffentliche Schnellladestationen (Tesla) an oder sind an HPC-Betreibern beteiligt (BMW, Daimler, Ford, VW AG über Ionity; Tesla eigenes Supercharger-Netzwerk). Bei Anbindung des EVSEs an das Internet stehen ihnen somit zwei Wege zur direkten Ladesteuerung offen.
Die Fahrer der eigenen PEVs bilden einen großen initialen Kundenstamm, zu denen gute Kommunikationskanäle vorliegen. OEMs können bei ihren Fahrern zunehmend eigene Apps platzieren, mit denen PEV-Fahrer Statusinformationen ihrer Fahrzeuge einsehen und Ladestationen finden können. Diese Apps können gleichzeitig zur Verwaltung des eigenen Fahrzeugs innerhalb des SCV2G-Systems verwendet werden. OEMs können sie zur gezielten Ansprache potenzieller User verwenden. Die Automobilhersteller wissen am besten, wie sie die Kapazitätsverluste der Batteriezellen ihrer Fahrzeuge begrenzen und können gleichzeitig Vorbehalte von potenziellen Nutzern am glaubwürdigsten ausräumen. Fraglich ist, ob es einem OEM gelingen könnte andere Hersteller zu überzeugen sich in das eigene System integrieren zu lassen, da mit der Partizipation am System auch Fahrzeugdaten an Konkurrenten fallen. Es ist anzunehmen, dass das Flottenpotenzial nur schwer über die Anzahl der PEVs des eigenen Konzerns auszubauen ist.
Die Flotteneigenschaften unterscheiden sich zwischen den OEMs, in der generalisierenden Perspektive sind sie durchschnittlich.
Volkswagen hat im Zuge der bevorstehenden BEV-Marktoffensive den Stromlieferanten Elli gegründet. Tesla bietet nicht nur BEVs, sondern auch Solaranlagen und externe Stromspeicher an, die zur Optimierung der EQ mit den Fahrzeugen der Marke gekoppelt werden könnten. Die beiden OEMs bilden beim Stromwirtschaftskriterium eine Ausnahme. Andere Hersteller können nicht auf bestehende Erfahrungen mit der Stromwirtschaft aufbauen, sodass hier Kompetenzen akquiriert oder Kooperationen aufgebaut werden müssten.
Im Zuge zunehmender Konnektivitätsansprüche der Kunden wurden Automobilhersteller in den vergangenen Jahren gezwungen ihre Fähigkeiten bei der Fahrzeugvernetzung auszubauen. Die kommunikationstechnische Infrastruktur zur Kopplung der Fahrzeuge an das eigene Back-End existiert bereits. Über die angesprochenen PEV-Apps sind auch die potenziellen Nutzer bereits an die informationstechnische Infrastruktur angebunden.

Flottenbetreiber

Die Unternehmen, die hier als Flottenbetreiber zusammengefasst werden, stammen aus unterschiedlichen Branchen. Gemeint sind alle Unternehmen, die eine große Anzahl an Fahrzeugen verwalten, unter denen sich zukünftig auch ein erheblicher Teil an PEVs finden wird, deren Ladevorgänge sich steuern lassen. Das trifft zum Beispiel auf Carsharing-Anbieter oder Lieferdienste zu, deren Fahrzeuge zwar hohe Distanzen pro Tag fahren, aber dennoch Flexibilität bei der Ladezeit aufweisen.

Die Fahrzeuge der genannten Flotten werden in der Regel über das Internet gemanagt, beispielsweise zum Öffnen, Tracken oder Abrechnen. Eine Anbindung an das eigene Back-End ist damit vorhanden. Das Senden von Ladestart- und -stoppbefehlen, und damit die direkte Ladesteuerung über das Fahrzeug, kann allerdings nur mithilfe des Fahrzeugherstellers realisiert werden. Ebenso denkbar ist eine direkte Steuerung über das EVSE. Die Fahrzeuge von stationsbasierten Carsharing-Anbietern und Lieferdiensten laden in aller Regel an den Ladestationen des Unternehmens. In Kooperation mit einem Ladetechnikanbieter ließen sich das Laden der Fahrzeuge auch direkt über die Ladestation steuern. Angesichts der großen Absatzmengen der Fahrzeuge ist eine Kooperation der OEMs oder CPOs als nicht unwahrscheinlich einzuschätzen. Mit den Fahrzeugen der eigenen Flotten starten Flottenbetreiber mit einer hohen Flottengröße. Anschließend ist es fraglich, ob es gelingt das System über die eigenen Flotten hinaus auszubauen. Andere Flotten setzen sich aus anderen Fahrzeugmarken zusammen oder werden an Ladestationen anderer CPOs geladen, sodass für jede neue Flotte neue Kooperationen aufgebaut werden müssen.
Vorteilhaft sind die Flotteneigenschaften. Carsharing- und Lieferfahrzeuge haben typischerweise hohe Fahrdistanzen. Es ist sinnvoll sie an Stationen mit hohen Leistungen zu laden, um ihre Auslastungszeit zu erhöhen. Es ist anzunehmen, dass die Fahrzeuge weniger Flexibilität hinsichtlich ihres Ladezeitpunktes aufweisen und die Zeitintervalle, in denen sie mit einem Ladepunkt verbunden sind, geringer ausfallen, als die eines durchschnittlichen PEVs.
Flottenbetreiber weisen keine Erfahrungen mit der Partizipation in der Stromwirtschaft auf.
Durch das Online-Management ihrer Flotten beherrschen sie den Einsatz von Vernetzungstechnologien und haben, wie bereits oben erwähnt, ihre Fahrzeuge bereits an ihr Back-End gekoppelt.

5.1.3 Ergebnis der Nutzwertanalyse

Tabelle 5.2 zeigt das Ergebnis der Übersetzung der qualitativen in eine quantitative Bewertung.

Tabelle 5.2: *Ermittlung der Nutzwerte auf Basis der gewichteten Schlüsselkriterien und Ausprägungen der Unternehmensbranchen. FB: Flottenbetreiber.*

	Gewicht	EVU	OEM	FB
Zugang Ladesteuerung	0,300	5	10	6
Flottenaufbau	0,225	5	7	3
Flotteneigenschaften	0,100	5	5	7
Stromwirtschaft	0,250	10	1	0
Technik	0,125	5	8	5
$\sum$	1,000	6,25	6,325	3,8

Auf Basis der obigen Betrachtungen wurden Flottenbetreiber a priori als weniger geeignet zur erfolgreichen Etablierung eines SCV2G-Geschäftsmodells bewertet als EVUs und OEMs. Sie scheiden aus der Entscheidungsfindung aus. Die Differenzen der finalen Summen zwischen Ener-

gieversorger und Automobilhersteller sind marginal. Da die Festlegung der Gewichtungen und die Quantifizierung der Ausprägungen stark subjektiv ist, kann hier keine Rangfolge zwischen EVU und OEM gebildet werden; beide Unternehmensbranchen weisen etwa gleich gute Eignungen auf.
Bailey und Axsen (2015) haben die Ausgestaltungsmöglichkeiten eines SC-Geschäftsmodells für EVUs untersucht. Mit Jedlix existiert bereits etabliertes Geschäftsmodells eines Unternehmens, dass innerhalb eines Energieversorgers entstanden ist. Martin (2016) inkludiert SC als ein Element seines Geschäftsmodells für Nutzfahrzeughersteller. Das Geschäftsmodell ist aber nicht speziell auf SC ausgelegt, sondern umfasst mehrere Services rundum den Verkauf, die Wartung, die Nutzung und das Laden elektrischer Nutzfahrzeuge. Da aus der Nutzwertanalyse für OEMs eine vergleichsweise gute Eignung resultiert und weil bisher weder in der Literatur, noch in der Praxis ein spezifisch auf einen OEM zugeschnittenes Geschäftsmodell existiert, wird in den folgenden Abschnitten ein Geschäftsmodell zur Anwendung von Smart Charging und Vehicle-to-Grid entwickelt, das auf einen Automobilhersteller zugeschnitten ist.

5.2 Initiierung: Umfeld analysieren

Das typische Geschäftsmodell von Automobilherstellern wird im Folgenden einer Analyse anhand der vier Dimensionen des St. Galler Business Model Navigators unterzogen. Dabei werden die beteiligten Akteure berücksichtigt und Entwicklungstrends analysiert. Die Analyse wird nicht auf einen Hersteller zugeschnitten, sondern generalisierend gehalten. Da die potenziellen Kunden eines SCV2G-Geschäftsmodells aber ohnehin Fahrer eines PEVs sein müssen, wird, wenn möglich, der Fokus auf das Elektromobilitätsgeschäft gelegt.

5.2.1 Wer?: Kunden

Persönliche Einstellungen

The New Motion BV (2020) hat in einer Onlineumfrage 4.492 PEV-Fahrer aus sieben nordwesteuropäischen Ländern nach ihren Verhaltensweisen und Ansichten bzgl. Elektroautos und nach ihren persönlichen Eigenschaften befragt, darunter 1.437 aus Deutschland. Abbildung 5.1 zeigt, dass BEVs heutzutage hauptsächlich aufgrund ihrer technologischen Eigenschaften und aus finanziellen Beweggründen gekauft werden. In Deutschland gaben 67 % der Befragten an, dass sie ein Elektroauto wegen des Fahrerlebnisses und der technologischen Eigenschaften fahren und 65 % um Geld zu sparen. Mit 2 % und 7 % stellen der Beitrag zum Umweltschutz und das soziale Umfeld keine entscheidenden Kaufmotive in Deutschland dar. Nennenswerte Abweichungen innerhalb dieser Kategorien zeigen sich in Großbritannien, wo der Umweltschutz mit 58 % Zustimmung der stärkste Beweggrund ist und in den Niederlanden, wo das soziale Umfeld 22 % der EV-Fahrer zum Kauf bewegt. Trotz der mehrheitlich geringen Bedeutung des Umweltschutzes für den Elektroautokauf, bezeichnen sich 81 % der Befragten als „pro Umwelt“ und 74 % sehen umweltfreundliches Verhalten als wichtigen Teil ihrer Persönlichkeit an. Die Kostenaffinität der Kunden manifestiert sich in ihren Ansichten zu Preisen für das Laden ihrer Fahrzeuge. Lediglich 14 % stimmen nicht der Aussage zu, dass ihnen niedrige Kosten beim Laden nicht wichtig sind, 62 % sehen das anders.

Soziodemographische Eigenschaften

Frenzel et al. (2015) haben in einer Umfrage die soziodemographischen Eigenschaften von 3.000 PEV-Early-Adopter in Deutschland untersucht und mit denen der Fahrer konventioneller Fahrzeuge verglichen. Die PEV-Fahrer waren mit fast 90 % deutlich häufiger männlich als in der Vergleichsgruppe, in der der Anteil bei 55 % lag. Mit 51 Jahren lag das Durchschnittsalter auf Höhe der ICEV-Fahrer. Die Elektroautofahrer hatten häufiger ein Hochschulstudium absolviert

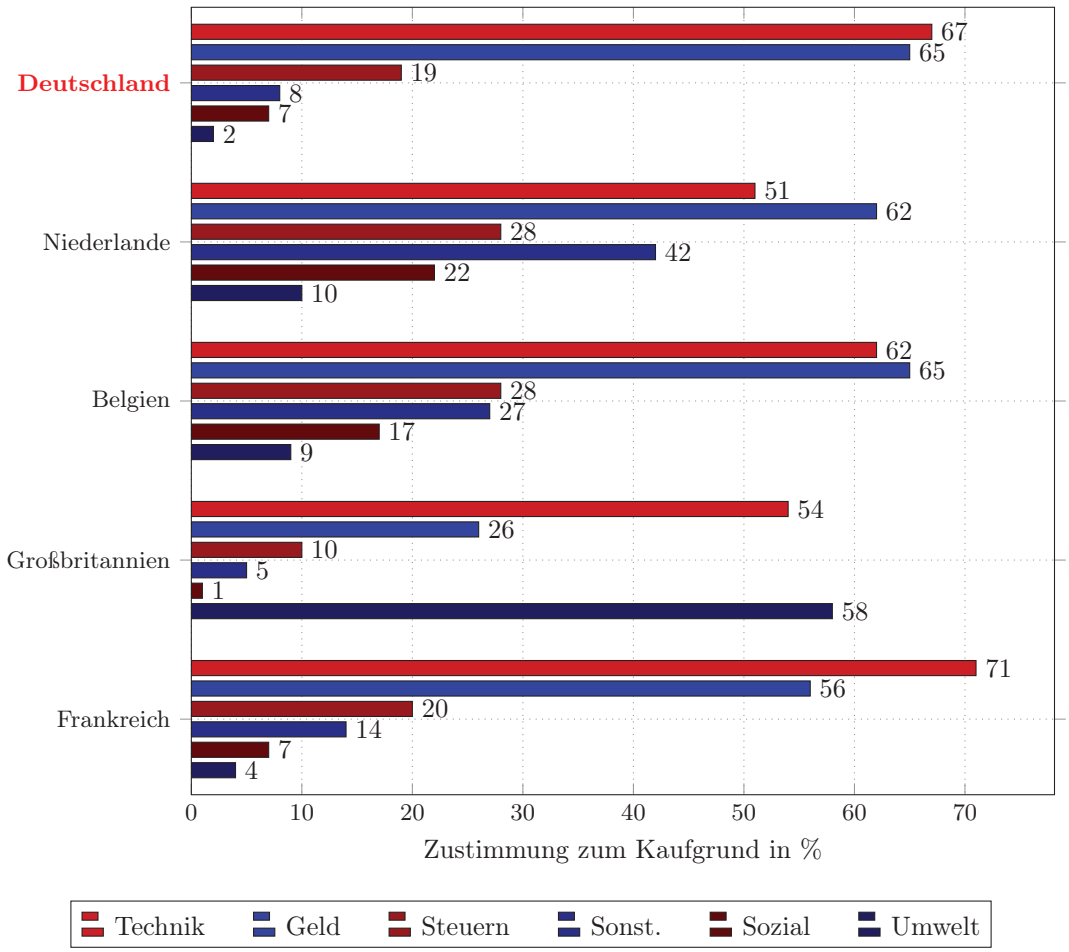


Abbildung 5.1: *Gründe für das Fahren eines Elektroautos. Die Daten stammen aus der Studie von The New Motion BV (2020, S. 8).*

und wiesen ein höheres Haushaltseinkommen auf. 46 % der Befragten gaben an, dass ihr Haushaltseinkommen 4.000 € übersteige. In der Vergleichsgruppe waren es nur knapp ein Viertel. Aufgrund des hohen Einkommens, der Affinität für neue Technik und dem Ziel Kosten beim Laden zu sparen ist es nicht verwunderlich, dass Elektroautofahrer überdurchschnittlich häufig eine PV-Anlage besitzen. In der Befragung von Frenzel et al. gaben 45 % der PEV-Fahrer an über eine PV-Anlage zu verfügen. Eine Umfrage von The New Motion BV (2016) bezifferte den Wert auf 39 %.

Sektion 3.3 hat gezeigt, dass der Elektroautomarkt stark wächst und mit einer Diffusion in weite Teile der Gesellschaft in den kommenden Jahren zu rechnen ist. Es ist daher anzunehmen, dass sich die soziodemographischen Eigenschaften von PEV-Fahrern denen der durchschnittlichen Autofahrer annähern werden. In Deutschland sind etwa 1,7 Mio. bis 1,8 Mio. PV-Anlagen installiert, wobei eine Mio. der Anlagen Leistungen unter 10 kW aufweisen (Wirth, 2020, S. 39). 2019 wurden rund 100.000 PV-Anlagen in Deutschland installiert (Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 2020). Damit stieg die Anzahl der PV-Anlagen absolut stärker als die neuer BEVs, nicht aber im Vergleich zu den PEVs. Aufgrund des aktuell exponentiellen Wachstums des Elektromobilitätsmarktes wird die Anzahl der PEV-Fahrer in den nächsten Jahren einige Mio. erreichen und die Anzahl der PV-Anlagenbesitzer in wenigen Jahren deutlich übersteigen. Die PV-Anlagen-Besitzquote unter den PEV-Fahrern wird daher zurückgehen.

Die direkten Kunden der OEMs sind zumeist Gewerbekunden. Nach Angaben des KBAs entfielen im Jahr 2018 63,9% aller neu zugelassenen PEVs auf gewerbliche Kunden und 36,1% auf private. Das Verhältnis entspricht mittlerweile dem von ICEVs, nachdem 2014 nur 20,7% der PEVs von Privatkunden neu zugelassen wurden (Kraftfahrtbundesamt, 2019a). Die größten Abnehmerbranchen von Neuwagen sind der Handel inkl. Instandhaltung und Reparatur von Kraftfahrzeugen (22 %), das verarbeitende Gewerbe (2018 12 % aller Neuzulassungen in Deutschland) und die Vermietung von Kraftfahrzeugen ohne Gestellung eines Fahrers und Carsharing (11 %) (Kraftfahrtbundesamt, 2019c, S. 4).

Kundenbeziehungen

Der Kontakt zwischen OEM und Endkunde ist limitiert. Direkt in Kontakt mit den Herstellern kommen Kunden über die digitalen Präsenzen, Automobilmessen und -events und Showrooms. Gemäß einer Umfrage von Kelkar et al. (2018, S. 30) mit 835 potenziellen Fahrzeugkäufern bevorzugen zwei Drittel aller Befragten die Website der Hersteller als Informationsquelle beim Autokauf. Insbesondere die Bedeutung der Konfiguratoren der Hersteller nimmt stetig zu. Der Großteil des Kundenkontaktes wird über die Autohändler, insbesondere die Vertragshändler, gemanagt. Sie bestellen beim OEM selbst oder von Kunden konfigurierte Fahrzeuge und übernehmen ihren Vertrieb. Nicht selten etablieren die Händler persönliche Beziehungen zu ihren Kunden, insbesondere zu Stammkunden und gewerblichen Flottenbetreibern mit großen Absatzmengen. Bei der langfristigen Kundenbindungen sind die Services in den Werkstätten der Händler hilfreich.

Tesla vertreibt seine Fahrzeuge direkt. Kunden konfigurieren ihr Fahrzeug entweder von zu Hause aus oder in einem lokalen Tesla Store. Der Kauf wird stets über die Website abgewickelt. Auch die etablierten OEMs experimentieren mit dem Direktvertrieb. Der BMW i3 wurde bis 2018 über eine Online-Plattform und ausgewählte Händler, sogenannte i-Agenten, vertrieben. Den Händlern wurde das Verkaufsrisiko erlassen, indem die Fahrzeuge bis zum Verkauf im Besitz von BMW blieben. Byton plant für seinen Marktstart in Europa ein Hybrid-Modell aus Online-Handel und Vertriebspartnern. PWC hat 1.000 Konsumenten und etwa 1.800 Autohändler zur Zukunft des Automobilhandels befragt. Mit 82 % Zustimmung der Händler wird der Direktvertrieb der OEM als große Gefahr für ihr traditionelles Verkaufsmodell gesehen. Gleichzeitig gaben 63 % der befragten Konsumenten an, einen Kauf direkt über den Hersteller zu akzeptieren (Ström et al., 2018, S. 8).

5.2.2 Was?: Nutzenversprechen

Die Nutzen eines Automobilkaufes

Das exakte Nutzenversprechen eines OEMs hängt, ebenso wie seine Kundensegmentierung, von seiner Marktpositionierung ab. Auf herstellerübergreifender Ebene sind die wesentlichen Konkurrenten andere Fortbewegungsmittel, insbesondere der öffentliche Verkehr, Motor- und Fahrräder. Im Allgemeinen verspricht der Kauf eines Autos seinen Fahrern zeitlich flexibel, bequem, in privater und zum Teil auf persönliche Bedürfnisse zugeschnittener Umgebung, sich und Gegenstände nahe an einen Ort der Wahl innerhalb eines Radius von bis zu mehreren tausend Kilometern in akzeptabler Zeit zu bringen. Neben den funktionalen Nutzen sind Autos für ihre Käufer immer noch ein Statussymbol. Das Auto bietet sozialen Nutzen durch die extrinsische Befriedigung der Bedürfnisse nach Selbstdarstellung und Gruppenzugehörigkeit. In einer Umfrage mit 1.008 Teilnehmern in Deutschland stimmten 51,9 % der Autokäufer zu, dass für sie das Auto ein Statussymbol sei (Weßner, 2015, S. 3). Unter den jüngeren Autokäufern ist die Ansicht weiter verbreitet. 58,6 % der unter 30-jährigen Autokäufer sehen das Auto als Statussymbol. Insbesondere Neuwagenkäufer haben eine emotionale Bindung zu ihrem Fahrzeug. Das Fahrzeug

stiftet hedonistischen Nutzen. In einer Umfrage von Heller (2020) gaben von 2.599 Teilnehmern in Deutschland 80 % der Neuwagenkäufer an sich zu freuen, wenn sie ihr Auto sehen. 91 % macht Autofahren Spaß und ebenso viele fühlen sich ohne Auto in ihrer Mobilität eingeschränkt.

Im Vergleich zu ICEVs versprechen Elektroautos einen weniger wartungsintensiven und kostensparenden Betrieb. Die Verfügbarkeit des vollen Drehmoments bei niedrigen Drehzahlen und ein tieferer Fahrzeugschwerpunkt verspricht Elektroautofahrern mehr Fahrspaß. Der Umweltschutz durch geringere Kohlenstoffdioxid und zum Teil auch Gesundheitsschutz durch ausbleibende Stickoxide in Wohngebieten bewegt die Elektroautofahrer in Deutschland bisher, wie oben gezeigt, noch nicht zum Kauf.

Das Produktportfolio

Kunden legen zunehmend weniger Wert auf den Besitz eines Gutes als auf die Nutzung seiner Funktionalität. Für die Hersteller von Gütern gewinnt das Angebot von Dienstleistungen daher vermehrt an Bedeutsamkeit. Im Zuge dessen entwickeln sie um ihr Kernprodukt herum ein Produkt-Service-System (PSS). Durch Services erweitern sie die Funktionalität ihrer Güter, erleichtern den Produkterwerb und verbessern die Verfügbarkeit nach dem Kauf (Gorldt et al., 2017, S. 369f.). Gemäß Brandstotter et al. (2003, S. 1) besteht ein PSS aus materiellen (tangible) Produkten und immateriellen (intangible) Services, die so designt und kombiniert werden, dass sie zusammen bestimmte Kundenbedürfnisse erfüllen können. Die Abbildungen 5.4 und 5.5 im Abschnitt zum Ertragsmodell zeigen, dass die Automobilindustrie güterdominant ist. Die OEMs haben früh begonnen ihr Angebot von Fahrzeugen durch, insbesondere finanzielle, Dienstleistungen zu ergänzen. In den vergangenen Jahren haben sie den Ausbau ihres PSS weiter vorangetrieben. Die allgemeine Entwicklung des Systems wird in Abbildung 5.2 visualisiert.

Der Kern der Produktportfolios von OEMs sind Fahrzeuge, die in einem Assemble-to-Order-Prozess in einem gewissen Maße auf die Bedürfnisse der Kunden zugeschnitten werden. Der Kern wird um weitere Produkte ergänzt. Dazu gehören Ersatzteile, Zubehör und Services wie Wartungs- und Inspektionsverträge, Zusatzgarantien, Versicherungen, Leasing, Finanzierungen und zunehmend weitere, insbesondere digitale Dienste. Beispiele hierfür sind Abonnements für mobile Online-Dienste (MOD), nachträglich freischaltbare Fahrzeugfunktionen und Mobility-as-a-Service-Dienste. In Erlebniswelten und auf Produkt- und Markenevents werden Kunden nicht nur Produkte und Services, sondern auch Erlebnisse geboten.

Bereits 1926 gründete Ford die erste deutsche Automobilbank, Opel und Fiat folgten drei Jahre später. Ziel der Gründung einer Autobank war zunächst die Finanzierung der Handelspartner und damit die Stützung der eigenen Vertriebskanäle. Heute dienen sie insbesondere der Bindung und Gewinnung von Kunden für den Vertrieb des Kernprodukts und der Finanzierung des eigenen Unternehmens. Die Finanzdienstleistungen wurden mit der Zeit sukzessive ausgebaut. Heute umfasst das Portfolio vieler OEMs neben der Fahrzeugfinanzierung Leasing, Fahrzeugversicherungen sowie verlängerte und erweiterte Garantien. Einige Banken bieten darüber hinaus Fuhrparkmanagement, Geldanlage und Kreditkarten an (Stenner, 2010, S. 1ff.). OEMs verkaufen zudem Instandhaltungsdienstleistungen über Inspektions- und Wartungsverträge, die durch das Vertragswerkstattnetzwerk getragen werden. Volvo hat die Verfügbarkeitsservices in ein Abonnement-Modell integriert. Für einen festen Betrag bekommen Kunden von „Volvo Care“ jedes Jahr ein neues Auto, gleichzeitig werden Versicherungs- und Wartungskosten vollständig vom Unternehmen getragen.

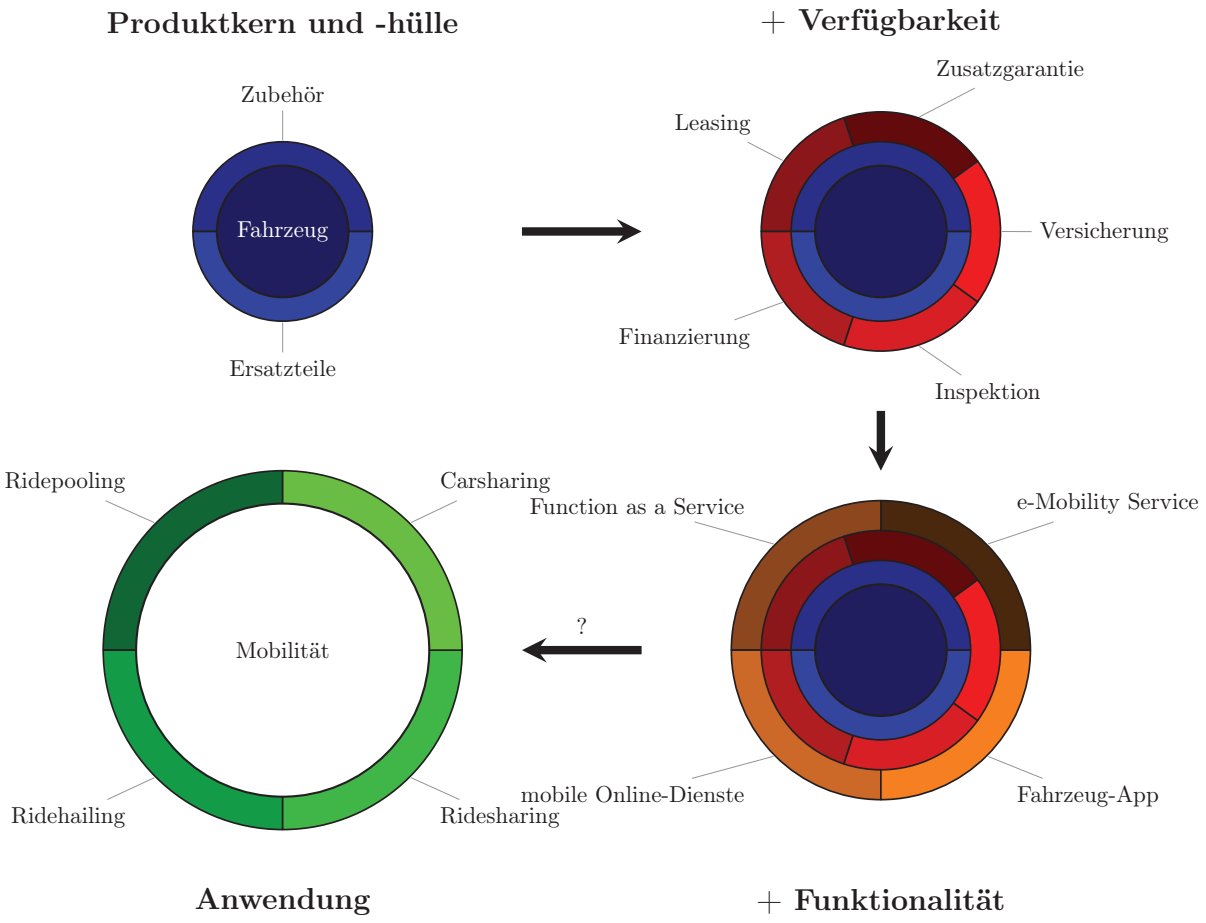


Abbildung 5.2: *Entwicklung der Produkt-Service-Systeme der Automobilhersteller.*

In den vergangenen Jahren wurde das PSS durch Services erweitert, die zusätzliche Funktionen rund um das Fahrzeug bieten. Durch die Anbindung der Fahrzeuge an das Mobilfunknetz ergaben sich für die OEMs Möglichkeiten zum Angebot von MODs. Dazu zählen zum Beispiel Live-Daten und Updates für das Navigationsgerät, Softwareupdates, Wetterdaten, Nachrichten und Informationen zu Points-of-Interest. Über ergänzende Fahrzeug-Apps können Wartungsservices terminiert, Zustandsberichte generiert, die Autos getrackt, Ladestationen gefunden und Ladevorgänge bezahlt werden. Fernsteuerungen der Fahrzeuge sind ebenso möglich. Per App kann es klimatisiert und verriegelt werden und Ladevorgänge werden planbar. Tesla ermöglicht Nutzern per Summon-Mode autonomes Herbeirufen der Fahrzeuge auf einem Parkplatz und autonomes Einparken per App.
Den Verkauf ihrer Elektroautos ergänzen die OEMs durch Ladeservices. Tesla betreibt ein eigenes Supercharger-Netzwerk, BMW und VW bieten Ladekarten an. Dazu verkauft VW über seine Tochter Elli Stromverträge an seine Elektroautofahrer. Renault hat als Anteilseigner von Jedlix das Smart-Charging-System in die eigene Renault-App „Z.E. Smart Charging“ integriert. Die Erweiterung der Fahrzeugfunktionen durch Zubehör gehört seit langem zum Standardgeschäft der OEMs. Tesla bietet die Erweiterung von Fahrzeugfunktionen on Demand an. Einige Varianten des Model S und Model X haben höhere Batteriekapazitäten als von den Fahrern genutzt werden kann. Die Hardware für das umfangreiche Fahrassistenzsystem „Autopilot“ wird in jedes Fahrzeug verbaut, unabhängig davon, oder bei der Fahrzeugkonfiguration der „Autopilot“ gekauft wurde. Die zusätzliche Batteriekapazität und der Fahrassistenzfunktionen lassen sich noch nach der Auslieferung kaufen und per Over-the-Air-Softwareupdate aktivieren.

Der letzte Schritt in der Evolution eines PSS ist nach Gorldt et al. (2017, S. 369f.) das Angebot einer Anwendung statt eines Produkts mit ergänzenden Services. Auf die Automobilhersteller übertragen hieße dies, dass sie anstatt Fahrzeuge flexible, bequeme und private Mobilität verkaufen, durch Carsharing-, Ridesharing-, Ridehailing und Ridepooling-Angebote. Entsprechende Angebote durch die OEMs existieren bereits. Volkswagen hat die BEV-Carsharing-Plattform „WeShare“ und den Ridepooling-Anbieter „MOIA“ gegründet. BMW und Daimler betreiben im Joint Venture „YOUR NOW“ die Carsharing-Plattform „SHARE NOW“, die Ridehailing-Plattform „FREE NOW“ und die multimodale Mobilitätsplattform „REACH NOW“, die verspricht transportmittel-unabhängig die beste Route zu finden.
Die Schätzung von Briggs et al. (2018, S. 4) prognostiziert einen Anstieg von 220.000 Carsharing-Autos weltweit im Jahr 2020 auf 430.000 im Jahr 2025 und 690.000 weitere fünf Jahre später. Damit würde die Flotte um mehr als 200 % innerhalb von zehn Jahren wachsen. Die Wachstumsprognose für die Raidehailing-Flotte fällt ähnlich stark aus. Von 18.140.000 Fahrzeugen im Jahr 2020 ausgehend erwarten sie einen Anstieg auf 35.930.000 (2025) und 48.480.000 im Jahr 2030 und damit etwa 170 % Wachstum während einer Dekade. Berret et al. (2017) schätzen, dass in der EU 2020 9 % des Neuwagenmarktes auf Mobilitästdienste entfallen werden und der Anteil bis 2025 auf 15 % steigt. Für China wird aufgrund des geringeren aktuellen Fahrzeugbestandes sogar ein Wachstum von 9 % (2020) auf 35 % (2025) prognostiziert.
Ein zunehmender Verkauf der Anwendung Mobilität zulasten des privaten Automobilbesitzes ist wahrscheinlich, insbesondere perspektivisch, wenn autonom fahrende Fahrzeuge ein Geschäft mit Robotertaxis ermöglichen (Berret et al., 2017). Noch unklar ist, ob sich einzelne OEMs als Anbieter von Mobilitätsdienstleistungen langfristig gegen die Konkurrenz durchsetzen werden und wie sich der Trend auf das Kernprodukt Fahrzeug auswirken wird, wenn Nutzer Mobilität statt eines Fahrzeugs nachfragen.

5.2.3 Wie?: Wertschöpfung

Die Wertschöpfungskette

Die traditionelle Wertschöpfungskette in der Automobilindustrie kann, wie in Abbildung 5.3 visualisiert, in fünf Stufen eingeteilt werden.

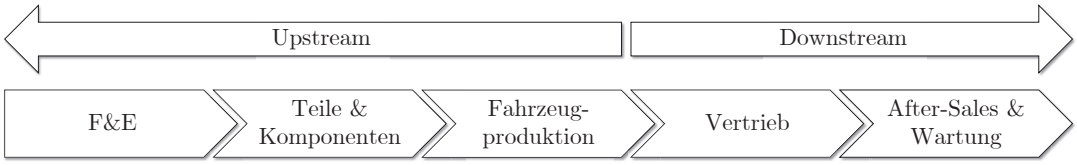


Abbildung 5.3: *Traditionelle Wertschöpfungskette der Automobilindustrie. Abbildung in Anlehnung an Seeberger (2016, S. 69).*

Grundlage der Wertschöpfungskette der Automobilhersteller für ihr Kernprodukt Fahrzeug ist die Erforschung und Entwicklung (F&E) neuer Werkstoffe, Bauteile, Komponenten, Systeme, Module und Fahrzeuge, neuer Produktionstechniken und -prozesse. Einige Fahrzeugmodule fertigen die OEMs selber, der Großteil stammt von Tier-1-Zulieferern, die ihre Module aus den Komponenten und Rohstoffen von Tier-2- und Tier-3-Zulieferern produzieren (Koch, 2006, S. 70f.). Immer relevanter wird die Einbindung von Daten und die Nutzung informationstechnologischer Systeme externer Unternehmen, die keine klassischen Zulieferer sind, für das Angebot der MODs. Die Module werden in der Endfertigung durch die OEMs zu einem Gesamtfahrzeug zusammengesetzt. Tier-1-Zulieferer und die Eigenfertigung und beliefern die Produktionswerke mit den benötigten Teilen zeit- und mengengerecht (Institut für Kraftfahrzeuge RWTH Aachen,

2014, S. 18ff.). Die ersten drei Stufen sind klassische Upstream-Aktivitäten, der Vertrieb ist eine Downstream-Aktivität. Der eigentliche Fahrzeugabsatz erfolgt über die Autohändler. Die Markenpositionierung und produktspezifische Kommunikationspolitik sind Schlüsselaktivitäten der Fahrzeughersteller. Im After-Sales werden Zubehör, Ersatzteile und Reparaturen von den Händlern an den Endkunden vertrieben bzw. durchgeführt. Der Absatz von Versicherungen, Leasing-Angeboten, Finanzierungen und zusätzlicher Dienste wird zum Teil direkt durch die OEMs vorgenommen (Koch, 2006, S. 82).

Die Schlüsselressourcen

Die wichtigsten Schlüsselressourcen zur Erforschung und Entwicklung neuer Werkstoffe, Fahrzeugteile, Fahrzeuge, Produktionstechniken und -prozesse, die erfolgreich zur Erfüllung des Nutzenversprechens beitragen, sind hoch qualifizierte Arbeitskräfte aus unterschiedlichen ingenieurwissenschaftlichen Bereichen, hochwertiges technisches Equipment, bedeutende Patente, Beziehungen zu Forschungs- und Entwicklungspartnern und Wissen über die Bedürfnisse der Kunden. Ein großes Netzwerk, verlässlicher Lieferanten und günstige Lieferverträge sind wichtige Ressourcen bei der Beschaffung von Fahrzeugteilen. Effiziente Produktionswerke inkl. Personal sind bei der Eigenfertigung und Endmontage entscheidend. Ein breites Händlernetzwerk, eine klare Markendifferenzierung und ein als positiv wahrgenommenes Markenimage sind die wichtigsten intellektuellen Ressourcen für einen erfolgreichen Vertrieb der Fahrzeuge.
Die Wertschöpfung bei der Herstellung von Elektroautos erfordert im Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor nicht grundsätzlich andere Ressourcen, als die oben genannten. Innerhalb der genannten Ressourcen verschieben sich dennoch Fokusse. OEMs von EVs benötigen beispielsweise neue ingenieurwissenschaftliche Kompetenzen in den Bereichen der HV-Batterien, Elektromotoren, Leistungselektronik, während Kompetenzen für Verbrennungsmotoren, Kraftstoff- und Abgasanlagen obsolet werden (Seeberger, 2016, S. 73f.).

Fertigungstiefenverschiebung und veränderte Wertschöpfungskette

Seit den 80er Jahren ist eine zunehmende Verschiebung der Wertschöpfung von den Automobilherstellern zu den Zulieferern zu beobachten (Verband der Automobilindustrie e. V., 2008, S. 78). Für die Zukunft ist mit weiter sinkenden Fertigungstiefen zu rechnen. In der F&E liegt die Verantwortlichkeit noch größtenteils bei den OEMs. Eine Studie von Oliver Wyman und dem Verband der Automobilindustrie, S. 3ff. prognostiziert hier für 2025 einen Rückgang von 60 % im Jahr 2012 auf 47 % bis 2025. Insbesondere Engineering-Dienstleister übernehmen größere Anteile an der F&E. Für den Wertschöpfungsanteil in der Produktion erwartet die Studie weitere Zugewinne der Zulieferer von 65 % auf 71 %.
Der Wandel der Automobilhersteller vom Produzenten eines Fahrzeugs hin zum Anbieter eines PSS und zum Teil weiter zu einem Anbieter von Mobilitätsdienstleistungen, verändert die Wertschöpfungskette. Die traditionellen Stufen verlieren an Bedeutung und werden im Zuge der anhaltenden Fertigungstiefenverschiebung weiter an die Zulieferer ausgelagert. Verfügbarkeits- und funktionserweiternde Services um das Fahrzeug herum stellen zunehmend ein weiteres Element der Wertschöpfungskette dar und gewinnen an Bedeutung, insbesondere wenn OEMs sich tatsächlich als Anbieter von Mobilitätsdienstleistungen durchsetzen können.

Aktuelle Trends bringen weitere Veränderungen in der Wertschöpfungskette mit sich. Elektrofahrzeuge sind weniger wartungsanfällig als ICEVs. Der Wandel hin zu Elektrofahrzeugen führt zu einem Bedeutungsverlust des klassischen After-Sales mit Ersatzteilen und Wartungsarbeiten (Seeberger, 2016, S. 93). Vermehrte Function-as-a-Service-Angebote könnten den Verlust zum Teil ausgleichen.
Die neuen, digitalen Services integrieren den Kunden als Teilnehmer in die Wertschöpfungskette.

Mit seinem Smartphone stellt er eine notwendige Interaktionsschnittstelle bereit und durch seine Nutzungs- und Fahrdaten ermöglicht er die Optimierung der Services durch die OEMs. Zum Angebot von Mobilitätsdiensten sind OEMs direkt auf die Interaktion mit dem Kunden angewiesen. Die Konsumenten werden von den Herstellern nicht weiter als passive Käufer von Gütern wahrgenommen, sondern als Prosumer, als aktive Partner innerhalb der Wertschöpfungskette (Grieger und Ludwig, 2017, S. 49f.).

5.2.4 Wert?: Ertragsmodell

Die Erlösstrukturen

Über die Erlösstrukturen der OEMs geben die Geschäftsberichte der Konzerne Auskunft. Beispielhaft zeigt Abbildung 5.4 die ausgewiesenen Umsätze des operativen Geschäftes für den Volkswagen Konzern im Jahr 2019.

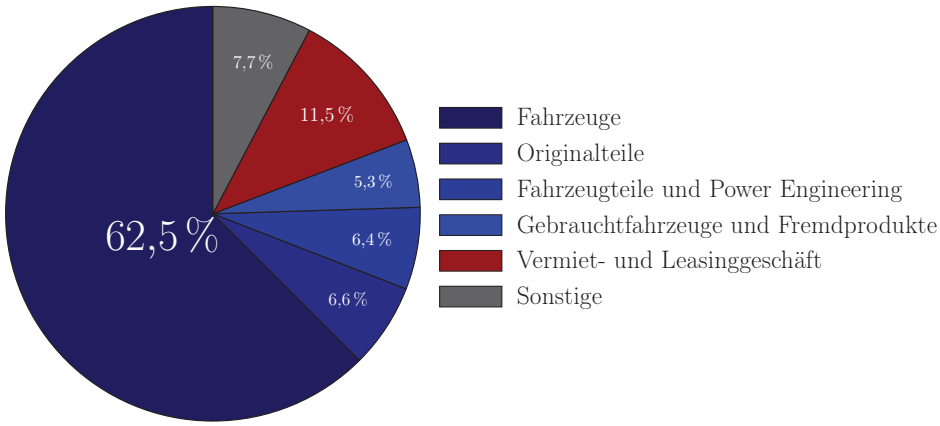


Abbildung 5.4: *Umsatzerlöse der Volkswagen AG nach Segment gemäß dem Jahresabschlussbericht 2019 (Volkswagen AG, 2020).*

Erkenntlich wird, dass mit Abstand die meisten Erlöse eines OEMs direkt dem Geschäft mit Fahrzeugen zugerechnet werden können, der Anteil betrug bei der VW AG 2019 62,5 %. Insgesamt 13 % zu den Umsatzerlösen trugen Zubehör und Ersatzteile sowie die Lieferung von Motoren, Aggregaten und andere Fahrzeugteilen und Produkten aus dem Power Engineering an andere Unternehmen bei. Etwas mehr als 6 % der Umsatzerlöse stammten aus dem Verkauf von Gebrauchtwagen. Zum einen werden Jahreswagen und Fahrzeuge von Mitarbeitern der eigenen Marken veräußert, zum anderen hat Volkswagen Finanzdienstleistungen 2017 die Gebrauchtwagenplattform heycar gegründet, auf der auch Gebrauchtwagen konzernfremder Marken verkauft werden. 11,5 % ihrer Umsatzerlöse erzielt die VW AG aus der Vermietung und dem Leasing von Fahrzeugen und sonstigen Vermögenswerten. Insgesamt war das Segment Finanzdienstleistungen, das Händler- und Kundenfinanzierungen, Bank-, Versicherungs-, Leasing-, Tankkarten- und Parkplatzgeschäft, das Flottenmanagement sowie die Mobilitätsangebote, wie z. B. MOIA, WeShare und heycar umfasst, für 15,9 % der Umsatzerlöse verantwortlich.

Die Kostenstrukturen

Die Kostenstruktur wird von den OEMs weniger transparent dargestellt. Eine Einschätzung von Kallstrom (2015) zeigt Abbildung 5.5.
Mit etwa 50 % stellen die Materialkosten für die Bauteile, Komponenten, System und Module der Fahrzeuge die mit Abstand größten Kosten eines Automobilherstellers dar. Der Anteil

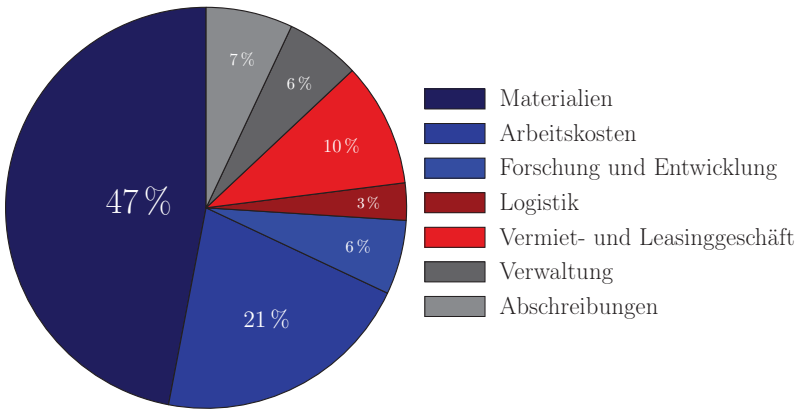


Abbildung 5.5: *Geschätzte Kostenstruktur eines Automobilherstellers gemäß Kallstrom (2015).*

für Personalaufwand wird auf rund 20 % geschätzt, bei VW lag er 2019 bei 17 %. Die gezeigten 6 % Kostenanteil für F&E liegen im Bereich der Angaben von Volkswagen. Hier betrug die F&E-Quote 6,7 % der Umsatzerlöse und entsprach damit 6,8 % der operativen Kosten. Weiteren Kostenanteile entfallen auf die Verwaltung mit 3 % (VW 4 %), die Logistik mit 10 % und Abschreibungen mit 6 % (Kallstrom, 2015; Volkswagen AG, 2020).

Die Risiken des Ertragsmodells

Die Entwicklung neuer Fahrzeuge ist ein mehrjähriger Prozess. Vom Beginn der Konzeptionsphase bis zum Produktionsstart vergehen etwa fünf Jahre. Die letzten Designentscheidungen werden bis zu zwei Jahre vor dem Produktionsstart getroffen. Der Produktlebenszyklus einer Modellgeneration dauert heutzutage im Durchschnitt sechs bis acht Jahre. Währenddessen werden im Rahmen der Modellpflege Detailanpassungen vorgenommen, zudem werden häufig neue Varianten hinzugefügt. Insbesondere die großen OEMs verwenden Baukastenstrategien, bei der viele Fahrzeugmodelle eine hohe Anzahl gleicher und ähnlicher Teile erhält und mehrere Modelle auf der gleichen Fahrzeugplattform gebaut werden. Die Entwicklung und Lebensdauer eines Baukastens erstreckt sich über noch längere Zeiträume. Eines der größten Risiken des Ertragsmodells der Automobilhersteller ist eine Diskrepanz zwischen den Prämissen, die während der Entwicklung gesetzt wurden, und den tatsächlichen Umständen während des Produktlebenszyklus. Kundenbedürfnisse, technologische Entwicklungen, technische Umsetzbarkeit, regulatorische Änderungen und Kosten müssen Jahre im Voraus korrekt abgeschätzt werden und über mehrere Jahre Gültigkeit behalten. Auf Basis der Annahmen werden hohe Summen in die Entwicklung investiert. Wurden Fehlannahmen getroffen, werden die Investitionskosten Jahre später nicht durch Einnahmen gedeckt.
Fehlannahmen in der Vergangenheit können zu unausgelasteten oder sogar stehenden Werken führen. Andere Ursachen sind der Ausfall von Lieferanten, insbesondere bei Einzelquellenbeschaffung, technische Probleme bei den Produktionsprozessen und fehlendes Personal, beispielsweise durch Streiks. Steht der Produktionsprozess, stauen sich angelieferte Fahrzeugteile durch die Just-in-Sequence-Produktion zu unerwarteten Lagerbeständen an. Obwohl kein Absatz entsteht, müssen Lieferanten, Personal und Maschinen weiter bezahlt werden.
Nach dem Fahrzeugverkauf bergen umfangreiche Fahrzeugrückrufe aufgrund technischer Mängel und nicht erfüllter regulatorischer Vorgaben Risiken für Strafzahlungen und Schadensersatzforderungen.

Emissionsziele in der EU

Eines dieser finanziellen Risiken durch die Verfehlung regulatorischer Vorgaben sind die Emissionsziele der Europäischen Union. 2009 wurde die EU-Verordnung „zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO_2-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen“ erlassen. Mit ihr wurden CO_2-Emissionsziele für die Neuwagenflotten der Automobilhersteller ab 2020 festgesetzt. Sie wurde 2019 durch die Verordnung „zur Festsetzung von CO_2-Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge“ angepasst.

Die ab 2020 durchschnittlich erlaubten CO_2-Emissionen

$$\text{Ziel}_{CO_2} = 95\,\text{g}CO_2/\text{km} + 0,0333\,\text{g}CO_2/\text{km/t} \cdot (1,379\,\text{t} - M_0)$$

sind abhängig von der durchschnittlichen Masse M_0 aller Neufahrzeuge, die ein OEM innerhalb eines Jahres verkauft hat. Die Emissionswerte werden nach der WLTP bestimmt und in vergleichbare NEFZ-Werte umgerechnet, sodass die obige Formel für NEFZ-Werte gültig ist. Die Kohlenstoffdioxidemissionen von BEVs werden pauschal mit 0 g/km gewertet, auch wenn der Strom den sie laden nicht aus erneuerbaren Energien stammt. Alle Fahrzeuge, insbesondere auch PHEVs, die geringere Emissionswerte als 50 gCO_2/km aufweisen, werden im Jahr 2021 1,67-fach und 2022 noch 1,33-fach in der Berechnung der durchschnittlichen Emissionen gewichtet. 2020 dürfen die OEMs die 5 % Fahrzeuge mit den höchsten Emissionen aus ihren Flottenemissionswerten herausrechnen, ab 2021 ist das nicht mehr möglich. Die EU hat Strafen in Höhe von 95 € für jedes Gramm CO_2, um das ein Hersteller sein Flottenziel übersteigt, multipliziert mit der Anzahl der verkauften Neuwagen festgesetzt (Europäische Kommission, 2009).

Tabelle 5.3 zeigt eine Prognose von Schweikl (2020) für die tatsächlichen Emissionswerte des Jahres 2018, die Flottenziele für 2021, eine Prognose für die Emissionswerte im Jahr 2021 und resultierende Strafzahlungen der größten Automobilkonzerne.

Tabelle 5.3: *Prognose von Schweikl (2020) zum Erreichen der EU CO_2-Flottenziele der größten Automobilhersteller. RNM: Renault-Nissan-Mitsubishi-Allianz; PSA: Peugeot Société Anonyme (Citroën, DS, Opel, Peugeot und Vauxhall); FCA: Fiat Chrysler Automobiles; JRL: Jaguar Land Rover.*

OEM	Emissionen_{2018} in gCO_2/km	Ziel_{2021} in gCO_2/km	Prognose_{2021} in gCO_2/km	Abweichung_{2021} in gCO_2/km	Strafe_{2021} in Mio. €
Toyota	100,9	94,9	95,1	0,2	18
PSA	113,9	91,6	95,6	4,0	938
RNM	108,2	92,9	97,8	4,9	1.057
Hyundai-Kia	118,9	93,4	101,1	7,7	797
VW	121,1	96,6	109,3	12,7	4.504
BMW	123,6	102,5	110,1	7,6	754
Ford	122,7	96,6	112,8	16,2	1.456
Daimler	130,4	103,1	114,1	11,0	997
Honda	126,8	94,0	119,2	25,2	322
FCA	125,4	92,8	119,8	27,0	2.461
Volvo	129,5	108,5	121,0	12,5	382
Mazda	134,8	94,9	123,6	28,7	877
JLR	151,5	130,6	135,0	4,4	93

Aufgrund der unterschiedlichen Durchschnittsmassen ergeben sich bedeutende Abweichungen bei den Flottenzielen. Das Produktportfolio von Jaguar Land Rover umfasst größtenteils schwere Geländewagen, sodass das Emissionsziel statt 95 gCO_2/km 130,6 gCO_2/km beträgt. Gemäß der Prognose werden 2021 alle Konzerne ihre Flottenziele verfehlen, wobei für Toyota nur eine kleine Abweichung erwartet wird.
Für den Volkswagen-Konzern prognostizieren die Studienautoren Strafzahlungen in Höhe von 4,5 Mrd. € für das Überschreiten der Emissionswerte. VW hat 2019 in der EU etwa 4,3 Mio. Fahrzeuge verkauft (Volkswagen AG, 2020, p. 105). Basierend auf der Prognose von Schweikl (2020) müsste der Konzern 2021

$$\text{Prognose}_{CO_2} \cdot \frac{\text{Neuwagen}}{\text{Neuwagen} + \text{zusätzl._BEVs} \cdot \text{BEV_Faktor}} - \text{Ziel}_{CO_2} \stackrel{!}{=} 0$$

$$\Leftrightarrow \text{zusätzl._BEV} = \frac{\left(\frac{\text{Prognose}_{CO_2}}{\text{Ziel}_{CO_2}} - 1\right) \cdot \text{Neuwagen}}{\text{BEV_Faktor}}$$

$$\text{zusätzl._BEV} = \frac{\left(\frac{109{,}3}{96{,}6} - 1\right) \cdot 4.300.000}{1,67} \approx 340.000$$

mehr BEVs verkaufen als in der Studie angenommen. Pro mehr verkauftem BEV spart der Konzern

$$\text{Ersparnis_pro_zusätzl._BEV} \approx \frac{4.504.000\,€}{340.000} \approx 13.300\,€,$$

an Strafzahlungen. Daimler muss ca. 90.000 BEVs mehr verkaufen und spart 11.100 €, bei BMW sind es etwas mehr als 50.000 BEVs und 14.200 € pro batterieelektrischem Fahrzeug. Dudenhöffer (2018) nennt sehr ähnliche Berechnungsergebnisse.

Einerseits reduzieren sich in den folgenden Jahren durch das Absenken des BEV-Anrechnungsfaktors von 1,67 auf 1 bis 2023 die Einsparungen pro zusätzlichem BEV auf einen Bereich zwischen 6.600 € und 8.000 €. Andererseits steigen die Anforderungen an die Hersteller. Bis 2025 müssen sie die CO_2-Emissionen um weitere 15 % senken, bis 2030 um 31 % für Nutzfahrzeuge und 37 % Personenkraftwagen. Außerdem müssen 2030 mindestens 15 % der Fahrzeuge eines OEMs emissionsarm (geringer als 50 gCO_2/km) oder emissionsfrei sein. Angesichts des enormen finanziellen Schadens, der durch den Mehrverkauf von Elektroautos verhindert werden kann, sind die OEMs auf möglichst hohe PEV-Verkäufe angewiesen. Entsprechend wichtig sind Fahrzeugeigenschaften, die die Attraktivität beim Kunden erhöhen.

Automobilkonzern ist es erlaubt Emissionsgemeinschaften zu formen. Innerhalb einer Emissionsgemeinschaft können die Hersteller ihre Flottenemissionen mitteln, um die Grenzwerte zu erfüllen (Europäische Kommission, 2019). Herstellern mit besonders hohen PEV-Anteilen ergibt sich ein neuer Markt zur Generierung von Einnahmen. Um sich vor den noch höheren Strafzahlungen zu bewahren hat Fiat-Chrysler (FCA) 1,8 Mrd. € an Tesla gezahlt, um einen gemeinsamen Pool zu bilden (Campbell, Peter, 2019).

5.3 Ideenfindung: Muster adaptieren

Mit dem Angebot eines Smart-Charging- und Vehicle-to-Grid-Services ist die grundsätzliche Geschäftsidee gegeben. Ziel der Verwendung der Geschäftsmodellmuster des St. Galler Business Model Navigators ist daher nicht eine gänzliche neue Idee zu finden. Die Muster werden zum Finden von Anregungen für die Ausgestaltung der gegebenen Idee verwendet. Entsprechend werden die Geschäftsmodellmuster auf ihre Übertragbarkeit auf ein SCV2G-Geschäftsmodell untersucht. Die Muster Cross Selling, Leverage Customer Data, Revenue Sharing und Two Sided Market beinhalten interessante Aspekte, deren Übertragung Nutzen verspricht. Die vier Mustergeschäftsmodelle werden im Folgenden zunächst erklärt. Anschließend werden sie zur Generierung von Ideen für Elemente eines SCV2G-Geschäftsmodells verwendet.

5.3.1 7 Cross Selling

Beim Cross Selling verwenden Unternehmen die bestehenden Kundenbeziehungen um komplementäre Produkte und Services zum bestehenden Leistungsangebot zu verkaufen. Das Ziel ist der Verkauf zusätzlicher Leistungen, ohne dass signifikante Akquisekosten entstehen, unter bestmöglicher Nutzung und Hebelung der vorhandenen Ressourcen. Kunden profitieren von Cross Selling dadurch, dass unterschiedliche Bedarfe durch ein Unternehmen erfüllt werden. Sie sparen Aufwand bei der Beschaffung durch geringere Suchkosten. Innerhalb erfolgreicher Kundenbeziehungen reduziert Cross Selling Unsicherheitsgefühle beim Kunden. Konnte ein Unternehmen dem Kunden seine Fähigkeiten bereits unter Beweis stellen, steigert dies das Vertrauen und senkt das wahrgenommene Risiko negativer Erfahrungen im Vergleich zu einem Angebot eines bisher unbekannten Anbieters. Unternehmen müssen bedenken, dass bei Unzufriedenheit der Kunden mit dem Zusatzangebot ein Vertrauensverlust eintreten kann, der zu einer Ablehnung der anderen Produkte führt (Gassmann et al., 2017, S. 124ff.).

Übertragen auf das SCV2G-Geschäftsmodell eines Automobilherstellers bedeutet Cross Selling, dass der zusätzliche Ladeservice komplementär zum eigenen Produktportfolio dem bestehenden Kundenstamm angeboten wird und nicht einer neuen Zielgruppe. Das ist als OEM sinnvoll, da er die Schnittstelle zur direkten Ladesteuerung der Fahrzeuge des bestehenden Kundenstamms kontrolliert, nicht aber die der Konkurrenz. Nur wenn er gleichzeitig Wallboxen verkauft, bieten sich ihm Zugänge zur direkten Steuerung über das EVSE. Da angenommen werden kann, dass fast ausschließlich Kunden die ein Fahrzeug der Marke besitzen auch eine Wallbox der Marke kaufen, eröffnet sich dadurch keine neue Kundenbasis. Da die Ladevorgänge aller relevanter, moderner Elektroautos bereits per Smartphone gesteuert werden können, muss weder Hardware noch Software nachgerüstet werden, um den Service anbieten zu können. Den Fahrern ihrer aktuellen PEV-Flotte können OEMs den Service problemlos nachträglich anbieten. Der Fokus eines OEMs muss zum einen darauf liegen möglichst viele der bestehenden Kunden für das eigene System zu gewinnen. Zum anderen können die zum Elektroauto komplementären Services SC und V2G die Attraktivität des Kernprodukts erhöhen.

Beim Cross Selling werden die vorhandenen Ressourcen optimal für die neue Leistung genutzt. OEMs können die bestehenden Kommunikationssysteme, über die sie mit den Fahrzeugen ihrer Kunden per Internet kommunizieren, zur Steuerung der Ladevorgänge verwenden. Die Steuerung des SCV2G-Services durch den Nutzer, beispielsweise zur Übermittlung von Ladepräferenzen, können sie in die Fahrzeug-Apps integrieren. Bei der Vermarktung des Services können die Automobilhersteller von ihren bestehenden Kanälen zu den Kunden profitieren. Durch die Integration in die bestehenden Apps erreicht der Service unmittelbar eine hohe Sichtbarkeit bei der Zielgruppe. Die Vertragshändler können im direkten Kundengespräch den Service vor Ort erklären, demonstrieren und mögliche Bedenken bzgl. der Batteriealterung lindern.

Im Sinn des Cross Sellings ist das Angebot weiterer komplementärer Produkte und Services denkbar, die zusammen mit SC und V2G symbiotische Effekte erzielen. Volkswagen bietet beim Fahrzeugkauf bereits einen Ökostromvertrag durch den eigenen Stromanbieter Elli an. Ebenso vorstellbar ist das Angebot von Paketen, bei denen das Elektroauto mit komplementären Produkten wie der Wallbox einer Solaranlage und HEMS gebündelt wird.

5.3.2 25 Leverage Customer Data

Beim Geschäftsmodell Leverage Customer Data nutzen Unternehmen Kundendaten als Ressource. Grundlage ist die Erfassung einer möglichst umfassenden Datenbank mit nützlichen Kundendaten. Durch Analyse der Daten können Unternehmen einerseits bessere Entscheidungsgrundlagen erhalten, aus der sie Wettbewerbsvorteile generieren können. Beispielsweise lassen sich Einsparungspotenziale identifizieren, Marktanalysen durchführen und Kundenbedürfnisse erforschen. Andererseits ist ein Verkauf der Daten möglich. Kunden profitieren durch eine günstigere oder kostenfreie, sowie durch besser auf ihre Bedürfnisse zugeschnittene Produkte und Services. Unternehmen müssen die Bedenken der Kunden hinsichtlich des Datenschutzes berücksichtigen (Gassmann et al., 2017, S. 207ff.).

Der durchschnittliche Stromverbrauch eines deutschen Haushaltes lag 2017 bei 3.111 kWh pro Jahr (Statistisches Bundesamt, 2019). Werden die in Abschnitt 3.8 genannten 10,9 kWh pro PEV pro Tag zugrunde gelegt, benötigt ein PEV pro Jahr fast 4.000 kWh Strom. Durch den hohen Anteil der Ladevorgänge an privaten Ladepunkten (84 % in der Studie von Franke und Krems (2013), perspektivisch 60 % bis 70 %, vgl. Sektion 3.8), ist zu erwarten, dass Haushalte mit PEVs ihren Strombedarf im Durchschnitt etwa verdoppeln. Durch die per Internet abrufbaren Fahrzeugdaten ihrer PEV-Fahrer kennen die Automobilhersteller das Ladeverhalten ihrer Kunden bestens. Wie in den Einsatzbedingungen für SC und V2G in Sektion 4.6 beschrieben, können Nutzer eines SCV2G-Services einen Verlust der Flexibilität ihrer Mobilität verhindern, indem sie den Aggregatoren Informationen zu ihren Abfahrtzeiten zur Verfügung stellen. Einem OEM stehen damit weitere Informationen über das Mobilitätsverhalten in der nahen Zukunft zur Verfügung. Die Daten werden zur Optimierung des SC- und V2G-Angebots verwendet. Es ergeben sich darüber hinaus noch weitere Möglichkeiten Nutzen aus den Daten zu generieren.
Leverage Customer Data kann von einem Automobilhersteller im Bereich der Strombedarfsprognose auf zwei Wegen verwendet werden. OEMs können die Daten anonymisiert Partner zu Verfügung stellen. EVUs können auf Basis dieser Daten ihren Strombedarf besser planen, Abweichungen im Fahrplan und damit Kosten für Ausgleichsenergie reduzieren. VNBs können die Prognosen zur Detektion von künftigen Netzengpässe verwenden und frühzeitig Gegenmaßnahmen einleiten, bevor Stromausfälle auftreten.

5.3.3 41 Revenue Sharing

Stakeholder werden innerhalb eines Revenue-Sharing-Geschäftsmodells an den Umsätzen eines Unternehmens beteiligt. Durch die Umsatzbeteiligung entsteht für die Stakeholder ein starker Anreiz selber eine wertschöpfende Tätigkeit auszuüben. Das Modell intensiviert die Beziehungen zu den Stakeholdern und teilt die Absatzrisiken auf. Zudem ist eine Vergrößerung der Kundenbasis durch den Aufbau strategischer Partnerschaften möglich. Voraussetzung für das Geschäftsmodell ist, dass das anwendende Unternehmen durch eine symbiotische Kooperation eine Umsatzsteigerung erzielt, an dem die Stakeholder beteiligt werden können (Gassmann et al., 2017, S. 282ff.).

Revenue Sharing kann beim Angebot von SC und V2G durch einen Automobilhersteller bei mehreren Stakeholdern eingesetzt werden. Da durch V2G, wie in Sektion 4.4 erläutert, dem

Nutzer Kosten durch eine beschleunigte Alterung der Batterie entstehen, sie zeitlichen Aufwand für das Pflegen der Ladepräferenzen haben und persönliche Daten preisgeben müssen, ist es unwahrscheinlich, dass PEV-Fahrer ohne finanzielle Beteiligung an dem System teilnehmen. Die Umsatzbeteiligung ist zur Gewinnung von Nutzern notwendig, sie erhöht aber auch die Bereitschaft der User zu einer möglichst wertschöpfenden Partizipation. Werden Nutzer anhand ihres Wertschöpfungsbeitrags entlohnt, steigert das ihre Motivation sich möglichst nutzenstiftend zu verhalten und damit die Einnahmen des Aggregators am Großhandels- oder Regelleistungsmarkt, für optimiertes Bilanzkreismanagement oder erweiterte Netzdienstleistungen. PEV-Fahrer tragen zu einer höheren Wertschöpfung durch lange Verbindungszeiten mit Ladepunkten sowie hohe verfügbare Ladeleistungen, durch SoCs und Batterien, die hohe Energieumsätze ermöglichen, und mit regelmäßiger Übermittlung der zukünftigen zeitlichen Ladekorridore bei.

Das Profitieren von Preisschwankungen am Großhandelsmarkt und der Ausgleich von Bilanzkreisfahrplänen per SC und V2G ist nur möglich, wenn Strombeschaffung und (Ent-)Laden der PEVs koordiniert wird. Die Automobilhersteller müssen entweder eigene Stromverträge bei den Nutzern etablieren oder, wie Jedlix, mit den EVUs ihrer Nutzer kooperieren. In letzterem Fall entstehen die Erträge bei den EVUs durch geringere Strombeschaffungs- und Ausgleichsenergiekosten. Hier würden die Erträge zwischen EVUs, Nutzern und OEM geteilt werden.

5.3.4 52 Two-Sided/Multi-Sided Market

Unternehmen führen mit einem Two-Sided Market zwei unterschiedliche, interdependente Nutzergruppen auf einer Plattform zusammen. Die Plattform ermöglicht die Interaktion beider Gruppen. Sie stiftet den Nutzergruppen nur Nutzen, wenn die jeweils andere Gruppe ebenfalls präsent ist. Auf diese Weise können Unternehmen beide Gruppen an sich binden. Durch Netzwerkeffekte vergrößert sich der Nutzen der Plattform für die eine Nutzergruppe, wenn die Anzahl der Nutzer der anderen Gruppe wächst. Interagieren mehr als zwei Gruppen auf der Plattform, wird von einem Multi-Sided Market oder einer Multi-Sided Platform gesprochen. Am Anfang ist die zentrale Herausforderung für den Plattformbetreiber die Lösung des Henne-Ei-Problems: Ohne andere existierende Nutzer besteht für keine Gruppe ein Anreiz die Plattform zu verwenden. Um ein schnelles Nutzerwachstum zu Beginn zu erreichen wird häufig eine Gruppe durch Werbung oder lukrative Angebote zur Partizipation gelockt (Gassmann et al., 2017, S. 334ff.; Osterwalder et al., 2010, S. 77ff.).

Eine Multi-Sided Platform ist die Grundlage für die Etablierung eines SCV2G-Geschäftsmodells mit einem Aggregator. Eine Nutzergruppe stellen die teilnehmenden PEV-Fahrer dar. Die anderen Nutzergruppen sind davon abhängig, auf welche Weise Nutzen geschaffen wird. Wird Lastverschiebung mit Netzkopplung oder Bilanzkreismanagement betrieben, profitieren die Stromanbieter der PEV-Fahrer durch günstigere Strombeschaffungspreise und geringere Ausgleichsenergiepreise. Beim Angebot von Regelleistung wird die Interaktion zwischen PEV-Fahrern und ÜNBs über die Plattform gemanagt. Werden lokale Netzdienstleistungen durch die Plattform bereitgestellt, stellen VNBs eine Nutzergruppe dar.
Entscheidend ist der schnelle Aufbau einer großen PEV-Flotte, die in Summe genügend Einfluss auf das Stromnetz hat, um nennenswerte Lastverschiebungseffekte zu erzielen und eine hohe Verlässlichkeit für die Partizipation am Regelleistungsmarkt und die Bereitstellung lokaler Netzdienstleistungen gewähren zu können.

5.4 Integration: Geschäftsmodell ausgestalten anhand des Business Model Canvas

Unter Verwendung der vier Mustergeschäftsmodelle wird in Folgenden das Geschäftsmodell ausgestaltet und auf einen Automobilhersteller zugeschnitten. Ein visualisiertes Business Model Canvas findet sich im Anhang unter Abbildung 6.7.

5.4.1 Kundensegmente

Die Grundlage für das Geschäftsmodell ist eine Multi-Sided Platform. Eine Nutzergruppe der Plattform ist die PEV-Flotte, die ihre (Ent-)Ladeflexibilität anbietet. Diese Gruppe wird in die beiden Hauptsegmente „Nutzer einzelner oder weniger Fahrzeuge“ (Kundensegment A) und „Betreiber großer Flotten“ (Kundensegment B) geteilt. Einzelnutzer sind bestehende und potenzielle private oder gewerbliche PEV-Fahrer der Marken des eigenen Konzerns. Flottenbetreiber-Kunden sind Anbieter von Mobilitätsdienstleistungen, Logistikunternehmen mit ihren Lieferwagen sowie Unternehmen und Organisationen mit großen Fuhrparks, die mehrere PEVs des Konzerns verwenden oder dies erwägen. Sie benötigen andere Kundenbeziehungen und aufgrund der hohen Anzahl der Fahrzeuge andere Tools, um ihren regulären Flottenbetrieb und die Partizipation im SCV2G-System zu koordinieren. Ab wie vielen Fahrzeugen ein Kunde als Flottenbetreiber gilt, ist im Einzelfall zu entscheiden. Es kann angenommen werden, dass bei zwei Fahrzeugen sich eine gesonderte Kundenbeziehung und die Bereitstellung eines Koordinationstools nicht lohnt, bei 20 Fahrzeugen dies aber der Fall ist.

Die beiden Hauptsegmente der Nutzergruppe „PEV-Flotte“ werden weiter untergliedert. Nutzer, die bereit sind ihren Stromvertrag zur verbesserten Partizipation am System zu wechseln, können zusätzlichen Nutzen durch Lastverschiebung generieren, müssen daher durch die Plattform anders gemanagt und im Sinne eines leistungsgebundenen Revenue Sharings besonders entlohnt werden. Verfügt ein User, unabhängig ob Einzelnutzer oder Flottenbetreiber, über eine PV-Anlage, die mit dem gleichen Anschlusspunkt wie sein Ladepunkt verbunden ist, kann er von den Vorteilen von V1B und V2B profitieren. Seine optimalen Lade- und Entladezeitpunkte hängen nicht nur von den Daten der Stromwirtschaft ab, sondern auch von der Stromproduktion der eigenen PV-Anlage. Dieser Umstand muss von der Plattform gesondert berücksichtigt werden.

Abbildung 5.6 zeigt das Schema der Multi-Sided Platform und Untergliederung innerhalb der Nutzergruppe „PEV-Flotte“. Als Abnehmer der durch die Plattform gebotenen Services stehen Stromanbieter, ÜNBs und VNBs der PEV-Flotte gegenüber. Sie stellen jeweils eigene Nutzergruppen dar, da sie von jeweils anderen Einsatzmöglichkeiten der Plattform profitieren.

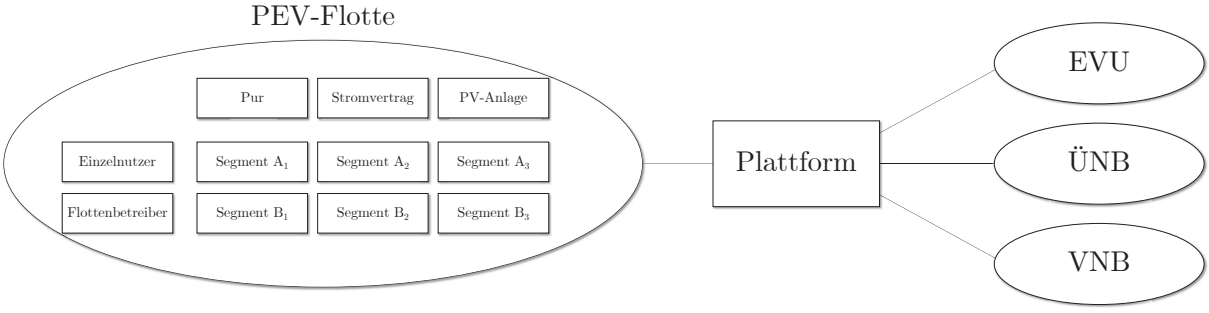


Abbildung 5.6: *Kundensegmente der Multi-Sided Platform.*

5.4.2 Nutzenversprechen

Probleme der Nutzergruppen

PEV-Flotte Die Nutzer der PEV-Flotte sehen sich mit mehreren für den Kontext relevanten Problemen bzgl. der Nutzung ihrer Elektroautos konfrontiert. Abbildung 3.11 in der Analyse des Nutzungsverhaltens von BEV-Fahrern hat verdeutlicht, dass PEVs die allermeiste Zeit, etwa 95 % eines Tages, nicht benutzt werden, sondern parken. Die Alterungseffekte von Batterien haben, ebenso wie Korrosion, eine wesentliche zeitliche Komponente (vgl. Sektion 4.4). Hinzu kommen Wertverluste durch die Fortentwicklung des Standes der Technik, Kapitalbindungskosten oder Finanzierungskosten, die aufgrund der höheren Listenpreise (vgl. Sektion 3.4) und zusätzlicher Anschaffungskosten für EVSE größer ausfallen als bei ICEVs. Die Fahrzeuge der Nutzergruppe „PEV-Flotte“ verursachen etwa 95 % eines Tages Kosten ohne aktiv Nutzen zu stiften.
Die Umstellung der Stromzähler auf Smart Meter hat gerade erst begonnen. Für Messstellenbetreiber ist es allerdings nicht verpflichtend Smart Meter in Haushalte mit einem normalen Stromverbrauch unter 6.000 kWh einzubauen (vgl. Ausführungen zum Stromhandel in Sektion 2.2.2). Erst eine dynamische Stromverbrauchsmessung ermöglicht die Nutzung dynamischer Stromtarife, bei denen der Strompreis an den Börsenstrompreis oder die Netzauslastung gekoppelt ist. Einige Haushalte, insbesondere mit Nachtspeicherheizung, verfügen über Zweitarifzähler, mit denen unterschiedliche Tarife für Tag- und Nachtzeit bezogen werden können. Die Verbreitung ist aber gering und eine Kopplung des Tarifs an aktuelle Markt- oder Stromnetzdaten nicht möglich. Stromtarife, bei denen Ladevorgänge zur Reduzierung der NNE durch die VNBs unterbrochen werden, können zwar Stromkosten sparen (vgl. Überschlagsrechnung in Sektion 4.5), schränken aber die Lademöglichkeit fest ein und führen zu zusätzlichen Kosten für einen separaten Anschluss inkl. Stromzähler.
Um mit dem PEV den Eigenstromverbrauch zu erhöhen, müssen Besitzer von PV-Anlagen bisher entweder den Ladevorgang ihrer PEVs manuell dann starten, wenn ihre PV-Anlagen gerade Einspeiseüberschüsse erzielt oder in Hardware investieren, die in einer Kombination aus vernetzter Heim-Energie-Management-System und Wallbox die Ladevorgänge steuert. Ersteres ist nicht benutzerfreundlich, letzteres führt zu zusätzlichen Kosten.
Bislang können PEV-Nutzer von der Stromspeicherfähigkeit ihrer Fahrzeuge und ihrer Ladeflexibilität von etwa 8,5 h pro Tag nur eingeschränkt finanziell profitieren. Die bestehenden Möglichkeiten erfordern entweder feste Einschränkungen im Ladeverhalten oder zusätzliche Investitionskosten für Hardware.
Stattdessen müssen sie sich perspektivisch mit dem Gedanken auseinandersetzen, dass ihre PEV-Nutzung zu Instabilitäten im lokalen Stromnetz führen kann und die hohen Investitionskosten zur Vermeidung von Überlastungen auf alle Endverbraucher umgelegt werden (vgl. Sektion 3.9).

Energieversorgungsunternehmen EVUs müssen sich bei der Strombeschaffung weitgehend nach den Lastkurven ihrer Endverbraucher richten. Bisher sind die Möglichkeiten der flexiblen Laststeuerung limitiert. In Deutschland korreliert der Lastgang mit einem Maßkorrelationskoeffizient von $\rho_{Last,DA} = 0,55$ mit dem Day-Ahead-Börsenstrompreis (vgl. Abschnitt 2.2.4). EVUs sind gezwungen große Mengen Strom einzukaufen, wenn der Börsenstrompreis hoch ist.
Die Einspeiseleistungen konventioneller Kraftwerke sind regelbar. In der Fahrplanerstellung der Bilanzkreise können lediglich ungeplante Kraftwerksausfälle zu Abweichungen auf der Einspeiseseite führen. EVUs mit einem hohen Öko-Stromanteil können die Leistung ihrer Erzeuger weniger gut prognostizieren. Sie tragen einen höheren Anteil der Kosten für Ausgleichsenergie.
Aufgrund der erwähnten, erwartbar langen Umrüstzeit und des nicht verpflichtenden Einbaus von Smart Metern, verbessern sich die Möglichkeiten der EVUs den realen Lastgang ihrer kleineren Verbraucher zu messen nur langsam und nicht flächendeckend. Für einen Großteil der Endverbraucher werden sie daher weiterhin Standardlastprofile zur Prognose ihres Lastgangs

verwenden (vgl. Abschnitt 2.2.2). Das fehlende Wissen über den tatsächlichen Strombedarf ihrer Kunden führt unweigerlich zu ungenauen Lastprognosen, Abweichungen im Fahrplan und damit weiteren Kosten für Ausgleichsenergie.

Übertragungsnetzbetreiber Alle Netzbetreiber unterliegen aufgrund der Anreizregulierung einem permanenten Druck zur Kostensenkung und Netzqualitätssteigerung (vgl. Sektion 2.1). Sie sind an einem möglichst hohen Wettbewerb auf dem Markt für Netzdienstleistungen interessiert. ÜNBs können Gewinne erzielen, indem sie die Kosten für Regelleistung reduzieren. Zum einen sind sie daher permanent auf der Suche nach neuen potenziellen Anbietern, die Regelleistung für geringe Preise zuverlässig anbieten können. Zum anderen werden viele konventionelle Kraftwerke, die heute einen bedeutenden Anteil am Regelleistungsmarkt halten, in den kommenden Jahren sukzessive vom Netz gehen.

Verteilnetzbetreiber Die hohen und in den vergangenen Jahren stark gestiegenen Entschädigungszahlungen für die Abregelung von EE-Anlagen zeigen, dass die Netzbetreiber bislang nicht genügend Mittel haben, um Netzengpässe in Folge hoher lokaler Einspeisungen, die durch die verfügbaren Netzkapazitäten nicht ausreichend transportiert und verteilt werden können, zu verhindern. Die Möglichkeiten im Rahmen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen sind zu statisch und nicht intelligent. Für die Integration dezentraler Erzeuger und der Elektromobilität in die Verteilnetze fallen in den kommenden Jahren Kosten im Milliardenbereich an (vgl. Netzintegration von Elektroautos in Sektion 3.9).

Zielsetzung des Geschäftsmodells aus der Perspektive des OEMs

Entscheidend für die Ausgestaltung des SCV2G-Systems ist, welche Zielsetzung der OEM mit dem Geschäftsmodell verfolgt. Es sind zwei Zielrichtungen für die Generierung möglichst großen Nutzens für einen Automobilhersteller denkbar.

1. Optimierung hinsichtlich hoher direkter Gewinne: Das System wird so designt, dass möglichst hohe direkte Gewinne aus der Vermarktung der durch die „PEV-Flotte“ generierten Nutzen an die anderen Nutzergruppen der Multi-Sided Platform erzielt werden. Der finanzielle Anreiz für partizipierende PEV-Fahrer wird eher klein gewählt, sodass zwar weniger Nutzer teilnehmen, dafür eine höhere Marge für den OEM übrig bleiben. Da sich für den OEM aus der Erhöhung der EQ der PEV-Fahrer kein direkter finanzieller Gewinn ergibt, wird zwecks Aufwandsreduzierung die Ermöglichung dieser Einsatzmöglichkeit nicht weiterverfolgt.

2. Optimierung hinsichtlich hoher indirekter Gewinne: Das Systemdesign wird auf die Generierung indirekter Werte für den Automobilhersteller ausgelegt. Indirekte Werte entstehen hier durch eine gesteigerte Attraktivität für andere Elemente des Produkt-Service-Systems, die sich in der Folge durch höhere Absätze anderer Leistungen auszahlen. PEV-Nutzer werden durch hohe finanzielle Anreize zur Partizipation am System motiviert, sowohl durch einen direkten hohen monetären Anreiz, als auch durch die Möglichkeit Stromkosten durch ein optimiertes Zusammenspiel aus PEV und PV-Anlage zu sparen.

In welche der beiden Zielrichtungen, bzw. welchen Weg dazwischen, OEMs verfolgen sollten, hängt von seinem spezifischen Business Case ab. Aus allgemeiner Perspektive erscheint die Generierung eines indirekten Nutzens aus mehreren Gründen vorteilhaft.

Sektion 4.7 hat gezeigt, dass die Flottengröße entscheidend ist, um eine möglichst hohe Systemzuverlässigkeit für die Bereitstellung von Dienstleistungen durch SC oder V2G zu erzielen

und durch relativ geringere Puffergrößen mehr Nutzen pro Fahrzeug generieren zu können. Eine hohe Zuverlässigkeit ist unabdingbar, um das Präqualifikationsverfahren für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt erfolgreich zu absolvieren und VNBs den verlässlichen Einsatz für lokale Systemdienstleistungen garantieren zu können.
Die drohenden Strafen für verpasste CO_2-Flottenziele in der EU (vgl. Beschreibung der finanziellen Risiken des aktuellen Ertragsmodells in Sektion 5.2.4) sind das stärkste Argument für die Wahl des zweiten Weges. Tabelle 5.3 hat gezeigt, dass die OEMs ab 2021 jährlich mit Strafen im Milliardenbereich rechnen müssen, sollte es ihnen nicht noch gelingen mehr Elektroautos als zu erwarten ist zu verkaufen. Der Verkauf eines BEVs kann den OEMs Kosten im fünfstelligen Bereich ersparen. Entsprechend wertvoll ist jedes Detail eines BEVs, dass die Anzahl der Käufer des Kernprodukts steigert. Sektion 3.4 hat gezeigt, dass BEVs verglichen mit ICEVs bereits heute zwar vergleichbare TCOs aufweisen können, allerdings auch höhere Kaufpreise. Für potenzielle Kunden stellen die hohen wahrgenommenen Anschaffungspreise immer noch den stärksten Grund gegen den Kauf eines Elektroautos dar (vgl. Umfrageergebnisse in Abbildung 3.6). Zudem hat die Analyse der aktuellen Elektroautokäufer in Abschnitt 5.2.1 eine hohe Preissensibilität aufgezeigt, insbesondere bzgl. der Kosten für das Laden der Fahrzeuge. Die Datenlage stützt daher die These, dass die Möglichkeit mit dem eigenen PEV einen finanziellen Bonus zu erhalten die Attraktivität des Fahrzeugs wesentlich steigert. Es ist wahrscheinlich, dass die verminderten direkten Einnahmen durch die höheren Absätze und verringerten Strafzahlungen mehr als überkompensiert werden. Die aus dem System generierten Erlöse werden durch die deutlich höheren Strafzahlungsminderungen gehebelt, sodass Gewinne aus einer potenziellen eigenen Gewinnmarge deutlich übertroffen werden.

Aus den beiden genannten Gründen wird der Weg der indirekten Gewinnoptimierung gewählt. Aus Gründen der Risikominimierung wird der Anteil der Einnahmen einbehalten, den es zur Deckung der Systemkosten bedarf. Der Rest wird per Revenue Sharing an die PEV-Fahrer ausgeschüttet. Perspektivisch ist eine Verschiebung des Fokus von den indirekten Gewinnen hin zu direkten Einnahmen denkbar. Sobald der OEM seine Flottenziele durch die steigende Marktdiffusion der Elektroautos erreicht, muss er abwägen, ob er seine Übererfüllung innerhalb von Emissionsgemeinschaften verkaufen kann und damit höhere Erlöse erzielt, als durch eine direkte Gewinnmarge.

Der generierte Nutzen für die Nutzergruppen

Das hier vorgeschlagene SCV2G-System kombiniert die in Sektion 4.5 als profitabel identifizierten Einsatzmöglichkeiten von SC und V2G zur Generierung eines möglich großen Nutzens für alle Nutzergruppen: Die Kopplung der Ladevorgänge an die Stromwirtschaft (V1G) und das Gebäude-Energiesystem (V1B), das Angebot von negativer SRL, Bilanzkreismanagement und netzdienliches Laden per SC sowie V2B.
Für die PEV-Fahrer werden zwei Nutzenarten generiert: ökonomischer Nutzen und sozialer Nutzen. Gleichzeitig wird das System hinsichtlich minimaler Mobilitätseinschränkungen und Datenschutzbedenken ausgelegt. Die Analyse des aktuellen Kundensegments von EV-OEMs in Abschnitt 5.2.1 hat verdeutlicht, dass in Deutschland finanzielle und technologische Beweggründe soziale und umweltbezogene in Hinsicht auf den Kauf eines Elektroautos deutlich überwiegen. In erster Linie wird das angebotene System daher den ökonomischen Nutzen in den Vordergrund stellen. Bei der Vermarktung sollte zusätzlich die technologische Innovativität betont werden. Dort wo tatsächlich sozialer Nutzen entsteht, z. B. durch die Erhöhung des Anteils der EE am Strommix oder die Stabilisierung des Stromnetzes, sollte dies in die Kundenkommunikation integriert werden, immerhin bezeichnen sich vier von fünf EV-Käufern „pro Umwelt“. Insbesondere bei der Ansprache der Kundensegmente A_3 und B_3 sollte der soziale Nutzen Betonung finden. Insgesamt spricht die Datenbasis aber für eine Priorisierung des ökonomischen Nutzens

gegenüber dem sozialen. Die Beschreibung der Einnahmequellen in Sektion 5.4.5 wird zeigen, dass, durch die Kombinationen mehrerer Einsatzmöglichkeiten von SC und V2G, für die Nutzer Einnahmen entstehen können, die einen Anteil des TCOs eines Fahrzeugs über die Lebensdauer eines Fahrzeugs ausgleichen können. Die Fahrzeuge erwirtschaften in der Standzeiten, während der sie ansonsten lediglich Kosten verursachten, einen ökonomischen Nutzen für die PEV-Fahrer.

Das Angebot an EVUs, ÜNBs und VNBs fokussiert sich auf hohen ökonomischen Nutzen und Risikominimierung. Per DSM können EVUs ihren Lastgang in Richtung günstiger Strombeschaffungskosten verschieben. Elektroautos werden in ihren Haushalten rund für die Hälfte des Stromverbrauches verantwortlich sein. Über die Daten der Ladevorgänge lässt sich künftig ein Großteil der anfallenden Last gut prognostizieren, ganz ohne Smart Meter. Die genaueren Lastprognosen reduzieren ihre Kosten für Ausgleichsenergie.
Die ÜNBs gewinnen durch das System einen Anbieter auf dem Regelleistungsmarkt hinzu, der den Wettbewerb steigert und perspektivisch den Platz der konventionellen Kraftwerke bei der Regelleistungserbringung einnehmen kann.
Bisher konnten VNBs die Last in ihren Netzen nur geringfügig steuern. Durch netzdienliches Laden erhalten VNBs ein effektives und vor allem flexibles Mittel für das Engpassmanagement. Eine hohe Partizipation an SC- und V2G-Systemen kann ihnen Investitionskosten im Milliardenbereich ersparen. Zusätzlich kann gesteuertes Laden Entschädigungskosten für die Abregelung von EE verhindern. Durch eine Kopplung der Ladevorgänge an die Erzeugungsleistung der privaten, lokalen oder regionalen fluktuierenden Stromerzeuger, können Einspeisespitzen durch hohe Lasten dort kompensiert werden, wo sie anfallen, sodass das Risiko für Überlastungen der Elemente der Übertragungs- und Verteilnetze, die schlimmstenfalls zu Stromausfällen führen können, reduziert wird.

Die SCV2G-Systemarchitektur

Die Architektur des SCV2G-Systems wird so definiert, dass der Automobilhersteller die Einsatzmöglichkeiten optimal zur Nutzengenerierung verwenden kann. Der Fokus wird dabei auf die profitablen Einsatzmöglichkeiten gelegt. Kapitel 4 hat gezeigt, dass bei der Wahl der Systemarchitektur verschiedene Optionen möglich sind: Die Ladevorgänge können zentral oder dezentral und über die Fahrzeug- oder über die EVSE-Schnittstelle gesteuert werden. SC und V2G können an privaten und öffentlichen Ladepunkten und per AC oder DC erfolgen. Zudem müssen über Interaktionsschnittstellen der Nutzer und Formen der finanziellen Anreizsetzung entschieden werden.

Aufgrund ihrer geringeren Verlässlichkeit und damit Vorhersagbarkeit des Flottenverhaltens, verbunden mit den hohen regulatorischen Anforderungen für die Erbringung von Systemdienstleistungen, insbesondere für Regelleistung, sind dezentrale Systemarchitekturen für das heutige Marktdesign die schlechtere Wahl. Der Automobilhersteller agiert in dem hier vorgeschlagenen SCV2G-System als zentraler Aggregator.

Dem OEM bietet sich ein einfacher Zugang zur Ladesteuerungsschnittstelle über das Fahrzeug. Um die Steuerung über das EVSE vorzunehmen, müsste er Kooperationen mit CPOs etablieren (vgl. Sektion 4.1 und 5.1). Da diese durch SC und V2G geringere Auslastungsquoten und somit geringere Einnahmen erwarteten, ist es wahrscheinlich, dass sie nur unter Beteiligung der Einnahmen zu einer Kooperation bereit sind. Für die Ladesteuerung per Fahrzeug ist die kommunikationstechnische Infrastruktur bereits vorhanden. PEV-Fahrer verwenden in der Regel das gleiche Fahrzeug, aber nicht immer den gleichen Ladepunkt. Die Steuerung über das Fahrzeug ermöglicht SC technisch an jedem Ladepunkt. Die Ladevorgangssteuerung über die Fahrzeuge ist für einen OEM die logische Wahl.

Aufgrund der höheren Verwendungsquote und des höheren Flexibilitätspotenzials sind private und halb-private Ladepunkte am besten für SC und V2G geeignet (vgl. Sektion 4.6). Aus Fahrzeugperspektive ist zwar die Nutzung von V2G an DC-Ladesäulen die kostengünstigere Variante (vgl. Sektion 4.2). Aufgrund der hohen Investitionskosten für DC-Ladesäulen, die der Verbreitung privater DC-Ladepunkte im Weg steht, ist aus heutiger Sicht und unter Berücksichtigung der OEM-Perspektive, AC-V2G zu präferieren. V2B erfolgt als einzige bidirektionale Einsatzmöglichkeit mit signifikanter wirtschaftlicher Relevanz ohnehin nicht an öffentlichen Ladepunkten. Sind die Ladestationen für bidirektionales Laden ertüchtigt und willigt der CPO ein, können durch die Ladesteuerung über das Fahrzeug für alle anderen Einsatzmöglichkeiten aber theoretisch auch öffentliche Ladepunkte genutzt werden. Zur Ermöglichung von V2B sollten Automobilhersteller, die ein eigenes SCV2G-System etablieren wollen, ein bidirektionales OBC für ihre Fahrzeuge entwickeln.

Die Nutzer der A-Segmente können über die Fahrzeug-App und über das Human-Machine-Interface (HMI) des Autos mit dem System interagieren. Die Verwendung des HMIs befähigt auch Personen ohne Smartphone zur Systempartizipation. Fahrzeugflottenbetreibern wird zusätzlich ein Web-Tool zur Verfügung gestellt, indem sie übersichtlich ihre Flotten zentralisiert verwalten können. Schnittstellen zu externer Flottenverwaltungssoftware sind hier zu erwägen, um Fahrzeugeinsätze und Ladevorgänge optimal zu koordinieren. Alle Nutzer können stets wählen, an welchen der bestehenden SCV2G-Einsatzmöglichkeiten sie partizipieren wollen.

Die zentralisierte Ladesteuerung erfolgt durch einen Algorithmus. Zur Gewährleistung ihrer Mobilitätsbedürfnisse können die PEV-Fahrer Ladepräferenzen angeben, die vom Algorithmus berücksichtigt werden. Per App, HMI oder Web-Tool können sie (freiwillig) Daten über ihr zukünftiges Fahrverhalten und das gewünschte Ladeverhalten angeben. Je nach persönlichen Datenschutzpräferenzen können Nutzer aus unterschiedlichen Detailtiefen wählen. Mögliche Angaben sind ein Mindest-SoC und die nächste Abfahrtszeit bis hin zu regelmäßigen Fahrplänen und Standzeiten an Ladepunkten sowie die verfügbaren Ladeleistungen. Der Algorithmus optimiert auf Basis der Nutzereinstellungen das Ladeverhalten der gesamten Flotte hinsichtlich eines möglichst großen ökonomischen Nutzens. Um eine Partizipation am System auch bei temporärer Unterbrechung der Internetverbindung zwischen Fahrzeug und Back-End gewährleisten zu können, können die Nutzer ihre Ladepräferenzen und die letzten Steuerungsanweisungen vom Fahrzeug speichern lassen, von dem sie im Falle eines Verbindungsabbruchs selbständig ausgeführt werden.

Die Nutzer werden leistungsorientiert entlohnt. Je intensiver sie am System partizipieren, je mehr Flexibilität sie offerieren, je mehr Wert durch die Steuerung ihres Ladeverhaltens generiert wird, desto höher fällt im Sinne des Revenue Sharings ihre finanzielle Vergütung aus. Die Nutzer erhalten so einen Anreiz ihr Nutzungsverhalten hinsichtlich großer Wertschöpfung zu optimieren. Eine Möglichkeit zur Steigerung dieses Anreizes stellen moderate Gamification-Elemente dar. Für die PEV-Fahrer des A-Segments können anonymisierte Vergleiche in Form von Ranglisten zwischen allen Nutzern hinsichtlich des höchsten generierten Nutzens und monatliche Preise für die flexibelsten Fahrer eine zusätzliche Motivation darstellen ihre Ladeflexibilität zu optimieren. Entscheidend ist es den Nutzern transparent zu kommunizieren, welches Verhalten von besonders großem Wert ist. Der generierte Wert sollte jedem Nutzer sichtbar gemacht werden. Kann die Netzdienlichkeit oder der Beitrag zu Integration der EE in den Strommix quantifiziert werden, sollte dies den Usern transparent gezeigt werden. Ebenso wichtig ist es die persönlichen finanziellen Vorteile des Systems vor Augen zu führen.

Die Integration der Einsatzmöglichkeiten in das SCV2G-System

Im Folgenden wird erläutert, wie sich aus den profitablen Einsatzmöglichkeiten von SC und V2G ein möglichst hoher Nutzen für die Nutzergruppen gewinnen lässt, sodass der Anreiz zum Kauf eines konzerneigenen PEVs möglichst groß wird. Entscheidend ist eine möglichst schnelle Implementierung des Systems, damit es seinen Teil zum Erreichen der CO_2-Flottenziele beiträgt und ein Henne-Ei-Problem vermieden wird.
Die Einsatzmöglichkeiten von SC weisen unterschiedliche Komplexitätsgrade auf. Um möglichst schnell von den Attraktivitätszugewinnen in Form höherer PEV-Absätze profitieren zu können, werden die am wenigsten komplexen und am schnellsten zu etablierenden Einsatzzwecke zuerst in das System integriert. Die Etablierung der verschiedenen Verwendungszwecke wird daher in mehreren Integrationsstufen (IS) vorgenommen. Der CCS-Standard wird bidirektionales Laden für V2B und V2G gemäß den Angaben der CharIN bis ca. 2025 unterstützen. Bis dahin wird sich das SCV2G-Geschäftsmodell auf das Angebot eines SC-Services konzentrieren und gleichzeitig Vorbereitungen für einen potenziellen Einsatz von V2G und V2B treffen. Es ist sinnvoll bei der zunehmenden Integration weiterer Stufen auch die Wirtschaftlichkeit der aus heutiger Sicht unprofitablen Einsatzzwecke erneut zu prüfen und gegebenenfalls aufzugreifen.

Abbildung 5.7 zeigt den gewählten zeitlichen Verlauf der Implementierung der Einsatzmöglichkeiten in das SCV2G-System.

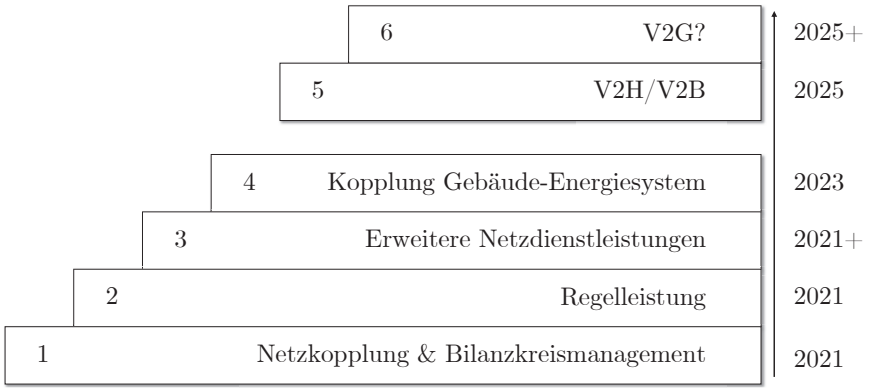


Abbildung 5.7: *Integration der profitablen Einsatzmöglichkeiten von Smart Charging und Vehicle-to-Grid in das SCV2G-System im zeitlichen Verlauf.*

IS1: Netzkopplung und Bilanzkreismanagement Die Kopplung der Ladevorgänge an das Stromnetz und das Management des Bilanzkreises durch PEVs ist am wenigsten komplex. Sie stellen die erste Stufe im Integrationsmodell dar. Im Gegensatz zu den anderen Einsatzmöglichkeiten sind keine umfangreichen Kooperationen mit den Netzbetreibern oder Herstellern von Wechselrichtern und ist kein Präqualifikationsverfahren notwendig. Von der Kopplung der Ladevorgänge an das Stromnetz und Bilanzkreismanagement profitiert das EVU, mit dem der partizipierende PEV-Fahrer seinen Stromvertrag geschlossen hat. Es bieten sich für einen OEM hier drei wesentliche Möglichkeiten:

1. Multi-Kooperationsvariante: Der OEM kooperiert mit möglichst vielen EVUs (äquivalent zu Jedlix). Die Kunden schließen weiterhin ihren Vertrag direkt mit den EVUs ab. Die Erlöse fallen bei den EVUs an, die ihre Kunden und den OEM finanziell beteiligen.

2. Einzel-Kooperationsvariante: Der OEM bietet seinen PEV-Fahrern selber einen Stromvertrag an. Er kooperiert mit einem bundesweit aktiven EVU, der das Stromgeschäft hinter

den Verträgen übernimmt. Auch hier fallen die Erlöse beim EVU an, der sie mit den Kunden und dem OEM teilt.

3. Gründung eines eigenen Stromanbieters: Der OEM gründet eine Stromanbietertochter, deren Stromverträge er an seine Kunden vertreibt (äquivalent zu VW mit Elli). Die Erlöse fallen direkt beim OEM an, der sich zum Teil an seine Kunden weiterreicht.

Für alle drei Optionen gibt es Argumente und alle drei stellen gangbare Wege dar. Die Kooperationsvarianten bieten den Vorteil, dass der Automobilhersteller keine zusätzlichen Kompetenzen im Bereich des Stromhandels aufbauen oder akquirieren muss. Der Markteinstieg kann hier schneller erfolgen. Insbesondere in der Multi-Kooperationsvariante erhält der OEM durch die EVUs einen zusätzlichen Kanal, über den er potenzielle Kunden ansprechen kann und ein Teil seiner Kunden wird nicht vor die Hürde gestellt seinen Stromvertrag kündigen zu müssen, um vollständig am System partizipieren zu können. Gegen die Multi-Kooperationsvariante spricht, dass es in Deutschland mehr als 800 Stromlieferanten gibt (Bundesnetzagentur, 2020b), wobei die meisten Stromkunden bei ihrem Grundversorger unter Vertrag sind. Es wären zahlreiche Kooperationen notwendig, um eine hohe Abdeckung zu erreichen. In der Folge wäre die Anzahl der Nutzer pro EVU gering, sodass die absoluten Kosteneinsparungen pro EVU marginal sind. Zudem ist das managen und die informationstechnologische Anbindung an die eigene Plattform vieler Kooperationspartner äußerst aufwendig. Ein eigener Stromvertrag kann im Paket mit dem Fahrzeug und den SC- und V2G-Erlösmöglichkeiten beworben werden. Gründet der OEM selber einen Stromanbieter, müssen die Erlöse nicht mit dem Partner geteilt werden und die Gestaltungsfreiheit ist größer.
Aufgrund des schnelleren Markteintritts, des wegfallenden Aufwands für den Aufbau eines Stromgeschäfts und des geringeren Aufwands für Kooperationen wird der Mittelweg gewählt. Für den weiteren Verlauf wird davon ausgegangen, dass der OEM im Sinne des Cross Sellings seinen PEV-Fahrern einen eigenen Stromvertrag anbietet, wobei das Stromgeschäft durch ein kooperierendes EVU abgewickelt wird, das bundesweit Stromverträge anbietet. Um die Anzahl der verschiedenen Partner des Geschäftsmodells zu verringern, sei davon ausgegangen, dass die Wahl auf ein EVU mit eigenem VK fällt.

Den Nutzern der Segmente A_2 und B_2 können auch ohne Smart Meter teil-dynamische Stromverträge angeboten werden. Während für alle normalen Verbraucher ein statischer Arbeitspreis gilt, kann der Stromverbrauch für das Laden des Fahrzeugs dynamisch verrechnet werden. Beim Überwachen der Ladevorgänge misst das Fahrzeug die geladene Strommenge. Die Messung genügt womöglich nicht dem Eichrecht und berücksichtigt nicht die Stromverluste auf dem Weg zur Batterie, für eine Bestimmung des Strombezuges des Fahrzeugs im zeitlichen Verlauf ist die Genauigkeit aber genügend. Die Stromverluste können approximiert und bei der Abrechnung so ausgelegt werden, dass im Mittel weder dem Fahrer noch dem EVU ein Nachteil entsteht. Der Gesamtstromverbrauch wird weiterhin vom Stromzähler ermittelt. Der Stromanteil des Fahrzeugs wird bei der Stromabrechnung dynamisch bepreist, der Rest nach einem statischen Preis.

Die Ladevorgänge werden in dieser Phase so gesteuert, dass sie in Zeiten mit geringem Börsenstrompreis stattfinden. Liegen beim EVU hohe Fahrplandiskrepanzen vor, wird das Laden hinsichtlich der Vermeidung von Ausgleichsenergiekosten optimiert. Durch die Ladedaten lässt sich der Lastgang für den Fahrplan genauer prognostizieren. Im Vergleich zu anderen EVUs werden dadurch Kostenreduzierungen möglich, die den Nutzern ausgeschüttet werden.
Das Ziel dieser Phase ist es eine ausreichend große Flotte aufzubauen, um im nächsten Schritt am Regelleistungsmarkt partizipieren zu können. Dazu sollte eine initiale Subventionierung der Nutzer in Erwägung gezogen werden. Der OEM sammelt während der ersten IS Daten bzgl. des Nutzungsverhaltens und der Anpassungsfähigkeit seiner Nutzer und bereitet die Integration der weiteren Stufen vor.

IS2: Regelleistung Im zweiten Schritt startet die Partizipation am Regelleistungsmarkt. § 26a StromNZV sieht vor, dass Letztverbraucher SRL und MRL auch über einen anderen Bilanzkreis als den seines Stromlieferanten erbringen dürfen. Diese Stufe richtet sich daher an alle Kundensegmente der Nutzergruppe der PEV-Flotte, nicht nur an A_2 und B_2. Wie in Unterkapitel 4.5 beschrieben, eignet sich für SC insbesondere das Angebot negativer SRL. Zur Erhöhung der Bereitstellungssicherheit, der Reduzierung der Pufferleistung und zur Erleichterung des Präqualifikationsverfahrens ist es zweckmäßig, die Flotte zunächst mit anderen Anlagen in einem VK zu poolen. Auch innerhalb eines VKs muss die Flotte zunächst eine ausreichende Größe erlangen, um verlässlich SRL bereitstellen zu können. Im Falle einer unerwarteten, stochastischen Untererfüllung können die anderen Regelgruppen des Pools die fehlende Leistung notfalls auffangen. Durch die Nutzung des VKs fallen Kosten an und es bedarf Aufwand, um beide Systeme informationstechnologisch miteinander zu koppeln. Ist die Flotte nach erfolgreicher Etablierung des Systems auf ein genügend großes Maß gewachsen und wurden eigene Kompetenzen für den Regelleistungshandel aufgebaut, kann in Abstimmung mit dem EVU zu einem späteren Zeitpunkt die Herauslösung aus dem VK und die Vermarktung eines eigenen Pools erwogen werden.

Zu Beginn sollte die Erbringung von negativer SRL auf eine Zeitscheibe pro Tag beschränkt werden. Alle partizipierenden PEVs werden bevorzugt in diesem vierstündigen Zeitraum durch den Bezug der Regelarbeit geladen. Es eignet sich zunächst die Zeitscheibe von 0 Uhr bis 4 Uhr. In diesem Zeitintervall sind nahezu alle Fahrzeuge geparkt (vgl. Nutzungsverhalten in Abbildung 3.11). Der Zeitraum ist auch aus Marktsicht zu bevorzugen. In der ersten Zeitscheibe des Tages übersteigt der Leistungspreis mit 20,3 €/MW/Zeitscheibe den Tagesdurchschnittspreis von 7,7 €/MW/Zeitscheibe und der Arbeitspreis liegt mit 16,3 €/MWh über dem Durchschnitt von 5,7 €/MWh (vgl. dazu die Abbildungen 6.8 und 6.10 aus der Preisanalyse der SRL- und SRA-Märkte im Anhang). Wurde keine oder nicht genügend negative SRA in der Zeit abgerufen, um die Fahrzeuge vollständig zu laden, bleibt bis zum Einsetzen des Pendelverkehrs genügend Zeit dies nachzuholen. Bei weiterem Wachstum der Flotte kann zu zusätzlichen Zeitscheiben SRL angeboten worden. Hierbei ist auf Basis der Nutzungsdaten der optimale Zeitraum, auch in Abstimmung mit dem VK, zu evaluieren.

IS3: Erweiterte Netzdienstleistungen Das Beispiel enviam und die Kalkulationen mit den Daten von EWEnetz haben gezeigt, dass sich durch netzdienliches Laden vergleichsweise hohe Erlöse erzielen lassen. Zur Verwendung von SC zum netzdienlichen Laden sind umfangreiche Abstimmungen mit dem kooperierenden EVU und insbesondere den VNBs notwendig. Insbesondere müssen die VNBs die Strommessung der Fahrzeuge als „separaten Zählpunkt“ im Sinne von § 14a EnWG akzeptieren (vgl. Fahrzeuge als steuerbare Verbrauchseinheit in Sektion 4.6). Tatsächlich erhöht die Steuerung über die Fahrzeuge die Zuverlässigkeit der Lastreduzierung, da die Fahrzeuge nun während der Ladestoppzeiten die Strombezugsblockade nicht mehr durch die Verwendung eines anderen Ladepunktes, der nicht hinter dem separaten Zählpunkt sitzt, umgehen können. Daher wird von einer Akzeptanz seitens der VNBs ausgegangen, sodass durch netzdienliches Laden die Kosten für NNE und Konzessionsabgabe gesenkt werden können.

Bei der Ausgestaltung des netzdienlichen Ladens sollte in den Verhandlungen mit den VNBs ein flexibleres Lademodell angestrebt werden als es bei enviam der Fall ist. Pauschale Abschaltungen zu statischen Uhrzeiten schränken die Mobilität der Nutzer ein und verringern gleichzeitig den Spielraum der VNBs auf die aktuelle Netzsituation reagieren zu können. In den Verhandlungen mit den VNBs ist zu evaluieren, ob eine flexible, bedarfsorientierte Ladesteuerungen umsetzbar ist. Dabei können die VNBs Zeit und Ort für die Ladestopps oder Ladeleistungsreduzierung für jene Nutzer anfordern, die innerhalb dieses Zeitraumes ihre Zustimmung für netzdienliches Laden gegeben haben. Statt bloßes verschieben von Lasten in Schwachlastzeiten kann so auch die Einspeisesituation berücksichtigt und die Abregelungen für Erzeuger und die Entschädigungs-

zahlungen verringert werden. Gleichzeitig können Nutzer Ladestopps in Situationen vermeiden, in denen sie auf das Laden ihrer Fahrzeuge angewiesen sind.

In Deutschland gab es Ende 2018 890 VNBs (vgl. Sektion 2.1 zum Stromnetz). Da es bisher keine Flexibilitätsmärkte gibt, müssen die Prinzipien des Handels mit dieser Systemdienstleistung definiert und eine eigene IKT-Infrastruktur neu geschaffen werden. Für die informationstechnologische Anbindung der VNBs an die Plattform muss eine standardisierte Schnittstelle zum Austausch von Daten definiert werden, um Aufwand für eine hohe Anzahl an Individuallösungen zu vermeiden. Der Aufwand für die Anbindung der VNBs an diese Schnittstelle ist dennoch nicht zu unterschätzen. Angesichts der hohen Anzahl an VNBs und den technischen Anforderungen an den Datenaustausch muss davon ausgegangen werden, dass die Implementierung des netzdienlichen Ladens per Fahrzeugsteuerung sehr zeitaufwändig sind. Die Integration dieses Einsatzzwecks ist folglich nicht für den direkten Beginn zu empfehlen. Vielmehr sollten auf Basis der bestehenden Kontakte des kooperierenden EVUs frühzeitig Verhandlungen mit den VNBs aufgenommen werden, beginnend mit denen, deren Netze die meisten potenziellen Nutzer abdecken. Nach dem erfolgreichen Abschluss der Verhandlungen mit den ersten VNBs und dem Launch der IS2 wird das netzdienliche Laden sukzessive für immer mehr Netzgebiete integriert. So profitieren nach und nach User von den zusätzlichen Einnahmen durch netzdienliches Laden.

IS4: Kopplung Gebäude-Energiesystem Die Kopplung der Ladevorgänge an die Einspeiseleistung häuslicher Stromerzeugungsanlagen kann, je nach Nutzerverhalten und Parametern des Systems, zu einer reellen Erhöhung des Autarkiegrades und Eigenverbrauchsquote führen, die in deutlich geringeren Stromkosten resultieren. Die Integration dieses Einsatzzwecks wird dennoch zeitlich nach hinten gestellt. Sie spricht nur einen Teil der potenziellen Nutzergruppe an. Die Integration ist nur für Kunden des Segments A_3 und B_3, die von einer höheren Eigenverbrauchsquote ihrer PV-Anlage profitieren können und die ihr Fahrzeug am gleichen Netzanschlusspunkt laden, relevant. Zudem sind auch hier Kooperationen notwendig. Um Ladevorgänge an die Einspeiseleistung effektiv koppeln zu können, sollten dem Steuerungsalgorithmus die Einspeiseleistung in Echtzeit vorliegen. Dazu ist es notwendig, dass die PV-Anlage mit einem vernetzten Wechselrichter ausgestattet ist, der die Daten an das SCV2G-System weitergibt. Für den Datenzugriff ist die Einwilligung des Herstellers notwendig. Ob WR-Hersteller bereit sind Kooperationen einzuwilligen, ist nicht sichergestellt. Zwar erhöht die EQ-Optimierung die Attraktivität des eigenen Produkts, allerdings beinhaltet das Produktportfolio der gängigen WR-Hersteller auch eigene HEMS, sodass das Risiko für Kannibalisierungseffekte entsteht. Eine EQ-Optimierung ohne Echtzeitdaten ist denkbar, aber weniger effektiv. Auf Basis der PV-Anlagenparamter (Material, Peakleistung, Ort, Azimut und Elevation) kann per Echtzeitwetterdaten die Einspeiseleistung grob geschätzt werden.

Zeigen sich die Unternehmen der PV-Branche kooperationsbereit, so kann im Sinne des Cross Sellings umfassendes Produktbündel angeboten werden. Aufgrund der hohen Synergieeffekte zwischen Elektroauto, PV-Anlage und intelligentem Laden, ist das Angebot eines Bündels aus dem Fahrzeug und den Elementen eines PV-Systems beim Fahrzeugkauf denkbar. Den Kunden werden Suchkosten erspart und das Risiko einer Inkompatibilität zwischen PV-System und Fahrzeug entfällt. Den kooperierenden Anbietern bietet sich die Möglichkeit durch die Bündelung im Zuge zunehmender Homogenisierung und Standardisierung der Produkte ein Differenzierungsmerkmal gegenüber den Wettbewerbern hinzu zu gewinnen (Huber und Kopsch, 2007).

IS5: V2B IS5 baut direkt auf IS4 auf, sodass alle Kooperationsüberlegungen und Systemanforderungen auch für diese Stufe gültig sind. Die Stromeinspeisung von den Fahrzeugen in das Energiesystem eines Gebäudes kann unter günstigen Nutzungsbedingung zu besonders hohen Erlösen führen. Das Lade- und Entlademanagement sollte perspektivisch nicht nur das Einspei-

severhalten einer Stromerzeugungsanlage, sondern auch den Lastgang der anderen Verbraucher des Gebäudes berücksichtigen. Smart Meter und vernetzte Haushaltsgeräte können dem System Echtzeitdaten bzgl. des Strombedarfes zur Verfügung stellen. Der Steuerungsalgorithmus berücksichtigt diese Daten bei der Festlegung der Lade- und Entladezeiten.

Für die Integration der V2G-Einsatzzwecke ist die technische Ertüchtigung des CCS-Ladestandards eine notwendige Voraussetzung. Da nicht davon auszugehen ist, dass in den nächsten Jahren private oder halb-private DC-Ladepunkte eine bedeutende Relevanz aufweisen werden, ist zudem ein bidirektionales OBC notwendig. Zur Ermöglichung des Einsatzes von V2B sollte der Automobilhersteller die Entwicklung und Implementierung eines bidirektionalen OBCs sicherstellen. Da aus heutiger Perspektive bidirektionales Laden nur für die Kopplung an Stromerzeugungsanlagen signifikanten Nutzen generiert und nur ein Teil der potenziellen Kunden über eine entsprechende Anlage verfügt, sollte der Einbau optional bei der Konfiguration möglich sein. Hier kann erneut die Angebotsbündelung mit den weiteren Komponenten eines PV-Systems erwogen werden.

IS6: V2G? Im Verlauf der vergangenen Jahre wurden mehrere regulatorische Ausnahmen für Batteriespeicher für anfallende Abgaben beim Zwischenspeichern von Strom erlassen. Es ist unsicher, aber denkbar, dass Elektroautos, die als Zwischenspeicher dienen, innerhalb der nächsten Jahre auch von der EEG-Umlage, Konzessionsabgabe oder Stromsteuer befreit werden.
Trotz des stark steigenden Bedarfs nach Lithium-Ionen-Batterien gibt es bisher keine Anzeichen, dass sich ihr Preisrückgang in den nächsten Jahren nicht fortsetzen sollte. Die wachsenden Volumina befördern Skaleneffekte und dürften weiterhin für niedrigere Kosten sorgen. Die abnehmenden Preise und steigenden Batteriegrößen (für Abhängigkeit zwischen Batteriegröße und Alterungseffekte siehe Bañol Arias et al. (2020)) führen zu geringeren Kosten für den Wertverlust der Batterie durch V2G.
Des Weiteren ist eine Abnahme der Energieverluste innerhalb von Lade- und Entladezyklen im Zuge des technischen Fortschritts wahrscheinlich. Insbesondere eine zunehmende Verbreitung der 800 V-Architekturen würde durch geringere Stromstärken zu geringeren ohmschen Verlusten in den Elementen des Ladesystems führen. Folglich ist davon auszugehen, dass sich die Kostenseite der V2G-Einsatzzwecke in den kommenden Jahren eher reduzieren wird.
Es ist zu erwarten, dass der immer größer werdende Anteil der PV am Strommix die Preisschwankungen an der Strombörse verstärken wird. Abbildung 2.10 hat die systematischen zeitlichen Diskrepanzen zwischen der Einspeisung und dem Bedarf verdeutlicht. Der Ausbau der PV wird das Minimum des Börsenstrompreises um die Mittagszeit weiter senken und die beiden anliegenden Maxima erhöhen. Ebenso ist anzunehmen, dass die Einspeisefluktuationen die Varianz des Börsenstrompreises erhöhen werden. Das ist eine Chance für alle Stromspeicher und damit für V2G. Je größer die Preisunterschiede, desto höher fällt die Gewinnmarge durch das Einspeichern bei günstigen und den Verkauf bei hohen Preisen aus.
Gleichzeitig ist durch die Energiewende von einem steigenden Bedarf an Zwischenspeichern, Regelleistung und Einspeisemanagementmaßnahmen auszugehen (vgl. Herausforderungen der Energiewende in Sektion 2.5), wobei gleichzeitig die regelbaren Erzeuger aus dem Stromerzeugungssystem ausscheiden. Die Etablierung von PEVs im Massenmarkt zwingt die VNBs zum Ergreifen von Maßnahmen zum Engpassmanagement.

Insgesamt ist es aus heutiger Sicht daher wahrscheinlich, dass die Wirtschaftlichkeit von V2G in den kommenden Jahren zunimmt. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass SC V2G kannibalisieren könnte. Die Größe des Regelleistungsmarktes ist nicht unbegrenzt. Stellen künftig viele PEVs per SC Regelleistung bereit, kann dies zu sinkenden Preisen führen, die die Wirtschaftlichkeit zum einen von SC selber, zum anderen von V2G reduziert. Gleiches gilt für die anderen Einsatzmöglichkeiten.

Ob, und wenn ja welche der V2G-Einsatzzwecke zukünftig profitabel werden, ist stark von den Entwicklungen abhängig und nicht sicher bewertbar. Sobald sich während der Integration der vorherigen Einsatzzwecke Evidenz für eine Profitabilität einer der bisher unwirtschaftlichen Einsatzzwecke zeigt, wird das Integrationsstufenmodell entsprechend erweitert.

5.4.3 Kanäle

Für die Kundensegmente A und B sind die wichtigsten Kanäle zur Generierung von Aufmerksamkeit und Bereitstellung von Informationen zur Evaluation des Systems die digitale Präsenz des OEMs, das eigene Händlernetzwerk, das kooperierende EVU, die Fahrzeug-App und das Fahrzeug-HMI. Über die Website, soziale Netzwerke und die Händler werden potenzielle PEV-Käufer auf das System aufmerksam gemacht und über die Funktionsweise und Erlösmöglichkeiten informiert. Im Konfigurator wird verdeutlicht, dass SC in jedem Fahrzeug zur Grundausstattung gehört. Es liegt im eigenen Interesse der Händler die herausstechenden Differenzierungsmerkmale der von ihnen angebotenen Fahrzeuge gegenüber dem Kunden zu kommunizieren. Die Händler erklären im Verkaufsgespräch die Vorteile des Systems, können die Interaktion mit der Fahrzeug-App und dem HMI demonstrieren und Fragen beantworten. Das kooperierende EVU wirbt über seine gewöhnlichen Vertriebskanäle für das Angebot.
Auch wenn das System in erster Linie zur Verkaufsförderung neuer PEVs dient, sollten auch bestehende PEV-Kunde zur möglichst schnellen Vergrößerung der Flottengröße zur Systempartizipation bewegt werden. Zur Schaffung von Aufmerksamkeit für das System eignen sich Pop-ups in der Fahrzeug-App und im HMI. Weitere Kanäle zur Erregung von Interesse sind Fahrzeugtests großer Zeitungen und Zeitschriften sowie Fahrzeugmessen. Bei den Fahrzeugtests ist darauf Wert zu legen, dass nicht nur die Fahrzeuge getestet und evaluiert werden, sondern auch das intelligente Ladesystem.
Die andere Seite der Mutli-Sided Platform, die ÜNBs und VNBs, muss direkt angesprochen werden. Abstimmungen bzgl. des Präqualifikationsverfahrens und Verhandlungen zur Umsetzung reduzierter NNE benötigen eine persönliche Kundenbeziehung.

Die Partizipation der PEV-Fahrer an den Einsatzmöglichkeiten erfolgt flexibel über die App, das HMI und bei Flottenbetreibern zusätzlich per Web-Tool. Die komplementären Produkte, der Stromvertrag und das PV-Produktbündel, werden hauptsächlich über die Partner des OEMs abgesetzt. Der Stromvertrag kann beim Fahrzeugkauf beim Händler unterzeichnet werden und ebenso über die Vertriebskanäle des EVUs. Äquivalent zu den Vertriebspraktiken anderer Stromlieferanten, ist von Beginn an auch ein direkter Abschluss zusätzlich über die eigene Website, auch im Nachgang an einen Fahrzeugkauf, denkbar.
Bei der Installation einer PV-Anlage ist in der Regel ein Fachgespräch mit einem lokalen Experten notwendig, um die Systemkomponenten, auch unter Berücksichtigung der symbiotischen Effekte des Elektroautos, effizient auszulegen. Diese Leistung ist nicht von den Händlern zu übernehmen. Sie werben für das Bündel, übernehmen den Absatz und partizipieren finanziell am Verkauf. Für weitere Beratungsleistungen kann auf das bestehende Netzwerk des PV-Kooperationspartners gesetzt werden. Im Zuge des erwarteten Einsetzens des Direktvertriebs der Fahrzeuge in den kommenden Jahren (vgl. Analyse der bisherigen Absatzkanäle in Abschnitt 5.2.1) kann evaluiert werden, ob perspektivisch auch ein Online-Direktvertrieb, wie ihn bereits heutige einige Anbieter auf dem PV-Markt anbieten, des PV-Bündels realisierbar ist.
Der Verkauf von Regelleistung an die ÜNBs erfolgt den Marktregelungen folgend über die Handelsplattform www.regelleistung.net. Den VNBs muss ein informationstechnologischer Zugang zur eigenen Plattform geschaffen werden, über den sie bedarfsgerecht und flexibel Kapazitäten zum Netzengpassmanagement anfordern.

Für die Auszahlung des leistungsabhängigen finanziellen Anreizes sollten den PEV-Fahrern mehrere Möglichkeiten geboten werden, aus denen die Kunden fallweise wählen können. Es sind Verrechnungen mit Leasing- und Finanzierungsraten, Versicherungsprämien, mit Inspektions- und Wartungskosten oder, für Kunden der Segmente A_2 und B_2, mit der Stromrechnung denkbar. Eine direkte Auszahlung sollte ebenso angeboten werden. Sie resultieren zwar in höheren Transaktionskosten, regelmäßige Einkünfte auf das Bankkonto führen den Nutzern aber den Wert ihr Partizipation besonders gut vor Augen.

5.4.4 Kundenbeziehungen

Die dominante Kundenbeziehung des Kundensegments A ist der Selbst-Service. Menüführung in der App und im HMI müssen so gestaltet werden, dass die Nutzer sie intuitiv verstehen und selbstständig alle Einstellungen vornehmen können. Informationen auf der Website und Broschüren vom Händler können beim Setup unterstützen. Je nach Kundensegment kann die Einrichtung die Kopplung des abgeschlossenen Stromvertrages mit dem (durch die Fahrzeug-App bestehenden) Nutzeraccount, die Kopplung an das PV-System sowie generell die Einstellung der Lade- und Partizipationspräferenzen umfassen. Einmal vorgenommene Einstellungen behalten ihre Gültigkeit bis sie vom Nutzer geändert werden. Fahrer mit regelmäßigen Routen müssen ihre Ladepräferenzen kaum bis selten ändern. Reicht das Informationsangebot zur Einrichtung nicht aus, können die Händler im Rahmen ihrer direkten Beziehungen zu den Kunden unterstützende Hilfestellungen geben.

Großen Flottenbetreibern, die eine hohe Zahl an PEVs in das System bringen und deren Betriebsabläufe eine hohe Komplexität aufweisen, ist ein persönlicher Ansprechpartner zuzuweisen. Er berät den Flottenbetreiber hinsichtlich einer optimalen Koordinierung der Betriebsabläufe und einem möglichst nutzenstiftenden Ladeverhalten, unterstützt bei der Einführung des Web-Tools und steht nach erfolgreicher Integration der Flotte für Fragen und Feedback zur Verfügung.
Der Kontakt zum EVU sowie zu den ÜNBs und VNBs verläuft ebenfalls auf persönlicher Ebene. Mit dem EVU müssen zu Beginn die Vertragskonditionen und die Erlösbeteiligung ausgehandelt werden. Außerdem muss das EVU informationstechnologisch in die Plattform integriert werden. Insbesondere vor und während des Präqualifikationsverfahrens sind enge Abstimmungen mit den ÜNBs nötig. Auch zu den VNBs sind persönliche Kundenbeziehungen notwendig. Mit ihnen muss verhandelt werden, in welchem Maße reduzierte NNE angeboten werden können. Zudem muss eine informationstechnologische Kopplung an die Plattform eingerichtet werden, für die persönliche Unterstützung notwendig sein kann.

5.4.5 Einnahmequellen

Im Folgenden werden die potenziellen Erlöse des Geschäftsmodells durch eine umfangreiche Simulation mit realen Marktdaten geschätzt. Die Simulation umfasst die kombinierte Partizipation an den ersten drei IS. Sie vergleicht das SC-Szenario mit ungesteuertem Laden zur Ermittlung der Erlöse.

Zugrundeliegende Prämissen der Simulation

Um die tatsächliche Zustimmung für das SCV2G-System zu ermitteln, auf deren Basis seriöse Nutzerzahlen schätzbar wären, müsste Marktforschung betrieben werden, die den Umfang dieser Arbeit übersteigt. Ende 2019 waren 287.823 PEVs in Deutschland registriert, davon wurden alleine 108.620 im Jahr 2019 neu zugelassen (vgl. Entwicklung des Marktes für Elektroautos in Sektion 3.3). Angesichts des aktuellen exponentiellen Wachstums der Absatzzahlen ist das Erreichen einer mehrere hunderttausend PEVs umfassenden Flotte für die größeren Konzerne in Deutschland innerhalb der nächsten Jahre realistisch. Bailey und Axsen (2015) erhielten in ihrer

Studie eine Zustimmungsrate von 63 % bis 78 % für ihr kostenbasiertes SC-Geschäftsmodell. Bei einer konservativ geschätzten tatsächlichen Nutzungsrate im unteren zweistelligen Prozentbereich liegt die SCV2G-Flottengröße im Bereich mehrere zehntausend Fahrzeuge. Für die weiteren Berechnungen werden 10.000 teilnehmende Fahrzeuge für 2021 und 40.000 für 2022 angenommen. Die gezeigten Ergebnisdaten gelten für das Jahr 2022.

Gemäß den Daten zum Nutzungsverhalten in Sektion 3.8 hat ein PEV pro Tag einen Energiebedarf von jeweils 10,9 kWh. Die durchschnittliche Ladeleistung betrage 7,2 kW. Gemäß Refa und Hubbers (2019) werden bei Jedlix 74 % aller Ladevorgänge gesteuert ausgeführt. Sie nehmen damit an der Lastverschiebung oder am Regelleistungsmarkt teil. Die restlichen 26 % werden bei deaktivierter SC-Funktion manuell gestartet. Diese Annahme wird für das SC-Szenario übernommen. 74 % nehmen an der Kopplung an den Börsenstrompreis, der Erbringung von negativer SRL und dem netzdienlichen Laden teil. Die restlichen 26 % werden entsprechend der Lastkurve aus Abbildung 3.12 geladen. Von ihnen haben immerhin 75 % die Option netzdienliches Laden aktiviert. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein VNB die Ladevorgänge in seinem Gebiet zwischen 16 Uhr und 20 Uhr für eine Stunde unterbricht betrage 75 %, wobei das Maximum der Stoppbefehle um 18 Uhr liegt. Das netzdienliche Laden wird durch den VNB flexibel vergütet. Ein Fahrzeug, das für diesen Service bereitsteht, wird gemäß den Vergünstigungen der EWEnetz finanziell belohnt. Der Arbeitspreis für die NNE sinkt um 2,61 ct/kWh und der wegfallende Grundpreis in Höhe von 96 €/Jahr wird anteilig pro Tag berechnet. Dem Integrationsstufenmodell Rechnung tragend wird angenommen, dass 2021 40 % und 2022 80 % aller Nutzer netzdienliches Laden zu Verfügung steht.
Im Referenzszenario wird vollständig gemäß der Standardlastkurve geladen, ohne Lastverschiebung, Erbringung von Regelleistung oder netzdienlicher Ladestopps.

Die PEVs erbringen die Regelleistung innerhalb eines VKs. Es wird zunächst davon ausgegangen, dass lediglich während der Zeitscheibe von 0 Uhr bis 4 Uhr am Markt für negative SRL partizipiert wird. Dabei wird angestrebt den gesamten Energiebedarf aller gesteuerten Ladevorgänge durch negative SRA aufzuladen. TEs mit begrenzten Energiespeichern müssen nicht über die vollen vier Stunden, sondern lediglich 60 Minuten lang Regelarbeit leisten können (vgl. Ausführungen in Abschnitt 2.3.2). Entsprechend muss die verfügbare Ladeenergiemenge nicht auf vier Stunden gestreckt werden. Um innerhalb des VKs verlässlich Regelarbeit erbringen zu können, wird ein Leistungspuffer vorgehalten. Eine Simulation, die auf statistischen Überlegungen und der Ladesimulation in Sektion 4.7 aufbaut, hat ergeben, dass unter den gewählten Prämissen und bei einer Flottengröße von 40.000 PEVs ein Puffer von 1,5 % der maximalen Ladeleistung vorgehalten werden muss, um in 99 % der Fälle die maximal verfügbare Ladeleistung auch tatsächlich erbringen zu können. Es resultiert pro Tag ein Angebot von

$$10,9\,\text{kWh/Fahrzeug} \cdot 40.000\,\text{Fahrzeuge} \cdot 74\,\% \cdot 98,5\,\% \cdot 1\,\text{h} \approx 283,7\,\text{MW}$$

negativer SRL in der ersten Zeitscheibe des Tages.

Ablauf der Simulation

Die Simulation basiert auf den realen Börsenstrompreisen und den Daten des Regelleistungsmarktes im Zeitraum vom 01.09.2019 bis zum 29.02.2020. Sie stammen www.smard.de, einer Website der Bundesnetzagentur. Es wurden die Mechanismen des Regelleistungsmarktes gemäß den Ausführungen in Abschnitt 2.3.2 simuliert. Das Vorgehen zur Ermittlung der viertelstündigen Regelarbeitspreise ist analog zur Beschreibung im Abschnitt 2.3.5 zur Analyse des Marktvolumens und seiner Erlöse.

Abbildung 5.8 fasst den Ablauf der Simulation unter Verwendung der genannten Prämissen zusammen. Zu Beginn der Simulation wird die Flotte in drei Gruppen aufgeteilt: Die erste Gruppe partizipiert für den betrachteten Tag an der Lastverschiebung, dem Regelleistungsmarkt und dem netzdienlichen Laden. Die zweite Gruppe nimmt lediglich am netzdienlichen Laden teil. Die dritte Gruppe hat alle SC-Optionen deaktiviert.

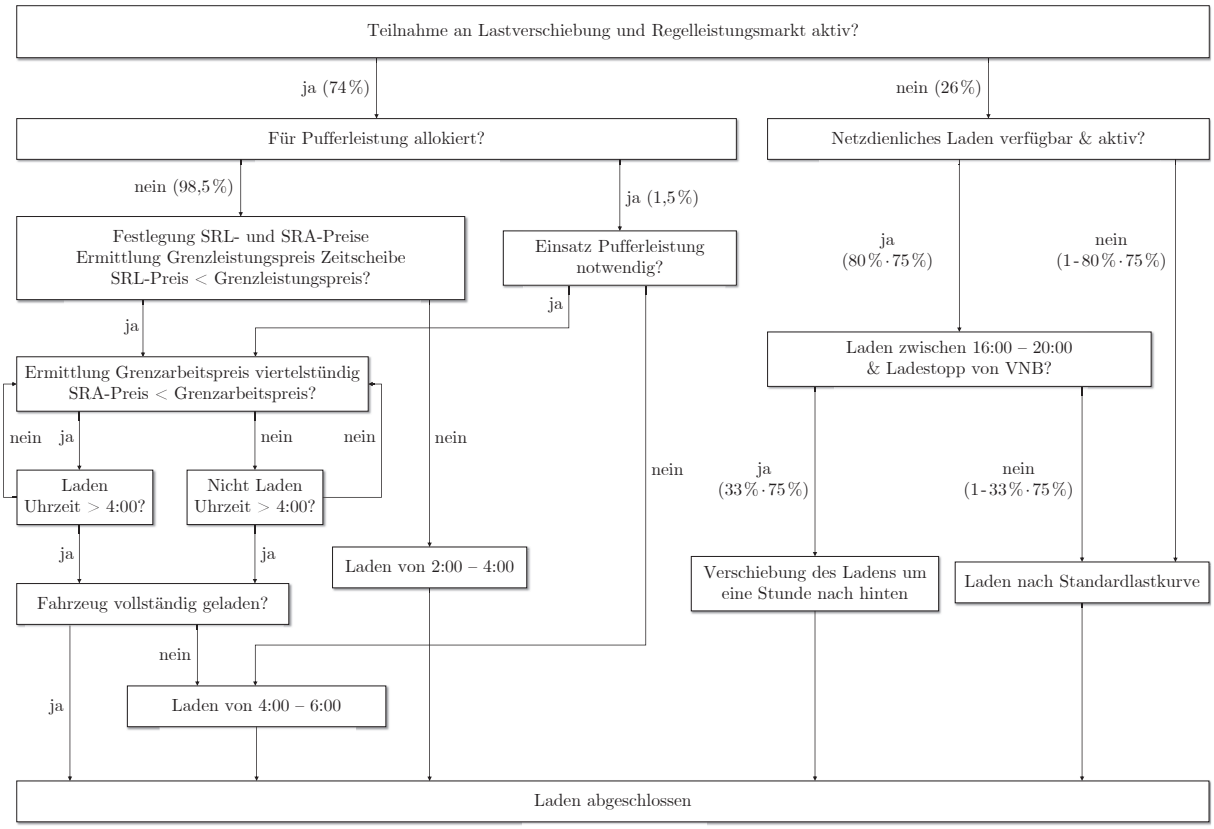


Abbildung 5.8: *Verwendeter Ladealgorithmus zur marktnahen Simulation der Erlöse durch Kombination der Kopplung der Ladevorgänge an den realen Börsenstrompreis, zur Erbringung negativer SRL und zum netzdienlichen Laden.*

Von der ersten Gruppe werden 1,5 % der erbringbaren Leistung als Pufferleistung vorgehalten. Mit ihr werden stochastische Schwankungen der verfügbaren Leistung ausgeglichen. Für jeden Tag des Zeitraumes wird auf Basis der Marktpreise des Vortages dynamisch ein Leistungs- und ein Arbeitspreis für das eigene Angebot festgelegt. Der Regelleistungspreis wird so gewählt, dass er 20 % unter dem durchschnittlichen Leistungspreis aller erfolgreichen Bieter des Vortages liegt. Der Arbeitspreis wird auf Basis des Minimums aller viertelstündigen Grenzpreise der MOL des Vortages gemäß der Formel

$$\mathrm{SRA}_{\mathrm{Preis}} = \min(\mathrm{Grenzpreise}_{\mathrm{Vortag}}) + 10\,\% \cdot |\min(\mathrm{Grenzpreise}_{\mathrm{Vortag}})|$$

berechnet. Die Faktoren -20 % und +10 % wurden mittels einer Parametervaration hinsichtlich eines möglichst hohen Erlöses ermittelt. Die Verwendung des Betrages ist hier notwendig, da der Grenzpreis zwischen negativen und positiven Werten schwankt. Eine höhere Reduzierung des Leistungspreises führt zu einem häufigeren Erfolg per MOL, gleichzeitig aber zu geringeren Einnahmen über den Leistungspreis. Ein geringerer Faktor beim Arbeitspreis senkt die Erlöse über den Arbeitspreis und erhöht die Wahrscheinlichkeit für den Regelarbeitsabruf.
Ist das Angebot über den Leistungspreis per MOL nicht erfolgreich, wird die Flotte zum tagesaktuellen Börsenstrompreis in der Zeit von 2 Uhr bis 4 Uhr geladen. Für den Fall, dass das

Regelleistungsangebot angenommen, aber nicht genügend SRA zum Laden der Flotte abgerufen wird, lädt die Flotte die restliche Energiemenge ebenso wie die vorgehaltene, nicht eingesetzte Pufferenergie regulär zwischen 4 Uhr und 6 Uhr auf.
Der Strombedarf der 26 % nicht SC-aktiven Fahrzeuge wird mit dem tagesaktuellen, stündlichen Börsenstrompreis bezahlt.

Ergebnisse der Simulation

Abbildung 5.9 zeigt die simulierten Ladekurven der 40.000 PEVs umfassenden Flotte für den Einsatz der ersten drei IS und das Referenzszenario.

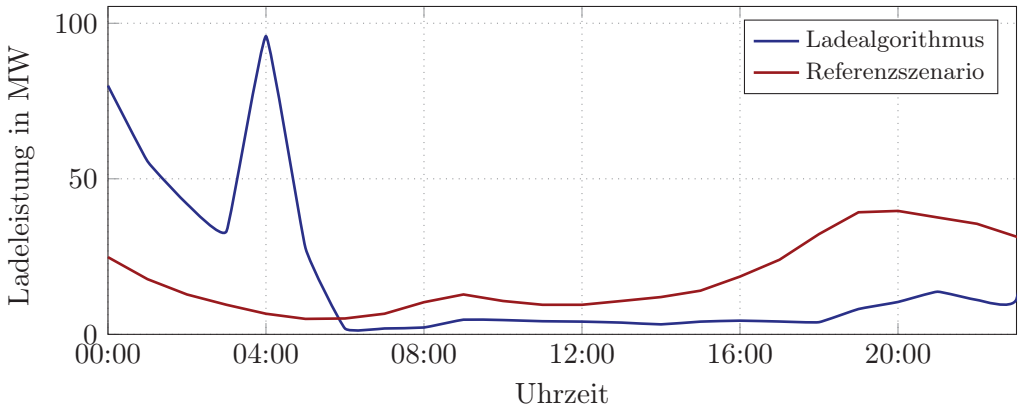


Abbildung 5.9: *Vergleich der täglichen Ladekurven zwischen dem beschriebenen Algorithmus und dem Referenzszenario.*

Durch die Ausrichtung auf das Regelleistungsangebot finden die meisten Ladevorgänge nachts statt. 45,7 % der Energie wurde zwischen 0 Uhr und 4 Uhr aufgeladen, fast ausschließlich durch Regelarbeit. Die Ladeleistung fällt innerhalb der Zeitscheibe ab, da nach einer Stunde die ersten Fahrzeuge bereits wieder vollständig aufgeladen sind. Der Leistungsanstieg ab 4 Uhr ist durch die Nachholeffekte zu erklären. Sie treten auf, wenn im Zeitraum vorher nicht genügend Regelarbeit abgerufen wurde, weil der Arbeitspreis zu hoch war oder es im Netz keinen Bedarf gab. Die restliche Lastkurve des Tages verläuft ähnlich zum Referenzszenario, nur niedriger. In der Zeit zwischen 16 Uhr und 20 Uhr steigt die Last aufgrund der stochastisch auftretenden Ladestopps weniger stark an.

Tabelle 5.4 fasst die Energie- und die finanziellen Umsätze beider Szenarien zusammen. Während im Referenzszenario die volle Energiemenge von etwa 436 MWh pro Tag über den Stromhandel erworben werden muss, wird im SC-Szenario 44,2 % der gesamten Flottenenergie durch negative Regelarbeit gedeckt. Der regulär bezogene Strom liegt zudem häufiger in Zeiten niedriger Börsenstrompreise. Die Kosten für den regulären Strombezug sinken somit um 51,7 %. Der Preisalgorithmus hat zu einem durchschnittlich angebotenen Leistungspreis von 14,9 €/MW geführt. Damit wurde an 94,5 % aller Tage der Leistungsgrenzpreis unterschritten. Als Arbeitspreis wurden durchschnittlich -11,5 €/MWh geboten. Beide Preise liegen unter den durchschnittlich gezahlten Marktpreisen für diesen Zeitraum (vgl. Abbildungen 6.8 und 6.10 im Anhang). Das liegt an dem hier verwendeten, primitiven Preisalgorithmus. In einer Variante der Simulation wurden die Preise unter dem Wissen der tagesaktuellen Angebotspreise der Wettbewerber festgelegt. Dadurch stiegen der Regelleistungspreise auf 33,3 €/MW und der Regelarbeitspreis auf 0,69 €/MWh. Insgesamt verdoppeln sich Erlöse durch die Partizipation am Regelleistungsmarkt in dieser (unrealistischen) Variante.

Tabelle 5.4: *Vergleich des Energiebezugs und der finanziellen Umsätze für beide Szenarien für den 182-tägigen Zeitraum unter den Annahmen für 2022.*

		SC-Szenario	Referenzszenario
Energiebezug in MWh	Regelarbeit	35.414	0
	Stromhandel	43.938	79.352
	$\sum$	79.352	79.352
Umsätze in Tsd. €	Strombezug	-1.610	-3.333
	Regelleistung	753	0
	Regelarbeit	-407	0
	Netzdienl. Laden	3.504	0
	$\sum$	4.696	-3.333
Umsätze in €	$\sum$/Fahrzeug/Jahr	176	-167

Unter der Verwendung des standardmäßigen Preisalgorithmus führen Lastverschiebung und die Teilnahme am Regelleistungsmarkt auf ein Jahr hochgerechnet zu finanziellen Vorteilen in Höhe von 104 € pro Fahrzeug. Bei 10.000 Fahrzeugen liegt der Betrag höher, trotz größerer relativer Pufferleistung, da durch den geringeren Wettbewerb zwischen den Fahrzeugen anteilig mehr Energie durch Regelarbeit geladen werden kann. Hier können 55,1 % der Energie durch Regelarbeit abgedeckt werden und die Erlöse pro Fahrzeug steigen auf 113 €.
Aufgrund der Verluste durch die Preisunsicherheiten, dem Anteil der Fahrzeuge, die pro Tag nicht am System partizipieren und Kannibalisierungseffekten zwischen der IS1 und IS2 fallen die Erlöse hier geringer aus als die Summe der Orientierungswerte in Sektion 4.5. Hinzu kommt, dass dort im Vergleich zum Laden ab 18 Uhr gerechnet wurde, einem Zeitraum in dem der Börsenstrompreis überdurchschnittlich hoch ist.

Den größten Beitrag zu den Erlösen durch SC generiert das netzdienliche Laden. Pro Fahrzeug konnten auf das Jahr hochgerechnet 239 € an NNE und Konzessionsabgabe gespart werden. Insgesamt summieren sich die jährlichen Kostenvorteile des SC-Systems in dieser Simulation für 2022 auf 343 € pro Fahrzeug gegenüber dem ungesteuerten Laden. In Summe der angenommenen 40.000 teilnehmenden PEVs ergeben sich Gesamterlöse in Höhe von rund 13,7 Mio. €. Für die Annahmen von 2021 liegt diese Summe bei 3,3 Mio. €.

Bei erfolgreichem Regelleistungsangebot über den Leistungspreis ist der Strombedarf in den Morgenstunden der Flotte schwierig zu kalkulieren. Wird keine Regelarbeit abgerufen, wird ab 4 Uhr viel geladen. Das EVU kann diesen spontanen Bedarf teilweise durch kurzfristiges Handeln am Intraday-Markt kompensieren. Fahrplanabweichungen durch diese Nachholeffekte lassen sich dennoch nicht ganz vermeiden. Dafür können die Fahrzeuge generell zu jedem anderen Zeitpunkt auch zum Fahrplanausgleich verwendet werden. Insgesamt wird davon ausgegangen, dass sich beide Effekte etwa ausgleichen.
Außerdem nicht berücksichtigt wurde in den Erlösen für netzdienliches Laden, dass die Steuerung von PEVs aufgrund ihrer höheren Flexibilität, einen höheren Nutzen für VNBs darstellt, als die heute gängigen steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und dies zu höheren Erlösen in Folge geringerer Entschädigungszahlungen für das Einspeisemanagement führen kann. Eine Integration von V1B und V2B in die Simulation übersteigt den Umfang dieser Arbeit. Für Kunden der Segmente A_3 und B_3 (mit PV-Anlage) können so weitere signifikante Erlöse anfallen, die jedoch aufgrund von Kannibalisierungseffekten nicht in der in Sektion 4.5 angegebenen Höhe zu den anderen hinzuaddiert werden können. Mit einem intelligenteren Preisalgorithmus ließen sich die

Einnahmen über den Leistungspreis und die Kosten für den Arbeitsbezug optimieren. Die Simulation bildet folglich nicht alle Erlöse ab. Die Erlöse werden eher unterschätzt als überschätzt. Das Ergebnis stellt aber eine valide Untergrenze auf Basis der getroffenen Annahmen dar.

Auch die Kosteneinsparungen der ÜNBs für SRL und SRA durch dieses Geschäftsmodell lassen sich durch die Simulation quantifizieren. Durch den zusätzlichen Wettbewerber sinken die gezahlten Preise für SRL und SRA durch das Merit-Order-Verfahren. Verglichen mit den Daten aus Tabelle 2.5, die die realen Kosten für Regelleistung und -arbeit im gleichen Zeitraum betrachtet, sinken die Kosten für SRL um 852.000 €. und die für Regelleistung um 348.000 €. Auf das Jahr gerechnet verringern sich die Kosten der ÜNBs um 2,4 Mio. €.
Durch das Verschieben der Ladevorgänge in die Morgenstunden und das netzdienliche Laden reduziert sich in dieser Simulation die Netzlast durch die PEVs in der kritischen Zeit zwischen 16 Uhr und 20 Uhr um rund 80 % von durchschnittlich 30,7 MW auf 6,2 MW.

Einnahmen für den Automobilhersteller

Wie stark das angebotene SCV2G-System potenzielle Kunden zum Erwerb eines neuen PEVs anreizt, ist immer auch von dem OEM und von den anderen Fahrzeugeigenschaften abhängig. Entscheidend ist aber auch die tatsächliche Höhe der Einnahmen für die Nutzer. In Abschnitt 5.4.9 werden die Kosten des Geschäftsmodells geschätzt. Werden von den 343 €, die ein teilnehmender Nutzer im Jahr 2022 im Durchschnitt an Erlösen in der Simulation generiert, 200 € Prämie pro Nutzer ausgeschüttet, arbeitet die Plattform kostendeckend. Auf die Lebensdauer eines Fahrzeugs von 15 Jahren hochgerechnet kann die Partizipation die TCOs eines Fahrzeugs um etwa 3.000 € senken.

Abschnitt 5.2.4 hat gezeigt, dass OEMs durch den Verkauf eines zusätzlichen PHEVs mit Emissionswerten unter 50 gCO_2/km und BEV im Jahr 2021 Beträge zwischen 10.000 € und 15.000 € an ersparten Strafzahlungen aufgrund von verpassten Flottenzielen sparen können. Für 2022 liegen die Werte aufgrund des sinkenden Anrechnungsfaktors ungefähr zwischen 8.500 € und 12.000 €. Wie viele PEVs ein OEM durch die gesenkten TCOs tatsächlich mehr verkaufen kann ist spekulativ und von vielen anderen Aspekten abhängig. Eine valide Schätzung ist im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich. Die Angaben können lediglich einen Orientierungswert darstellen. Wird angenommen, dass das SCV2G-System pro Jahr bei 5 % der Zuwächse der Flottengröße zur Kaufentscheidung eines Fahrzeugs des Konzerns führten, reduzierten sich die Strafzahlungen 2021 um 9,38 Mio. € und 2022 um 21 Mio. €.

Tabelle 5.5: *Zusammenfassung der Erlöse und Kosten der Plattform sowie ersparte Strafzahlungen für verpasste Flottenziele für die gesetzten Prämissen. Alle Angaben in Mio. €.*

	2020	2021	2022
Plattformerlöse	0	3,35	13,72
Ersparte Strafzahlungen	0	9,38	21,00
Revenue Sharing EVU	0	-0,50	-2,06
Plattformkosten	-1,46	-3,81	-3,66
Auszahlungen Nutzer	0	-3,00	-8,00
$\sum$	-1,46	5,41	21,00

Tabelle 5.5 stellt die Einnahmen aus der Plattform den Ausgaben, die in Sektion 5.4.9 beschrieben werden, gegenüber. Im Jahr 2021 überstiegen die Plattformkosten und die finanzielle Beteiligung des EVUs noch die direkten Erlöse aus der Plattform, sodass pro teilnehmendem PEV

Verluste von 64 € stünden. Wie bei einer Multi-Sided Platform nicht unüblich, wird in diesem Jahr die Nutzergruppe der PEV-Fahrer finanziell subventioniert. Ihnen werden im Durchschnitt trotzdem 200 € ausgezahlt, um das Wachstum der Plattform zu befördern. Bereits 2021 bliebe unter den Prämissen aufgrund der hohen Kostenersparnis durch vermiedenen Strafzahlungen ein Gewinn von rund 5,4 Mio. €, der sich 2022 auf 21 Mio. € erhöht.
Van Velzen et al. (2019, S. 1040) schätzt auf Basis von Experteninterviews, dass die OEMs durch den Verkauf von Elektroautos aktuell keine Margen erzielen. Der Mehrverkauf kann durch Skaleneffekte dennoch weitere finanzielle Vorteile mit sich bringen.

5.4.6 Schlüsselressourcen

Zu den wichtigsten physikalischen Schlüsselressourcen gehört die IKT-Infrastruktur, bestehend aus einem datenverarbeitenden Back-End und den informationstechnologischen Anbindungen an die Fahrzeuge, die Fahrzeug-Apps und Web-Tools der Fahrer, die Plattformen aller Partner und Datenprovider aus der Stromwirtschaft. Die zweite entscheidende physikalische Schlüsselressource sind die BEVs und PHEVs der Nutzer. Die vor dem Launch des SCV2G-Systems ausgelieferten Fahrzeuge können auch ohne Anpassungen partizipieren. Alle im europäischen Markt relevanten Elektroautos verfügen über eine Online-Schnittstelle, mit der sich Ladevorgänge steuern lassen. OEMs, die über die Möglichkeit von Over-the-Air-Updates verfügen, können die HMI-Schnittstelle selbst nachträglich in ausgelieferte Fahrzeuge integrieren. Besteht diese Möglichkeit nicht, kann das Softwareupdate über die Vertragswerkstätte verteilt werden.

Die zentralen immateriellen Schlüsselressourcen sind die Partnerschaften zum EVU und, in noch bedeutenderer Weise, die Zusammenarbeit mit den ÜNBs und VNBs. Ohne die Kooperation der ÜNBs beim Präqualifikationsverfahren und ohne Bereitschaft der VNBs an einem intelligenten und flexiblen System zur netzdienlichen Steuerung von PEVs zu partizipieren kann der PEV-Flotte kaum nennenswerter ökonomischer Nutzen angeboten werden.
Weitere immaterielle Ressourcen von Bedeutung sind die Fahrdaten der Nutzer. Dazu gehören sowohl die bisher gesammelten Daten, als auch jene, die während des Betriebs anfallen. Das reale Mobilitäts- und Ladeverhalten der Nutzer ist die Basis für den Steuerungsalgorithmus.
Im Vergleich zu den anderen potenziellen Anbietern von SC- und V2G-Plattformen verfügen Automobilhersteller über den Vorteil ihrer großen Markenbekanntheit und ihrer etablierten Kommunikationskanäle zu potenziellen und bestehenden Kunden. Vorteilhaft sind ein großes Händlernetzwerk, ein reges Interesse an der Website des OEMs und eine hohe Verbreitung der Fahrzeug-App. Als Hersteller der Fahrzeuge, der heutzutage seinen Kunden Garantien auf die Batterien von üblicherweise 160.000 km oder acht Jahren verspricht, kann er das Vertrauen der Kunden in seine technische Expertise verwenden, um überhöhte Befürchtungen der Batteriealterungseffekte durch V2G zu hemmen.

Im Zuge des Trends hin zu immer mehr Konnektivitätsfunktionen und Fahrassistenzsystemen im Auto haben die Hersteller in den vergangenen Jahren zunehmend Kompetenzen in den Bereichen IKT und Data-Science aufgebaut oder akquiriert. Qualifiziertes Personal zur Entwicklung der IKT-Infrastruktur und des Steuerungsalgorithmus kann ein OEM größtenteils aus dem bestehenden Humankapital gewinnen. Fehlende Fähigkeiten, insbesondere fehlende Kompetenzen für das Agieren in der Stromwirtschaft, müssen neu aufgebaut werden.

5.4.7 Schlüsselaktivitäten

Die Entwicklung und Weiterentwicklung der Plattform gemäß dem Integrationsstufenmodell ist die wichtigste Schlüsselaktivität. Es haben sich mehrere Vorgehensmodelle wie das Wasserfallmodell, das V-Modell oder der Rational Unified Process (RUP) etabliert, anhand derer sich

IT-Projekte in inhaltliche Aktivitäten und zeitliche Phasen organisieren lassen (Kleuker, 2018). Abbildung 5.10 zeigt das Vorgehen bei der Entwicklung der Plattform auf Basis des RUPs. Es ist an die iterative Weiterentwicklung anhand des Integrationsstufenmodells adaptiert worden.

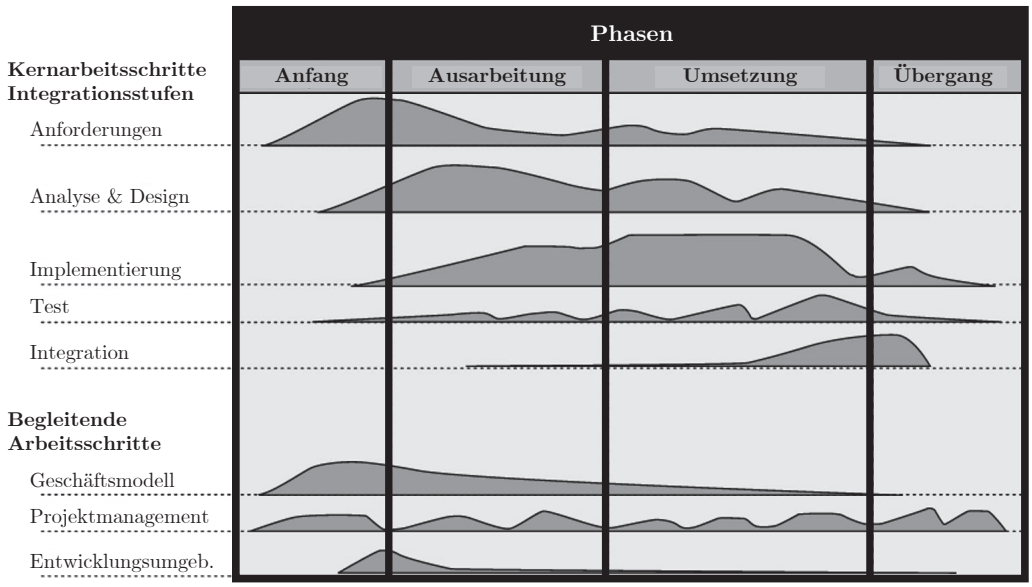


Abbildung 5.10: *Modellierung des Vorgehens bei der Plattformentwicklung mit dem Rational Unified Process. Die Graphen zeigen den Verlauf des Aufwandes in Abhängigkeit von der Projektphase. Die Grafik stammt von Rational Software (1998) und wurde angepasst.*

Es lassen sich die auf die Plattformentwicklung bezogenen Schlüsselaktivitäten in die Kernarbeitsschritte der IS-Entwicklung und begleitende Tätigkeiten unterteilen. Die Kernarbeitsschritte werden iterativ für jede IS wiederholt. Sie beginnen mit der Definition der Systemanforderungen, in denen das Systemverhalten, benötigte Funktionen und Restriktionen festgelegt werden. Im zweiten Kernarbeitsschritt werden System- und Softwarearchitektur definiert, die in der Implementierungsphase realisiert werden. Dabei kann auf das vorhandene System des OEMs aufgebaut werden. Teile des Back-Ends und die Anbindung an die Fahrzeug-Apps wurden im Zuge der Erfüllung der Konnektivitätsansprüche der Autokäufer von den OEMs bereits aufgebaut. Fahrzeug-App und -HMI müssen um Interaktionsschnittstellen erweitert werden, über die sie ihre Ladepräferenzen flexibel einstellen können. Das Web-Tool für die partizipierenden Flotten ist neu zu entwickeln. Das Back-End muss um den Steuerungsalgorithmus ergänzt werden, der stetig fortentwickelt wird. Dieser bezieht sowohl die Daten der Fahrer, aktuelle Informationen aus der Stromwirtschaft, wie Börsenstrompreis, Regelleistungs- und arbeitspreise, Wetterdaten, Fahrplaninformationen des EVUs, Systemparameter des VKs und Lastanforderungen der VNBs bei der Berechnung der optimalen Ladekorridore pro Fahrzeug mit ein. Entsprechend ist die Implementierung von Datenschnittstellen zu den Partnern und externen Quellen notwendig. Für V1B und V2B müssen Schnittstellen für die Kommunikation mit vernetzten Wechselrichtern oder HEMS implementiert werden. In der Testphase werden die Interaktion zwischen den Systemeinheiten und die Erfüllung der definierten Anforderungen verifiziert. Schließlich wird eine IS in das bestehende System integriert und den Nutzern zugänglich gemacht.

Die Geschäftsmodellierung gehört gemäß Rational Software (1998) normalerweise zu den Kernarbeitsschritten. Hier wurde sie den begleitenden Arbeitsschritten zugeordnet. Im Gegensatz zu den Kernarbeitsschritten fällt sie nicht iterativ in jeder IS an. Sie ist das Ergebnis dieser Arbeit. Weiterführende Aktivitäten der Geschäftsmodellierung zu Beginn des Projektes definieren die Elemente des Geschäftsmodells nicht aus allgemeiner, sondern Hersteller-spezifischer

Perspektive, arbeiten detailliertere Use Cases aus und erweitern die Simulation um die späteren IS. Während der gesamten Entwicklung und des Betriebs der Plattform sind Planungs-, Organisations-, Steuerungs- und Kontrolltätigkeiten im Rahmen eines typischen Projektmanagements notwendig. Zu Beginn des Projektes werden einmal Prozesse und Tools der Plattformentwicklung definiert.

Zwei wichtige begleitende Arbeitsschritte für dieses Geschäftsmodell werden durch das RUP nicht abgedeckt. Einerseits fallen aufgrund der kontinuierlichen Integration neuer Funktionalitäten während des Betriebs stetig Wartungs- und Optimierungsaufgaben für die bestehenden Funktionen an.
Andererseits müssen aufgrund des hohen Stellenwertes der Partner das Aufbauen und Managen von Kooperationen ebenso als entscheidende Schlüsselaktivitäten hervorgehoben werden. Mit dem EVU und der Leitung des VKs sollte kontinuierlich evaluiert werden, wie sich die Koordination von Ladesteuerung, Stromhandel und Regelleistungserbringung weiter optimieren lassen. Vor der Präqualifikation für den Regelleistungsmarkt müssen spezielle Systemanforderungen aller vier ÜNBs an diese, für Deutschland neuen, Regelgruppe ermittelt werden. Mit den VNBs müssen Vereinbarungen zum flexiblen netzdienlichen Laden getroffen werden. Allen Netzbetreibern sind Bedenken hinsichtlich der Verlässlichkeit des Systems zur Erbringung von Netzdienstleistungen zu nehmen. Mit potenziellen Partnern aus der PV-Wirtschaft müssen Verhandlungen bzgl. des Angebots eines gemeinsamen Produktbündels geführt werden. Dem Händlernetzwerk müssen Informationsunterlagen zur Verfügung gestellt werden, die sie befähigen potenziellen Kunden das System zu erklären und zu demonstrieren.

Weitere Schlüsselaktivitäten abseits der Plattformentwicklung betreffen die Interaktion mit der anderen Seite der Multi-Sided Platform, den PEV-Fahrern. Zum einen gibt es ein ständiges Bestreben neue Kunden für die Plattform zu gewinnen bzw. durch die Plattform Kunden zum Fahrzeugkauf zu bewegen. Zum anderen sollten bestehende Kunden im System gehalten werden, um von den Effekten einer großen Flotte zu profitieren und perspektivisch die eigene Gewinnmarge zu maximieren. Zur Generierung von Aufmerksamkeit für die Gewinnung neuer Teilnehmer ist die Pflege der Informationskanäle wichtig, der Website, der Auftritte in sozialen Netzwerken, Demonstrationen auf Automessen und die Stimulation des Erscheinens von Erfahrungsberichten in den relevanten Zeitungen und Magazinen der Branche. Bestehenden Teilnehmern sollte stetig der von ihnen erzielte Nutzen, insbesondere in finanzieller, aber auch in sozialer Hinsicht, verdeutlicht werden. Das geschieht einerseits durch die regelmäßigen Verrechnungen oder Auszahlungen und andererseits durch die Verdeutlichung des Einflusses der Services auf die Stromnetzstabilität und seine Bedeutung im Kontext der Energiewende.
Flottenbetreiber können einer engeren Betreuung bedürfen. Sie werden durch einen festen Ansprechpartner beraten, um Betriebsabläufe und Ladesteuerung optimal zu koordinieren. Allen Fahrern sollten per App, Fahrzeug-HMI und den weiteren digitalen Kanälen stetig Tipps gegeben werden, wie sie ihr Ladeverhalten und die Einstellungen ihrer Ladepräferenzen hinsichtlich eines größeren Nutzens optimieren können.

5.4.8 Schlüsselpartner

Wie in der Definition der Schlüsselressourcen in Abschnitt 5.4.6 bereits erwähnt, sind die wichtigsten Partner die Netzbetreiber. Abschnitt 4.6 hat die Hürden für die Präqualifikation eines SCV2G-Systems für die Erbringung von Regelleistung verdeutlicht. Um das Back-End statt der Fahrzeuge zu präqualifizieren, bedarf es der Zustimmung der ÜNBs. Idealerweise wird mit ihnen auch eine Regelung gefunden, wie die Fahrzeuge auch regelzonenübergreifend am Regelleistungsmarkt teilnehmen können, ohne vier getrennte Back-Ends zu errichten. Ebenso wichtig ist es eine möglichst große Anzahl von VNBs von der flexiblen Steuerung der PEVs als Ver-

brauchslast zu überzeugen. Es ist entscheidend rasch die Vorteile des Systems zunächst mit einem oder wenigen VNBs zu demonstrieren und ein Mustermodell für die weiteren VNBs zu entwickeln, die sukzessive in das System einbezogen werden. Während die Interaktion mit den ÜNBs nach der erfolgreichen Präqualifikation hauptsächlich formalisiert im Rahmen der Regelleistungsauktionen über das VK des EVUs stattfindet, werden die VNBs direkt an das eigene Back-End gekoppelt, zumindest solange keine öffentlichen, lokalen Flexibilitätsmärkte existieren.

Außerdem von besonderer Bedeutung ist die Partnerschaft zum EVU. Es managt den Stromhandel hinter den Stromverträgen und dient als weiterer Kanal für die Ansprache der Kunden und den Absatz des Stromvertrages. Zudem sind die Kontakte zu den VNBs vorteilhaft. Sein VK stellt die Schnittstelle zum Regelleistungsmarkt dar. Auf Basis aller Kunden-Daten wird dem VK im Voraus gemeldet, wie viel Regelleistung durch die PEV-Flotte in welchem Zeitraum angeboten werden kann. Zusammen mit allen anderen Anlagen des VKs vermarktet der Betreiber die Regelleistung und sorgt für einen Ausgleich, falls die Flotte weniger Leistung erbringen kann als prognostiziert.

Um effektiv V1B und V2B anbieten zu können, muss der Steuerungsalgorithmus auf reale Daten der PV-Anlage des Gebäudes zugreifen können. Das umfasst neben den Systemparametern auch die aktuelle Einspeiseleistung. Zur Integration dieser Daten müssen die Anbieter vernetzter Wechselrichter oder von HEMS dem OEM einen Schnittstellenzugang gewähren. Dazu sind Kooperationen mit den Produzenten dieser Produkte zu etablieren. Für das Angebot eines Produktbündels, das Elektroauto und PV-System verknüpft, muss ebenso ein Partner gefunden werden. Der Kooperationspartner bringt nicht nur die Elemente des PV-Systems in das Bündel ein, es ist auch sein Netzwerk aus lokalen Experten, auf das Käufer für die Auslegung ihrer Anlage zurückgreifen.

Die Vertragshändler bleiben auch im Rahmen dieses Geschäftsmodells ein wichtiger Kanal für den Automobilhersteller. An ihnen liegt es potenzielle Kunden im persönlichen Gespräch auf das System aufmerksam zu machen, sie von den Vorteilen zu überzeugen und letztlich den Absatz von Elektroautos zu steigern. Während der Nutzung unterstützen sie in Einzelfällen bei der Einrichtung des Systems, beantworten Fragen und nehmen im Rahmen persönlicher Kundenbeziehungen das Feedback der Nutzer auf. Für die komplementären Produkte Stromvertrag und Fahrzeug-PV-System-Bündel stellen sie einen Absatzkanal dar.

5.4.9 Kostenstruktur

Im Gegensatz zur gängigen Kostenstruktur eines OEMs, innerhalb der fast 50 % der Kosten für Materialien anfallen (vgl. Analyse der aktuellen Kostenstruktur in Abschnitt 5.2.4), fallen für dieses Geschäftsmodell die wesentlichen Kosten durch die geteilten Erlöse mit den PEV-Fahrern und dem EVU sowie für die Entwicklung und den Betrieb der Plattform an. Letzteres umfasst hauptsächlich Personalkosten, deren Höhe vom zeitlichen Aufwand abhängig ist. Real bestimmt sich der zeitliche Aufwand stark von den Kompetenzen und der Effizienz der betrieblichen Strukturen des OEMs. Um einen Orientierungswert zu erhalten wurde der zeitliche Aufwand auf Basis des in den Schlüsselaktivitäten definierten Vorgehensmodells für die ersten vier IS geschätzt. Abbildung 5.11 zeigt das Ergebnis der Schätzung für den zeitlichen Aufwand der Entwicklung und des Betriebes der Plattform sowie die resultierenden Arbeitskosten.

Ausgehend von einem hypothetischen Projektstart im Mai 2020 wurden pro Arbeitsschritt und Monat die erforderlichen Mitarbeiter pro Arbeitsschritt abgeschätzt. Die Aufwandshöhe pro Arbeitsschritt orientiert sich grob an den Verläufen in Abbildung 5.10. Aufgrund der hohen Wichtigkeit für das Geschäftsmodell und der Möglichkeit die Aktivitäten einer IS zuzuordnen,

			2020								2021												2022			
			Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez	Q1	Q2	Q3	Q4
IS1	Anforderungen		3	5	1																					
	Koop. EVU	Verhandlungen		2																						
		Stromvertrag			3	3																				
	Analyse & Design			3	5	4	1																			
	Implementierung	DV & Alg.				2	4	4	4	3																
		Anbindung EVU					2	2																		
		Fahrzeug-App						2	2																	
		HMI						2	2																	
		Web-Tool						3	3	2																
	Test & Integration								2	2	1															
	Σ Kernaufgaben IS1		**3**	**10**	**9**	**9**	**7**	**13**	**13**	**7**	**1**															
IS2	Anforderungen					2	3	1																		
	Koop. VK & ÜNB						2	2																		
	Analyse & Design						2	4	3	1																
	Implementierung								1	3	3	3	2													
	Test & Integration												1	2												
	Σ Kernaufgaben IS2					**2**	**7**	**7**	**4**	**4**	**3**	**3**	**3**	**2**												
IS3	Anforderungen								2	4	4	1														
	Koop. VNB											2	4	6	8	10	12	12	12	12	12	12	30	8	6	6
	Analyse & Design									2	4	4	2													
	Implementierung												2	5	5	5	5	5	6	8	10	12	33	18	4	3
	Testen																1	2								
	Σ Kernaufgaben IS3								**2**	**6**	**8**	**7**	**8**	**11**	**13**	**15**	**18**	**19**	**18**	**20**	**22**	**24**	**63**	**26**	**10**	**9**
IS4	Anforderungen																	2	2	1						
	Koop. PV-Systeme																		3	3						
	Analyse & Design																		2	2	1					
	Implementierung																			1	3	3	6			
	Test & Integration																						3			
	Σ Kernaufgaben IS4																	**2**	**7**	**7**	**4**	**3**	**9**			
Begl.	Geschäftsmodell / Projektplanung		3	2																						
	Projektmanagement		1	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	12	12	12	12
	Entwicklungsumgebung			1	2	1																				
	Rollout							1	1	1																
	Kunden-/Partnerbetreuung							1	1	1	1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	33	33	33	33
	Optimierung/Wartung										2	2	2	3	3	3	3	3	4	4	4	4	12	12	12	12
	Σ Begleitende Arbeitsschritte		**4**	**6**	**6**	**5**	**4**	**6**	**6**	**6**	**7**	**7**	**8**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**16**	**17**	**18**	**19**	**57**	**57**	**57**	**57**
	Σ Projekt		**7**	**16**	**15**	**16**	**18**	**26**	**25**	**23**	**19**	**17**	**19**	**23**	**24**	**27**	**31**	**35**	**41**	**44**	**44**	**46**	**129**	**83**	**67**	**66**
	Σ Arbeitskosten Projekt in Mio. €		0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	1,4	0,9	0,7	0,7
			1,46								**3,81**												**3,66**			

Abbildung 5.11: *Schätzung des zeitlichen und finanziellen Aufwands der Plattformentwicklung und ihres Betriebs. Gezeigt wird die abgeschätzte Anzahl der notwendigen Mitarbeiter pro Arbeitsschritt. In den beiden letzten Zeilen wird der zeitliche Aufwand in Kosten umgerechnet. Für 2022 wurden die Monatswerte pro Quartal summiert angegeben.*

wurden Tätigkeiten, die die Kooperation mit den Partnern betreffen, als eigener Kernarbeitsschritt definiert. Bei den begleitenden Arbeitsschritten wurde die Kunden- und Partnerbetreuung hinzugefügt sowie Aufwand für den einmaligen Rollout berücksichtigt. Die höchsten Aufwände ergeben sich während der Umsetzung von IS3 durch die hohe Menge an VNBs, mit denen verhandelt werden muss und durch die hohe Anzahl notwendiger Systemkopplungen entsteht. Werden Unternehmenskosten von 10.000 € pro Mitarbeiter für das erste Jahr, die in jedem weiteren Jahr um 3 % steigen, angenommen, beträgt der finanzielle Aufwand 2020 rund 1,5 Mio. € und 2021 3,8 Mio. €.

Das EVU profitiert durch die Kooperation durch den höheren Absatz neuer Stromverträge. Es generiert bereits Erlöse durch die Gewinnmarge aus den zusätzlichen Stromverträgen. Dennoch müssen Aufwände des EVUs für die Kopplung der Systeme, den Betrieb des VKs und die Etablierung der Kooperationen mit den VNBs berücksichtigt werden. Es wird eine Beteiligung an den direkten Erlösen der Plattform der ersten drei IS in Höhe von 15 % veranschlagt.

6 Abschließende Betrachtungen

In diesem Kapitel werden zunächst die wichtigsten Ergebnisse dieser Arbeit zusammengefasst. Anschließend werden ihre Limitationen und die Übertragbarkeit des Geschäftsmodells diskutiert. Das entwickelte wird in das bisherige Geschäftsmodell der Automobilhersteller eingeordnet. Diese Arbeit endet mit Handlungsempfehlungen für politische Entscheidungen.

6.1 Zusammenfassung

In diesem Masterprojekt wurde ein Geschäftsmodell entwickelt, innerhalb dessen ein Automobilhersteller seinen Kunden Smart Charging und Vehicle-to-Grid anbietet.

Um geeignete Märkte für die Generierung von Erlösen zu finden und das Geschäftsmodell auf den gültigen Regularien aufzubauen, wurden in Kapitel 2 zunächst die Mechanismen der deutschen Stromwirtschaft analysiert. Es wurde die Funktionsweise des Stromsystems sowie die Rollen und Aufgaben der beteiligten Akteure dargelegt. Anhand einer Analyse des Börsenstrompreises und des Lastganges der Verbraucher konnte gezeigt werden, dass sich im Tagesverlauf erhebliche Preis- und Lastunterschiede ergeben. Eine Betrachtung der aktuellen Gesetzeslage hat Möglichkeiten aufgezeigt steuerliche Abgaben für Batteriespeicher und steuerbare Verbrauchseinrichtungen zu reduzieren.
Das deutsche Regelleistungssystem wurde einer genauen Analyse unterzogen. Es wurden die Anforderungen an technische Einheiten für die Partizipation am Regelleistungsmarkt herausgearbeitet und die Mechanismen des Regelleistungsmarktes erklärt. Mittels einer Datenanalyse des Marktes konnten die gängigen Marktpreise für Regelleistung, Regelarbeit und Ausgleichsenergie ermittelt werden. Von den weiteren Systemdienstleistungen ist besonders das Einspeisemanagement von besonderem finanziellen Gewicht für die Netzbetreiber. Fehlende marktwirtschaftliche Prinzipien blockieren hier aber momentan die Generierung von Erlösen.
Abschließend wurde auf Basis der politischen Zielsetzungen gezeigt, dass es künftig zu zeitlichen Diskrepanzen zwischen Energieeinspeisung und Stromverbrauch kommen kann, für deren Beseitigung es neue Mittel benötigt.

Damit das Geschäftsmodell auf dem aktuellen Stand der Technik und des Marktes aufbaut und technisch umsetzbar ist, wurden für Kapitel 3 die aktuellen technischen und ökonomischen Eigenschaften von Elektroautos sowie die Entwicklung des Marktes und der Ladeinfrastruktur analysiert. Die elektrische und informationstechnologische Funktionsweise von Ladesystemen stellt die Grundlage für die technische Realisierung dar.
Der Marktanteil von Elektroautos ist zwar noch gering ist, die Neuzulassungszahlen weisen allerdings einen sehr hohen Anstieg auf, der in den letzten Jahren einem exponentiellen Wachstum glich. Ende 2019 waren in Deutschland rund 175.000 BEVs und 110.000 PHEVs zugelassen. Von der Politik wird ein Bestand von 7 bis 10 Mio. EVs im Jahr 2030 angestrebt. Eine Analyse der Studienlage zu den TCOs von BEVs hat ergeben, dass unter Berücksichtigung staatlicher Subventionen die systematischen Kostennachteile der vergangenen Jahre heute nicht mehr existieren. Im Mittel sind die Batteriekapazitäten der Fahrzeuge in den vergangenen Jahren stetig gewachsen. Auch mit einem Auto der Kompaktklasse lassen sich im Jahr 2020 Reichweiten erzielen, die denen von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor nahekommen. AC-Ladeleistungen ab 11 kW etablieren sich zunehmend als Standard, die meisten Modelle unterstützen auch DC-Laden mit mehr als 40 kW.
Die öffentliche Ladeinfrastruktur besteht zu rund 82 % aus Typ 2 Normalladern. Sie soll von rund 33.000 öffentlichen Ladepunkten Ende 2019 auf 150.000 im Jahr 2025 und eine Mio. im Jahr 2030 ausgebaut werden. Auf jedes PEV kommt aktuell mehr als ein privater Ladepunkt.
Studien zum Nutzungsverhalten von BEV-Fahrern zeigen, dass die Fahrzeuge vorwiegend abends

an privaten AC-Ladepunkten aufgeladen werden und um die 8,5 Stunden Flexibilität beim Start des Ladevorganges aufweisen.
Zwei Studien prognostizieren, dass in den nächsten Jahren Investitionskosten im zweistelligen Milliardenbereich in die Verteilnetze notwendig sind, um die Elektromobilität in das deutsche Stromnetz zu integrieren. Der verbreitete Einsatz von SC und V2G kann die Kosten signifikant reduzieren.

In Kapitel 4 wurden die Konzepte Smart Charging und Vehicle-to-Grid behandelt. Es wurde die Funktionsweise von SC- und V2G-Systemen erklärt. Aus einer Literaturrecherche wurden Prämissen für die Energieverluste und Batteriealterungseffekte durch V2G abgeleitet. Ausführlich wurden Einsatzmöglichkeiten beider Konzepte erklärt. Eine Kalkulation auf der Grundlage zuvor ermittelter Daten überschlägt die Erlösmöglichkeiten und zeigt insbesondere für die Erbringung negativer SRL und netzdienliches Laden ökonomische Attraktivität. Für V2G zeigte die Integration von Elektroautos in ein Gebäude-Energiesystem nennenswerte Stromkostenersparnisse.
Es wurde die Bedeutung der Gewährleistung der Mobilitätsbedürfnisse der Nutzer herausgestellt. Die Eignung von AC-Ladepunkten wurde höher bewertet als die von DC-Ladepunkten. Ausgehend von statistischen Überlegungen, die per Simulation validiert wurden, konnte gezeigt werden, dass die Flottengröße ein Schlüsselfaktor für die Verlässlichkeit des Systems ist.
Anhand des Geschäftsmodells des SC-Anbieters Jedlix und drei V2G-Projekten wurde der aktuelle Verbreitungsstand beider Konzepte veranschaulicht.

Aufbauend auf den Betrachtungen der vorherigen Kapitel wurde in Kapitel 5 das Geschäftsmodell entwickelt. In einer Nutzerwertanalyse wiesen Automobilherstellern die höchste Eignung zur Führung eines SC- und V2G-Geschäftsmodell auf. Die Geschäftsmodellentwicklung orientierte sich in der Folge am Vorgehen des St. Galler Business Model Navigators.
Die Umfeldanalyse zeigte, dass heutige BEV-Käufer die Fahrzeuge aufgrund ihrer Technik und finanzieller Einsparungen kaufen. Das Produktportfolio von OEMs hat sich zunehmend zu einem umfangreichen Produkt-Service-System gewandelt. Strafzahlungen für verpasste CO_2-Flottenziele in der EU stellen für die Automobilhersteller hohe finanzielle Risiken dar. Im Jahr 2021 sparen sie pro mehr verkauftem BEV zwischen 10.000 € und 15.000 € an Strafen.
In der Ideenfindungsphase wurden Cross Selling, Leverage Customer Data, Revenue Sharing und Two-Sided/Multi-Sided Market als relevante Mustergeschäftsmodelle ausgewählt.

Ausgestaltet wurde das Geschäftsmodell nach den Kategorien des Business Model Canvas. Als Ziel des Geschäftsmodells wurde die Absatzförderung von PEVs zur Verhinderung von Strafzahlungen festgelegt. Der Fokus des Nutzenversprechens liegt für die teilnehmenden Fahrer auf einem hohen finanziellen Anreiz. Es wurde ein Stufenmodell für die sukzessive Integration der Einsatzmöglichkeiten vorgeschlagen.
Mit einer Simulation auf Basis realer Börsenstrompreise und Daten des Regelleistungsmarktes hat wurden die Erlöse des vorgeschlagenen Systems geschätzt. Pro Nutzer ergaben sich Einnahmen in Höhe von 343 € pro Jahr. Für die ÜNBs sanken die Regelleistungs- und Regelarbeitskosten um 2,4 Mio. €. Die Belastung des Verteilnetzes durch die PEVs konnte zwischen 16 Uhr und 18 Uhr um 80 % gesenkt werden.
Das Modell des Rational Unified Processes wurde zur Planung der Aktivitäten der Plattformentwicklung genutzt. Auf Basis dieses Vorgehensmodells erfolgte eine Schätzung der Kosten.

6.2 Diskussion

Limitationen und weiterer Forschungsbedarf

Das hier vorgeschlagene Geschäftsmodell wurde aus der allgemeinen Perspektive eines Automobilherstellers entwickelt und behandelt keine konkrete Fallstudie. Es mussten an vielen Stellen Generalisierungen vorgenommen werden, die für Einzelfälle ungültig sein können. Um eine Orientierung für die Erlösmöglichkeiten und Kosten zu erhalten, wurden reale Daten aus der Stromwirtschaft verwendet, aber ebenso Schätzungen vorgenommen. Um dieses Geschäftsmodell umzusetzen bedarf es fallabhängige, tiefergehende Untersuchungen der internen Projektplanung, der externen Kooperationsbereitschaft der Partner und aus der Marktforschung.

Für eine verlässlichere Erlösprognose ist eine Weiterentwicklung der Simulation notwendig. Anstatt die Simulation auf Durchschnittswerten aufzubauen, könnte sie durch eine agentenbasierte Modellierung realistischer gestaltet werden. Zudem bedarf es einer Inklusion der bisher noch nicht integrierten profitablen Einsatzmöglichkeiten, sowie der Berücksichtigung der Nachholeffekte auf die Ausgleichsenergiekosten. Für die Anwendung von V2B müssen Installationskosten für bidirektionale Ladepunkte berücksichtigt werden. Das Bieten auf mehrere Zeitscheiben Regelleistung pro Tag ist zu untersuchen, ebenso wie eine systematische Verschiebung der Ladevorgänge in das Wochenende und ein intelligenter Preisalgorithmus.

Um die Wirtschaftlichkeit von V2G besser einschätzen zu können, liegt weiterer Forschungsbedarf für die Quantifizierung der Energieverluste bidirektionaler Ladezyklen vor. Bisher existiert lediglich eine experimentelle Studie auf diesem Gebiet. Mehrere Studien beziffern die Alterungseffekte der Batterie durch V2G. Die Studienlage kommt hier allerdings zu stark abweichenden Ergebnissen. Aufgrund der starken Fortentwicklung der Batterietechnik sind die Ergebnisse älterer Studien nicht mehr zeitgemäß.

Übertragbarkeit des Geschäftsmodells

Das knappe Ergebnis der Nutzwertanalyse und Jedlix verdeutlichen, dass auch EVUs gute Eignungen für die Realisierung eines SCV2G-Geschäftsmodells aufweisen. Das hier vorgeschlagene Geschäftsmodells wurde speziell auf einen Automobilhersteller ausgerichtet. Es ist daher nur begrenzt auf andere Unternehmensbranchen übertragbar. OEMs bietet sich der besondere Vorteil der Ladesteuerung über die Fahrzeuge, den andere Branche erst über Kooperationen gewinnen müssen. Sie können das Fahrzeug-HMI und ihre Apps zur Nutzerinteraktion verwenden, ihr Händlernetzwerk einbinden und bidirektionales AC-Laden durch einen entsprechenden OBC ermöglichen.

Das Geschäftsmodell wurde auf die Verwendung in Deutschland ausgerichtet. Es kann mit Anpassungen an die rechtlichen sowie marktwirtschaftlichen Rahmenbedingungen und neuen Kooperationen mit EVUs, ÜNBs und VNBs aber ebenso in anderen Ländern verwendet werden. Dort können die Preisunterschiede an der Strombörse signifikant anders ausfallen und es sind andere Regelleistungs- und Regelarbeitspreise zu erwarten. Es ist nicht unwahrscheinlich, dass V2G in Ländern mit geringeren staatlichen Abgaben auf den Strombezug eine deutlich bessere Wirtschaftlichkeit aufweist.
Da in die Zählung der Flottenziele lediglich die verkauften Fahrzeuge innerhalb der Europäischen Union gezählt werden, sollte sich die Expansion zunächst auf Staaten innerhalb der EU beschränken und hier auf Gebiete mit hohen PEV-Neuzulassungen wie Frankreich und die Niederlande.

Einordnung in das bisherige Geschäftsmodell der Automobilhersteller

SC und V2G gliedern sich in das PSS der Automobilhersteller als funktionale e-Mobility Services um das Kernprodukt Automobil herum ein. Sie haben das Potenzial die Abhängigkeit der Kaufentscheidung vom Kernprodukt weiter zu reduzieren. Die Möglichkeit Einnahmen während der Standzeiten des Fahrzeuges zu generieren und dabei sich an der Stabilitätserhaltung des Stromnetzes im Zuge der Energiewende zu beteiligen kann zu einem relevanten Kaufargument abseits der technischen Fahrzeugeigenschaften werden.
Vollzieht das PSS zunehmend auch den Evolutionsschritt hin zum Angebot von Mobilität statt des Fahrzeuges und seiner erweiterten Services, kann dies ein Risiko für SCV2G-Geschäftsmodelle darstellen. Die Fahrzeuge der Flotten von Mobilitätsservices weisen zwar höhere Fahrdistanzen auf, sodass eine höhere Energiemenge intelligent geladen werden kann, jedoch ist stark davon auszugehen, dass sich die Standzeit der Fahrzeuge an konduktiven Ladepunkten und damit das Flexibilitätspotenzial verringert. Abhilfe könnten induktive Ladeplätze schaffen, an denen die Fahrzeuge der Mobilitätsdienste ihre Wartezeiten verbringen.

Hinsichtlich der traditionellen Wertschöpfungskette führt dieses Geschäftsmodell zu einer geringeren Abhängigkeit des Automobilherstellers von seinen Zulieferern. Um dieses Geschäftsmodell zu realisieren, muss er mit neuen Partnern kooperieren. Analog zur Fertigungstiefenverschiebung übernimmt einen wesentlichen Anteil der Wertschöpfung nicht der OEM selber, sondern die Partner und insbesondere die Kunden als Prosumer.
Das Geschäftsmodell verschiebt die Kernkompetenzen der Automobilhersteller von der Entwicklung und Fertigung physischer Bauteile hin zur Softwareentwicklung. Es verstärkt den Bedarf an qualifizierten IT-Kräften.

6.3 Politische Handlungsempfehlungen

Ein Leitmarkt kann als ein geographisch abgegrenzter Raum definiert werden, in dem sich die Diffusion einer Innovation, die sich später international verbreitet, durch günstige lokale Bedingungen früh vollzieht. Leitmärkte bieten Chancen für die heimische Wirtschaft. Unternehmen entwickeln in ihnen frühzeitig Geschäftsmodelle, die sie in die nachziehenden internationalen Märkte exportieren (Thielmann et al., 2014, S. 8). Beispiel: Dass überproportional viele der erfolgreichen europäischen Anbieter von Ladeservices aus den Niederlanden stammen, wie beispielsweise Allego, New Motion, EV Box, Fastned und Jedlix, liegt auch an den dortigen Marktbedingungen. Der Marktanteil von BEVs beträgt in den Niederlanden bereits 8 % (Europäische Kommission, 2020a). Das Land hat besonders viele öffentliche Ladepunkte, pro Einwohner siebenmal so viele wie Deutschland (Europäische Kommission, 2020b). Die Regierung hat klare Ziele für den Umstieg von ICEVs auf PEVs gesetzt. Ab 2030 dürfen nur noch emissionsfreie Fahrzeuge verkauft werden (Niederländische Regierung, 2019, S. 51). Zudem verfügen die Niederlande mit ElaadNL über ein eigenes Forschungscenter für Smart Charging und Ladeinfrastruktur. Länder, die mit SC und V2G wirtschaftlich von den Leitmarkteffekten profitieren wollen, sollten frühzeitig die richtigen Standortpräferenzen schaffen.
Die folgenden Empfehlungen zielen darauf ab die Leitmarktbedingungen für SC und V2G zu verbessern. Die Leitmarktvorteile müssen stets gegen die Last staatlicher Mehrausgaben und volkswirtschaftliche Nebeneffekte abgewogen werden.

Marktdiffusion und Ladeinfrastruktur

Eine der Grundlagen für Leitmarktbedingungen ist eine schnelle Marktdiffusion von PEVs. Finanzielle Anreize (z. B. Kaufprämie, Steuerbefreiung, Erlassen von Parkgebühren etc.), nichtfinanzielle Anreize (z. B. separate Parkplätze, das Befahren von Busspuren, Ausnahmen für

Durchfahrtssperren etc.), die Förderung der öffentlichen Ladeinfrastruktur, die Steigerung des Bewusstseins für die und der Abbau von Vorbehalten gegenüber der Elektromobilität können die Diffusion beschleunigen (Coffman et al., 2016; Kester et al., 2018; Mersky et al., 2016; Rietmann und Lieven, 2019). Als sehr mächtiges Politikwerkzeuge zeigen sich die CO_2-Flottenziele der EU, die die OEMs dazu zwingen technisch und preislich attraktive EVs anzubieten.
Der Fokus sollte sich aber auch auf private und halb-private Ladepunkte richten, da sie für SC und V2G aufgrund der höheren Ladeflexibilität besser geeignet sind. Die Schätzung der NPM, in Deutschland gäbe es 1,1 Ladepunkte pro PEV, und die soziodemographischen Eigenschaften zeigen, dass es bisher vor allem Leute mit guten finanziellen Mitteln und daher nicht selten mit eigenem Wohneigentum sind, die PEV fahren. Ihnen fällt es leicht einen privaten Ladepunkt zu errichten. Um auch Personen in Mietverhältnissen Zugang zu privaten Ladepunkten zu ermöglichen, müssen Miet- und Wohnrecht Barrieren für den Aufbau eigener Ladepunkte abbauen. Der Entwurf für das Wohnungseigentumsmodernisierungs-Gesetz der Bundesregierung ist der erste wichtige Schritt dazu, insbesondere weil in Deutschland mit rund 51,5 % die Wohneigentumsquote EU-weit am geringsten ist (eurostat, 2019). Der Entwurf sieht für jeden Wohnungseigentümer und Mieter das Recht auf den Einbau einer Lademöglichkeit vor (Deutsche Bundesregierung, 2020). Zur Schaffung von Leitmarktbedingungen sollte das Gesetz zügig verabschiedet werden.

Regelleistung

Am meisten Nutzen können SC und V2G durch die Erbringung von Systemdienstleistungen und die Integration in das Energiesystem eines Gebäudes generieren. Im Bereich der Systemdienstleistungen existieren eine Reihe von regulatorischen Barrieren, die ihren Einsatz erschweren.
Kürzere Zeitscheiben, insbesondere für PRL, würden der Markteintritt erheblich erleichtern. Beim Angebot positiver Regelleistung per SC muss bisher die verfügbare Lademenge auf eine ganze Zeitscheibe gestreckt werden, um zu jedem Zeitpunkt die Ladeleistung reduzieren zu können. Dass die angebotene Leistung lediglich in 1 MW-Inkrementen vorgenommen werden kann, stellt insbesondere für kleine Flotten einen Nachteil dar. Innerhalb einer 500 Fahrzeuge umfassenden Flotte müssten ohnehin verhältnismäßig viele Fahrzeuge als Puffer vorgehalten werden. Die verfügbare Leistung dann noch um einen zweistelligen Prozentbetrag abrunden zu müssen, weil das nächst höhere, ganzzahlige Gebot nicht erreicht wird, reduziert die Effizienz deutlich.

Bisher erbringen örtlich-gebundene TEs Regelleistung. Das Präqualifikationsverfahren ist auf große Anlagen ausgelegt, die ein individuelles Verhalten aufweisen. Der Fall, dass TEs mobil sein könnten und eine RG laufend aus sich technisch sehr ähnlich verhaltenden TEs neu zusammengesetzt wird, beachten die Präqualifikationsbedingungen bisher nicht. Ohne Sondergenehmigung müsste nach den aktuellen Regularien beim zuständigen ÜNB bei jedem neuen Nutzer ein Antrag auf Änderung der RG gestellt werden. Das ist bei einem so dynamischen System nicht vorstellbar. Zudem bedarf es vier Präqualifikationen für das gleiche System um deutschlandweit Regelleistung anbieten zu können, da RGs nur auf TEs der gleichen Regelzonen zugreifen dürfen. Sinnvoller ist es das System einmalig einem Präqualifikationsverfahren zu unterziehen. Bei neu hinzukommenden TEs, deren Typ bereits erfolgreich am System teilnimmt, ist auf einen Antrag zu verzichten. Mobilen TEs muss es gestattet sein regelzonenübergreifend die RG flexibel zu wechseln. Innerhalb Deutschlands gelten überall die gleichen Präqualifikationsbedingungen. Ein System, das in einer Regelzone erfolgreich präqualifiziert wurde, muss sich nicht in jeder anderen Regelzone einem erneuten Verfahren unterziehen.

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen und Flexibilitätsmarkt

Förderlich für die verbreitete Nutzung von PEVs als steuerbare Verbrauchseinrichtungen kann eine Änderung des § 14a EnWG sein. Insbesondere an der Formulierung „netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen“ bedarf

es für die Herstellung von Leitmarktbedingungen einer Änderung.
Zum einen ist die Begrifflichkeit „separater Zählpunkt“ zu unscharf formuliert. Auch die Begriffsbestimmung in § 2 Nr. 28 Messstellenbetriebsgesetz bringen hier wenig Klarheit. Zum anderen ist eine Strommessung, die dem Eichrecht genügt, nur sinnvoll, wenn statt eines vollständigen Stopps des Energiebezugs eine Leistungssteuerung erfolgt. Für Verbrauchseinrichtungen, die netzdienlich gesteuert werden, indem ihr Strombezug vollständig verhindert wird, ist lediglich entscheidend zweifelsfrei sicherzustellen, dass die Einrichtungen keinen Strom beziehen. Das ist mit den Bordmitteln eines PEVs zweifelsfrei festzustellen. Für Verbrauchseinheiten, die einen vollständigen Stopp des Strombezugs sicherstellen können, sollte keine Pflicht für einen separaten Zählpunkt im Sinne eines eichrechtskonformen Stromzählers bestehen.

Eine Weiterentwicklung des § 14a EnWG kann der erste Schritt in Richtung lokaler Flexibilitätsmärkte sein. Die Ausgestaltung der Erlöse wird aktuell zu statisch umgesetzt. Die Beschränkung der Gewährung reduzierter NNE stellt einerseits eine Erlösobergrenze dar. Zum anderen wird die Vergütung heute nicht leistungsbezogen, sondern pauschal gewährt. Ein marktwirtschaftlicher Mechanismus wäre die Vergütung der tatsächlich erbrachten Leistungen. Bislang werden Verbrauchseinrichtungen zu häufig zu statischen Uhrzeiten abgeschaltet, auch wenn die Netzsituation dies nicht erfordert. Die Kopplung der Vergütung an den erbrachten Nutzen stellt einen Anreiz für die VNBs dar Anlagen nur zu abzuregeln, wenn dies tatsächlich notwendig ist. Um die Anzahl partizipierender Verbraucher zu erhöhen, sollte außerdem den Nutzern gewährt werden eigenständig zu bestimmen, wann welche Anlage zum netzdienlichen Laden bereitsteht.
Perspektivisch bieten lokale Flexibilitätsbörsen die Möglichkeit auch volkswirtschaftlich vom vollen Potenzial von SC und V2G zu profitieren. Netzbetreiber können auf der Grundlage ihrer Netztopologie und den realen Belastungen ihrer Stromnetze Flexibilitätsangebote von Aggregatoren und großen Verbrauchern nach marktwirtschaftlichen Prinzipien auswählen Für Netzbetreiber stellen sie eine Chance dar Kosten für das Einspeisemanagement zu sparen. Um die Leitmarktbedingungen für SC und V2G zu bessern, ist für die Politik ein Bekenntnis zu Flexibilitätsmärkten, ein zeitlicher Ausblick für die Einführung und eine Intensivierung der Anstrengungen in die Pilotprojekte zu empfehlen.

Steuerliche Abgaben bei Vehicle-to-Grid

Die hauptsächliche Ursache der geringen Wirtschaftlichkeit von V2G, mit Ausnahme von V2B, ist die staatliche Abgabenlast in Form von Konzessionsabgabe, Stromsteuer und EEG-Umlage, obwohl für Energiespeicher bereits zahlreiche Ausnahmeregelungen gelten. Die Aufhebung der Abgaben würde die Erbringung von PRL wirtschaftlich werden lassen.
Aus volkswirtschaftlicher Perspektive muss dennoch die Frage gestellt werden, ob weitere Sonderregelungen angemessen sind. Im Vergleich zu DSM erhöht sich durch V2G nicht nur der Energieumsatz eines Fahrzeuges, sondern auch der des Netzes. Da das Zwischenspeichern, anders als DSM, das Netz zusätzlich belastet, ist eine steuerliche Schlechterstellung sinnvoll. Ob die heutige Höhe angemessen ist, kann hier nicht bewertet werden. Warum allerdings stationäre Batteriespeicher mit der Befreiung von der Stromsteuer nach § 5 StromStG bessergestellt werden als Fahrzeugbatterien, die als Zwischenspeicher innerhalb des Stromnetzes eingesetzt werden, ist nicht ersichtlich. Es ist das erklärte Ziel der Bundesregierung die Anzahl von Fahrzeugen mit Batterien zu erhöhen. Die Fahrzeugbatterien müssen ohnehin hergestellt werden. Ohne V2G werden sie die allermeiste Zeit des Tages aber nicht genutzt. Letztlich führt diese Begünstigung zu insgesamt mehr Batteriespeichern und damit einem höheren Ressourcenverbrauch. Sie steht im Gegensatz zu einer nachhaltigen Wirtschaftspolitik.

Anhang

Die deutsche Stromwirtschaft

Stromentstehungskosten nach Kraftwerkstyp

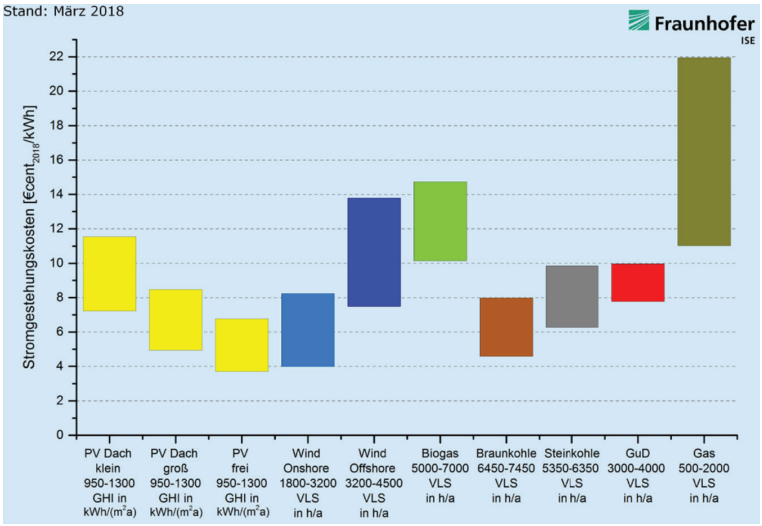


Abbildung 6.1: *Stromentstehungskosten der verschiedenen Kraftwerkstypen. „Der Wert unter der Technologie bezieht sich bei PV auf die solare Einstrahlung (GHI) in kWh/(m²a), bei den anderen Technologien gibt sie die Volllaststundenanzahl der Anlage pro Jahr an. Spezifische Anlagenkosten sind mit einem minimalen und einem maximalen Wert je Technologie berücksichtigt". Grafik übernommen von (Kost et al., 2018, S. 2)*

Illustration von Reserveeinheit, Reservegruppe und Pool

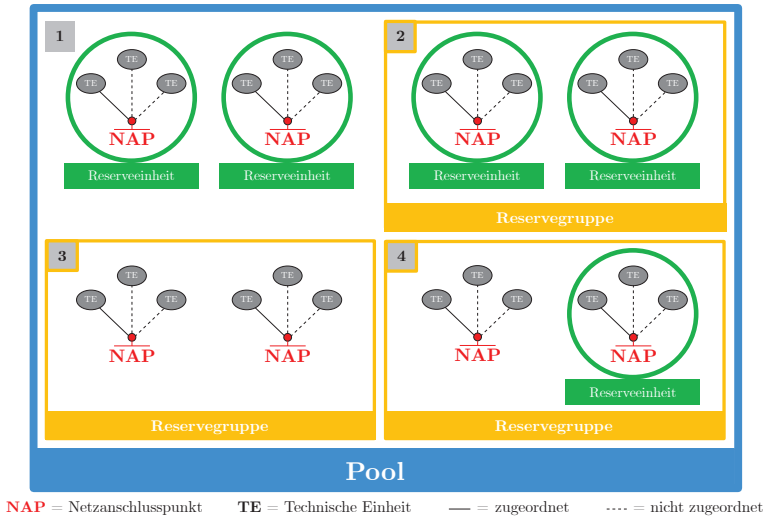


Abbildung 6.2: *Schematische Darstellung der Bildung von technischen Einheiten, Reservegruppen, Regelgruppen und eines Pools für Präqualifikation zur Erbringung von Regelleistung. Die Grafik wurde von 50Hertz et al. (2019d, S. 13) adaptiert.*

Technische Grundlagen der Elektromobilität und Marktentwicklung

Vergleich der Anschaffungs- und Betriebskosten des ADACs

Tabelle 6.1: *Vergleich der Anschaffungs- und Betriebskosten und zwischen BEVs und ähnlichen ICEVs. Die Daten basieren stammen vom Allgemeiner Deutsche Automobil-Club e. V. (2020). Die günstigste Variante wird durch Fettdruck hervorgehoben.*

Modell	Leistung in kW	Antrieb	Grundpreis in EUR	Kosten pro Distanz in ct/km			
				bei Fahrleistung pro Jahr in km			
				10.000	15.000	20.000	30.000
Zoe R110 Z.E. Life (41 kWh)	80	Strom	29.990	53,6	40,0	33,5	26,6
Clio TCe 100 Experience	74	Super	**16.440**	**49,2**	**36,6**	**30,7**	**24,4**
BMW i3	125	Strom	39.000	**64,9**	**49,8**	**41,5**	**33,4**
BMW 118i Sport Line	103	Super	**34.250**	73,2	55,8	46,7	38,4
BMW 118d Sport Line	110	Diesel	38.550	77,8	57,4	47,3	37,8
Model 3 Standard Range Plus	236	Strom	**47.370**	**78,4**	**57,4**	**46,9**	**37,2**
BMW 330i GT Sport Line	185	Super	52.050	115,7	86,1	71,5	57,6
BMW 330d GT Sport Line	190	Diesel	57.250	125,8	92,2	75,9	60,7
VW e-Golf	100	Strom	31.900	**57,8**	**43,6**	**36,7**	**29,2**
Golf VII 1.5 Comfortline	110	Super	**28.675**	69,7	52,2	44,0	35,6
Golf VII 2.0 Comfortline	110	Diesel	31.365	74,2	54,2	45,2	35,7
Smart fortwo coupé EQ	60	Strom	21.940	**41,6**	**31,5**	**26,4**	**21,4**
VW up! 1,0	44	Super	**12.960**	41,8	31,8	27,7	23,1
e-tron 55 quattro	300	Strom	80.900	146,8	106,0	87,1	68,0
Q7 55 TFSI quattro	250	Super	70.500	145,1	106,5	89,2	71,2
Q7 50 TDI quattro	210	Diesel	**69.900**	**136,2**	**99,0**	**81,8**	**65,0**
Kona Elektro (39 kWh)	100	Strom	35.800	61,3	46,4	39,5	31,8
Kona 1.0 T-GDI	88	Super	**21.230**	**55,8**	**42,2**	36,0	29,8
Kona 1.6 CRDi	85	Diesel	23.630	58,2	42,8	**35,9**	**29,0**
Nissan Leaf Tekna (40 kWh)	110	Strom	40.300	**73,4**	**55,8**	**46,5**	**37,2**
Nissan Qashqai 1.3 Tekna	117	Super	**34.860**	74,2	56,8	48,1	39,2
Nissan Qashqai 1.7 Tekna	110	Diesel	38.710	80,5	60,6	51,0	40,8
Taycan 4S (79 kWh)	390	Strom	**105.607**	-	**102,6**	-	-
Panamera 4S PDK	324	Super	118.221	199,1	146,9	123,1	99,2
e.GO Life 60 (23,5 kWh)	57	Strom	21.900	-	35,8	-	-
VW up! 1.0	44	Super	**12.960**	41,8	**31,8**	27,7	23,1

Ladeprofile von Elektroautos

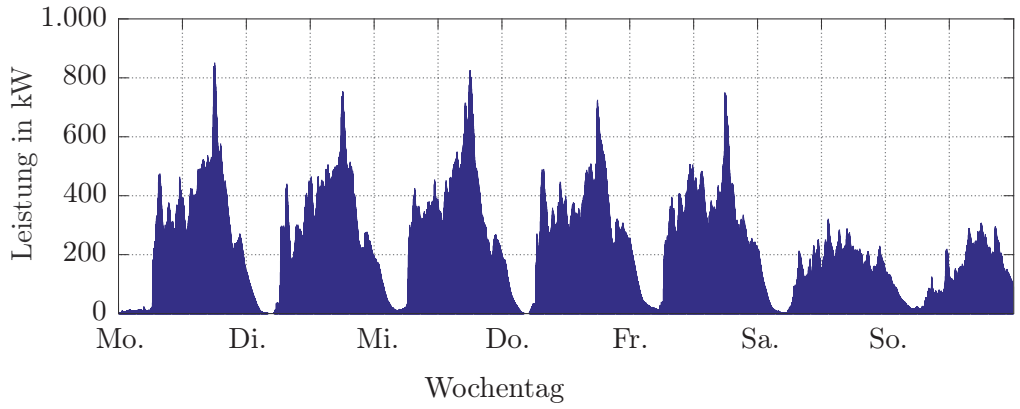


Abbildung 6.3: *PEV-Lastgang während einer Woche innerhalb der Studien iZEUS und CROME. Grafik adaptiert von Schäuble et al. (2017, S. 26)*

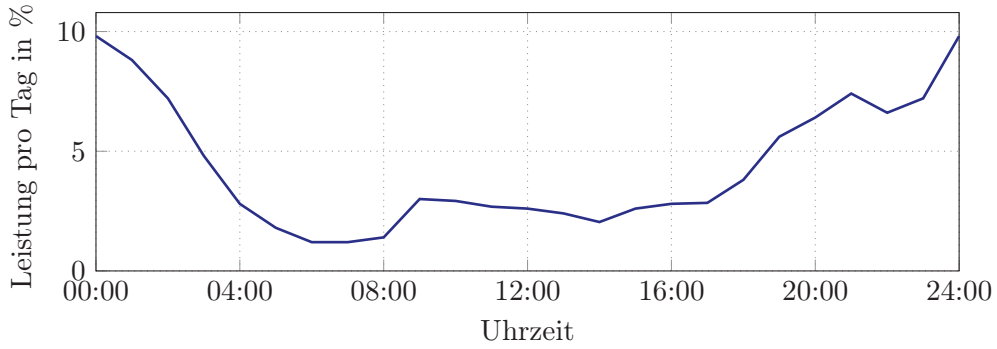


Abbildung 6.4: *Typischer Lastgang der ungesteuerten Jedlix-Flotte in den Niederlanden. Berücksichtigt wurden nur die Ladevorgänge, die nicht zentralisiert gesteuert gestartet wurden, sondern von jedem Fahrer manuell. Die Daten wurden von Refa und Hubbers (2019) veröffentlicht.*

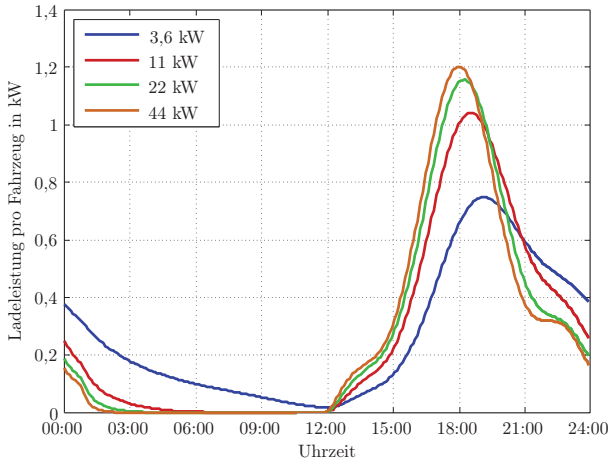


Abbildung 6.5: *PEV-Lastkurve in Deutschland gemäß Probst et al. (2011, S. 4). Die Berechnungen basieren auf der Studie Mobilität in Deutschland 2008“ des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2008).*

Smart Charging und Vehicle-to-Grid

Roadmap der CharIN

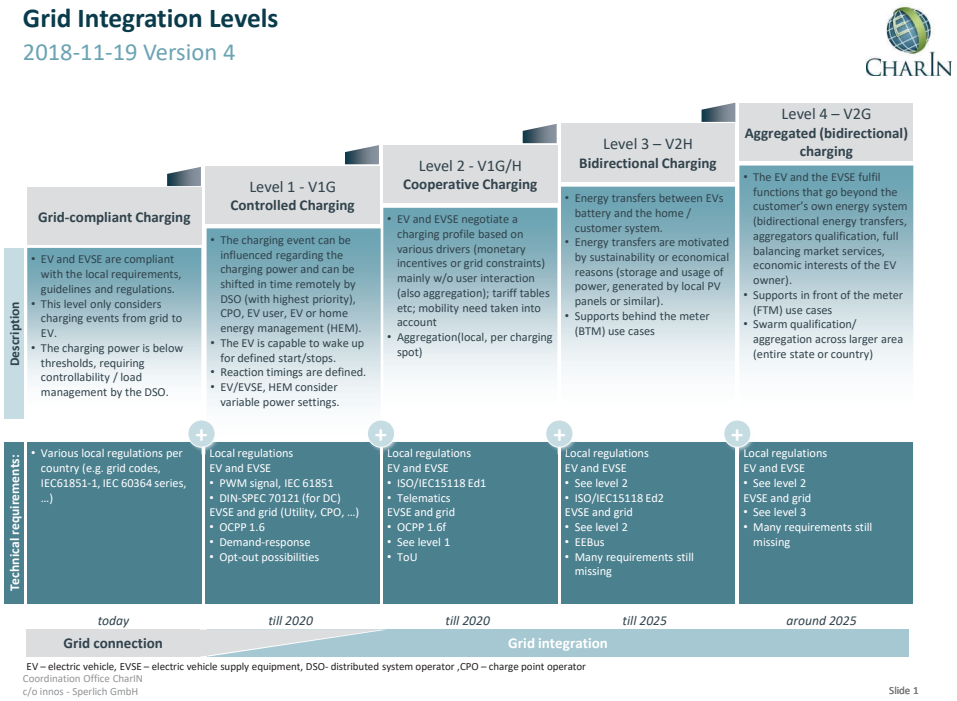


Abbildung 6.6: *Roadmap der Charging Interface Initiative e. V. zur Weiterentwicklung des CCS-Standards (Charging Interface Initiative e. V., 2018).*

Entwicklung eines Smart-Charging- und Vehicle-to-Grid-Geschäftsmodells

Auswahl der Unternehmensbranche

Tabelle 6.2: *Paarweiser Vergleich der Schlüsselkriterien zur Bestimmung ihrer Gewichte. Bei einer 1 wurde das Kriterium in der oberen Zeile gewichtiger als das Kriterium in der linken Spalte eingeschätzt, bei einer 0 fiel die Bewertung andersherum aus.*

	Zugang Ladest.	Flottenauf.	Flotteneig.	Stromwirt.	Technik
Zugang Ladesteuerung	-		0	0	0
Flottenaufbau	1	-	0	0	0
Flotteneigenschaften	1	1	-	1	1
Stromwirtschaft	1	1	0	-	0
Technik	1	1	0	1	-
$\sum$	4	3	0	2	1

Das Business Model Canvas

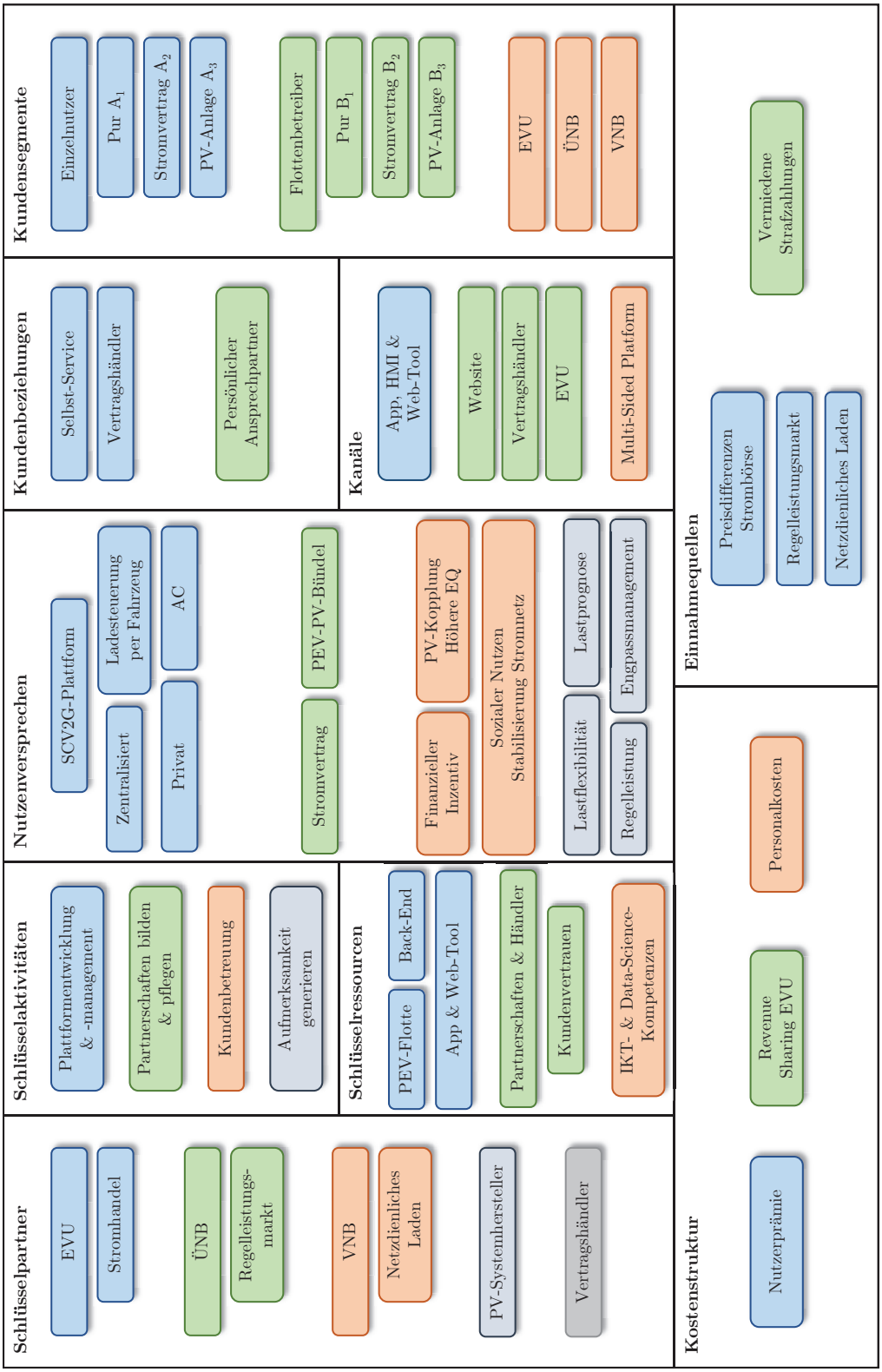


Abbildung 6.7: *Business Model Canvas des entwickelten Geschäftsmodells. Die Farben clustern innerhalb eines Blockes, nicht blockübergreifend.*

Preisanalyse für Sekundärregelleistung und -arbeit

Die Marktpreise für Regelarbeit und Regelenergie zeigen Abhängigkeiten von Uhrzeit sowie vom Wochentag. Im Folgenden werden die Preise für SRL und SRA analysiert. Die Daten wurden nach dem in Sektion 2.3.5 beschriebenen Verfahren ermittelt.

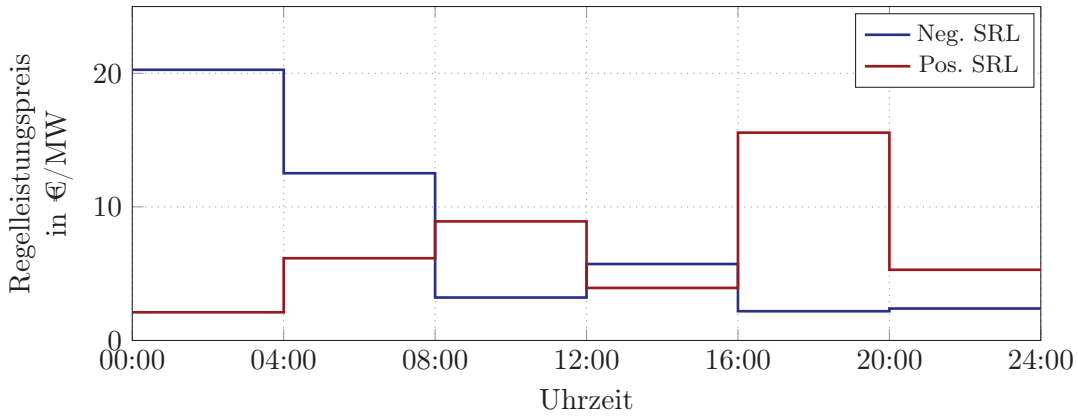


Abbildung 6.8: *Durchschnittspreise für negative und positive SRL im Verlaufe eines Tages im Zeitraum vom 01.09.2019 bis zum 29.02.2020.*

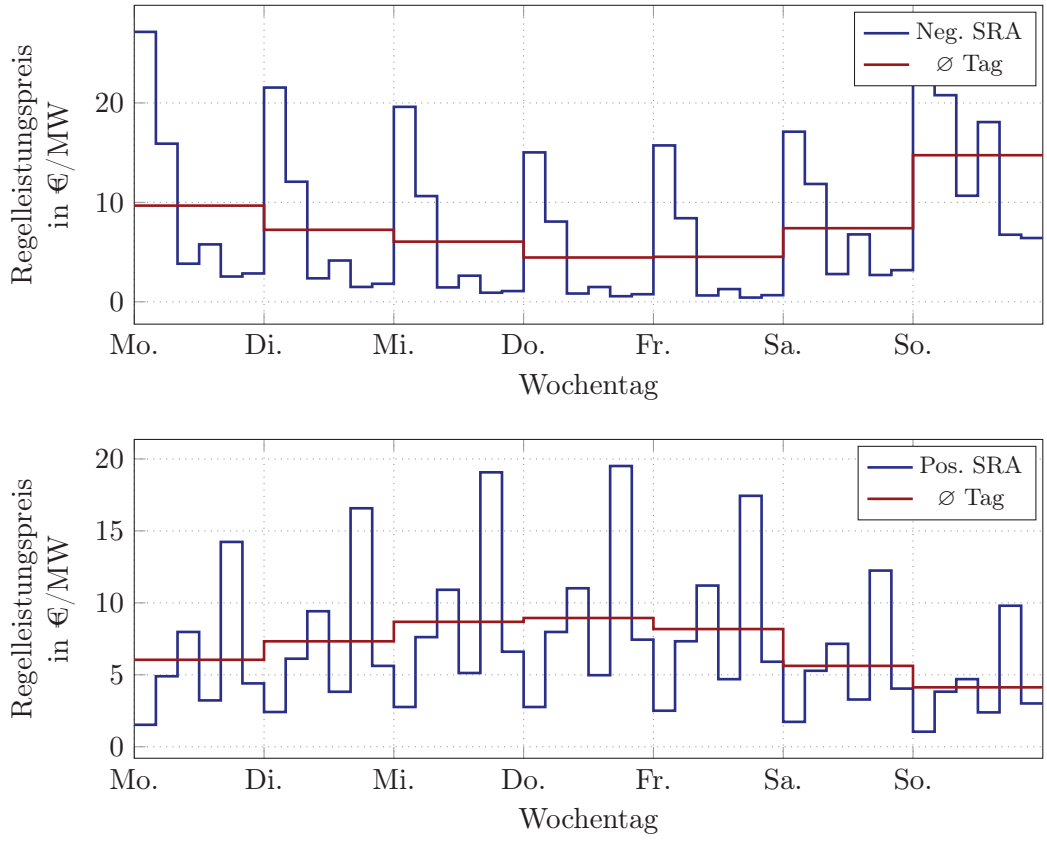


Abbildung 6.9: *Durchschnittliche Preise für negative und positive SRL im Verlaufe einer Woche im Zeitraum vom 01.09.2019 bis zum 29.02.2020. Die roten Graphen zeigen jeweils die Durchschnittspreise auf 4-Stundenbasis, die blauen repräsentieren den Mittelwert über den gesamten Wochentag.*

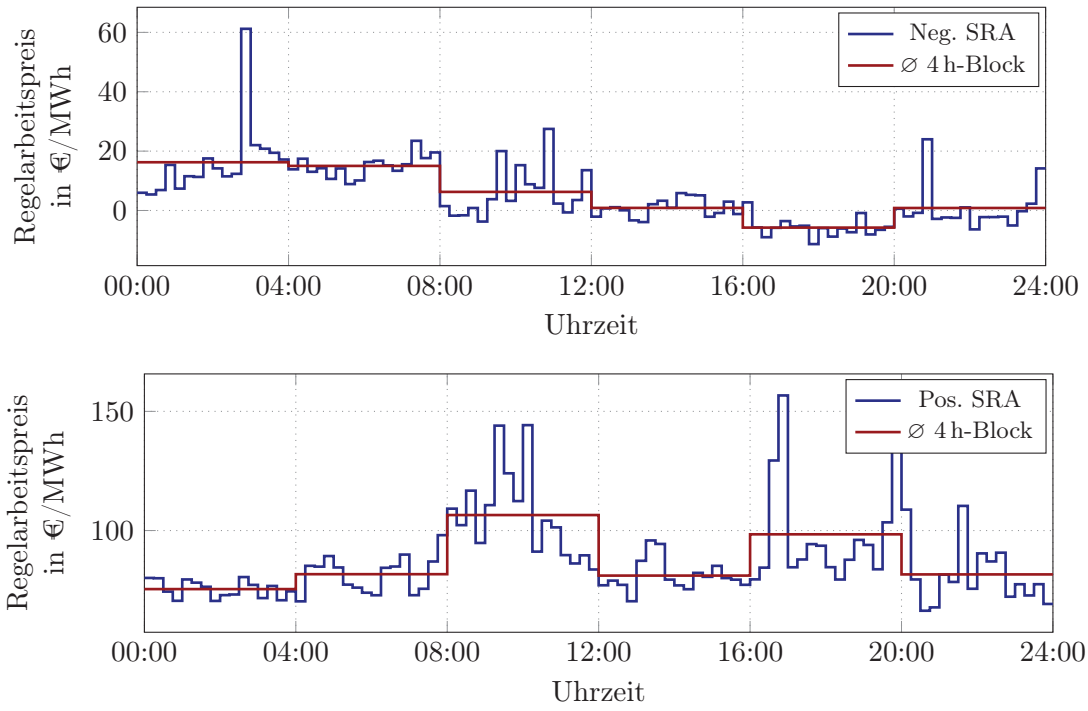


Abbildung 6.10: *Durchschnittspreise für negative und positive SRA im Verlaufe eines Tages im Zeitraum vom 01.09.2019 bis zum 29.02.2020.*

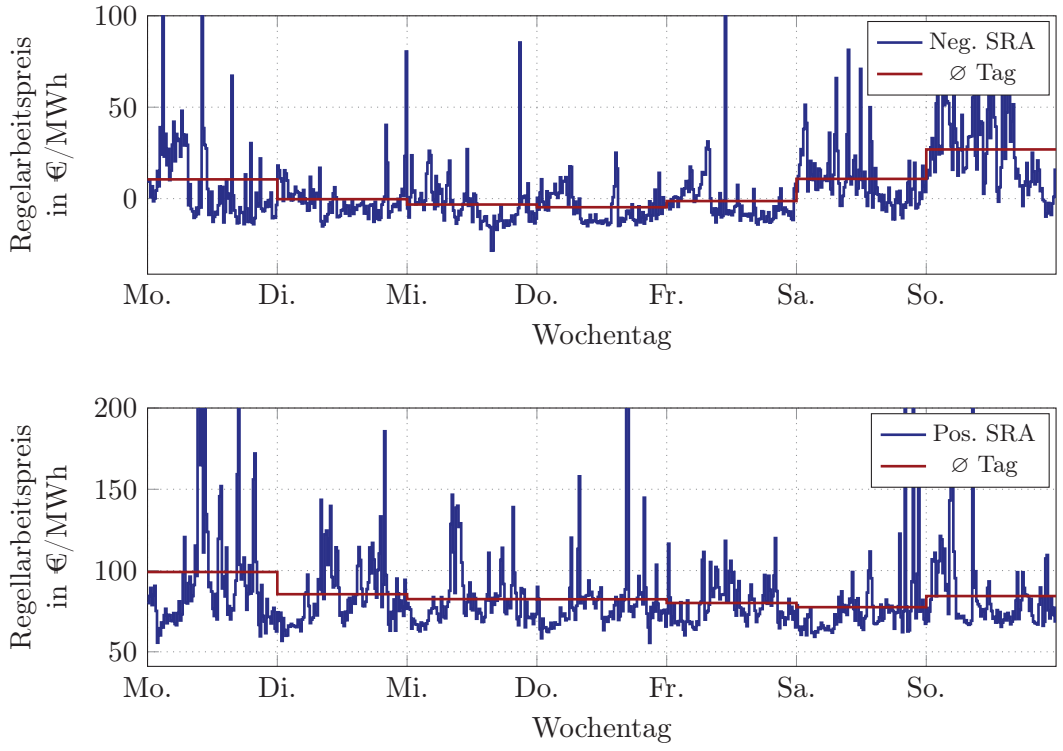


Abbildung 6.11: *Durchschnittliche Preise für negative und positive SAE im Verlaufe einer Woche für das Jahr 2019. Die roten Graphen zeigen jeweils die Durchschnittspreise auf 15-Minutenbasis, die blauen repräsentieren den Mittelwert über den gesamten Wochentag.*

Abbildungsverzeichnis

2.1 Die Netzebenen des europäischen Verbundnetzes. Abbildung in Anlehnung an Konstantin (2017, S. 315). 3
2.2 Bilanzkreismanagement durch den Einkauf verschiedener Stromprodukte. In Anlehnung an Konstantin (2017, S. 456). 6
2.3 Durchschnittswerte des Day-Ahead-Börsenstrompreises und der Last im wöchentlichen und täglichen Verlauf für das Jahr 2019. Die Last wurde im 15-Minutenrhythmus, der Strompreis in einstündigen Abständen aufgezeichnet. Die Grafiken basieren auf dem Datensatz von Burger (2019). 8
2.4 Aufschlüsselung des Strompreises für Privatkunden in seine Komponenten für das Jahr 2019. Angaben pro Kilowattstunde. Abbildung in Anlehnung an Strom-Report (2019). 10
2.5 Regelleistungsarten. Abbildung in Anlehnung an Next Kraftwerke (2019c) und Bundesnetzagentur (2020, S. 201). 13
2.6 Entwicklung der Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG. Die Daten stammen von der Bundesnetzagentur (2015, 2019a). Die Anteile von Wasserkraft und sonstigen EEs sind verschwindend gering. 22
2.7 Entwicklung der Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG. Die Daten stammen von der (Bundesnetzagentur, 2020, S. 199). 24
2.8 Historische Entwicklung des deutschen Strommix. Die Daten stammen vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2020). 25
2.9 Prognostizierte Entwicklung des deutschen Strommix. Die Daten für den Zeitraum 2016 bis 2030 stammen aus dem „Projektionsbericht der Bundesregierung 2019“ (Deutsche Bundesregierung, 2019b, S. 154) und basieren auf Modellrechnungen des Öko-Instituts. Der rechte Balken visualisiert die Zielzusammensetzung gemäß „Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050“ im Jahr 2030 (Deutsche Bundesregierung, 2019a, S. 39). . . 26
2.10 Simulation eines Stromsystems basierend auf 100 % erneuerbaren Energien. Zeitlicher Vergleich des täglichen Lastgangs mit der potenziellen Einspeiseleistung. Die Simulation basiert auf den Daten von (Burger, 2019). 26
2.11 Zweite Simulation für ein Stromsystem mit 100 % erneuerbaren Energien. Es wurden keine Mittelwerte gebildet. Betrachtet wird der Zeitraum vom 01. Januar 2019 bis 07. Januar 2019. Die Simulation basiert auf den Daten von (Burger, 2019). . 27

3.1 Vergleich von Fahrzeugtypen nach ihrer Antriebstechnologie. 29
3.2 Simplifiziertes, konduktives, unidirektionales Ladesystem aus Niederspannungsnetz, AC- oder DC-EVSE und BEV. Darstellung in Anlehnung an Lawson (2018) und Garbe (2019, S. 21). 31
3.3 Qualitative Darstellung der Ladeparameter beim CCCV-Verfahren. Abbildung in Anlehnung an Schulz (2014). 32
3.4 Bildliche Darstellung der Ladesteckervarianten aufseiten des PEVs. 33
3.5 Marktanteil und Absatzzahlen für BEV wachsen exponentiell in Deutschland. Die Daten stammen vom Kraftfahrtbundesamt (2020a). 35
3.6 Umfrage zu den Gründen gegen den Kauf eines Elektroautos. Gefragt wurde: „Stellen Sie sich einmal vor, Sie würden sich für ein Elektroauto interessieren oder haben bereits über den Kauf eines Elektroautos nachgedacht. Welche Gründe könnten Sie davon abhalten, ein solches Auto zu kaufen?“ Eine Mehrfachantwort war möglich. Die Daten stammen von Bantle und Metz (2019). 36

3.7 Entwicklung der Kosten für den Batteriekasten eines Elektroautos (Field, 2020). Die Kosten werden inflationsbereinigt für den Geldwert im Jahr 2019 angegeben und wurden mit einem Wechselkurs von $1\,€ = 1,1\,\$$ umgerechnet. 37
3.8 Durchschnittliche NEFZ Reichweite der zwischen 2015 und 2020 in Deutschland verkauften BEVs. Werte nach 2017 sind Prädiktionen. Die Daten stammen von Horváth & Partners (2018). 39
3.9 Entwicklung der Anzahl der öffentlichen Ladepunkte in Deutschland. Die Daten bis einschließlich 2019 stammen von der Europäischen Kommission (2020). Die Werte nach 2019 sind Schätzungen der Nationalen Plattform Elektromobilität (2018, S. 55). 41
3.10 Anteile der Ladesteckertypen an allen öffentliche und halb-öffentlichen Ladepunkten. Die Daten basieren auf Angaben der Europäischen Kommission (2020). . . . 41
3.11 Abhängigkeit des Parkortes von der Uhrzeit eines PEVs. Die Daten basieren auf *iZEUS*. Die Grafik stammt von Schäuble et al. (2017, S. 16) und wurde adaptiert. 43
3.12 Typischer Lastgang einer PEV-Flotte, deren Ladevorgänge nicht gesteuert werden, sondern von jedem Fahrer manuell gestartet wird. Die L1-Ladepunkte liefern 1,4 kW, L2 3,6 kW bis 11,4 kW und DC-Schnelllader 50 kW bis 105 kW. Die Grafik stammt von Bedir et al. (2018, S. 4) und wurde adaptiert. 43

4.1 Schematische Darstellung der Verknüpfung der wichtigsten Stakeholder beim Laden an einem öffentlichen Ladepunkt. 49
4.2 Statistische Verteilung der verfügbaren Ladeleistungen für die Flottengrößen 256 und 65.536 als Ergebnis der Simulation. 69
4.3 Abhängigkeit der Größe des notwendigen Sicherheitspuffers zur Erfüllung angebotener Regelleistung in Abhängigkeit der Anzahl partizipierender Fahrzeuge. . . 70
4.4 Angebot von Lastverschiebungen an EVU über die Jedlix-Plattform. 71
4.5 Angebot von SRL über ein VK und die Jedlix-Plattform. 71

5.1 Gründe für das Fahren eines Elektroautos. Die Daten stammen aus der Studie von The New Motion BV (2020, S. 8). 79
5.2 Entwicklung der Produkt-Service-Systeme der Automobilhersteller. 82
5.3 Traditionelle Wertschöpfungskette der Automobilindustrie. Abbildung in Anlehnung an Seeberger (2016, S. 69). 83
5.4 Umsatzerlöse der Volkswagen AG nach Segment gemäß dem Jahresabschlussbericht 2019 (Volkswagen AG, 2020). 85
5.5 Geschätzte Kostenstruktur eines Automobilherstellers gemäß Kallstrom (2015). . 86
5.6 Kundensegmente der Multi-Sided Platform. 92
5.7 Integration der profitablen Einsatzmöglichkeiten von Smart Charging und Vehicle-to-Grid in das SCV2G-System im zeitlichen Verlauf. 98
5.8 Verwendeter Ladealgorithmus zur marktnahen Simulation der Erlöse durch Kombination der Kopplung der Ladevorgänge an den realen Börsenstrompreis, zur Erbringung negativer SRL und zum netzdienlichen Laden. 106
5.9 Vergleich der täglichen Ladekurven zwischen dem beschriebenen Algorithmus und dem Referenzszenario. 107
5.10 Modellierung des Vorgehens bei der Plattformentwicklung mit dem Rational Unified Process. Die Graphen zeigen den Verlauf des Aufwandes in Abhängigkeit von der Projektphase. Die Grafik stammt von Rational Software (1998) und wurde angepasst. 111

5.11 Schätzung des zeitlichen und finanziellen Aufwands der Plattformentwicklung und ihres Betriebs. Gezeigt wird die abgeschätzte Anzahl der notwendigen Mitarbeiter pro Arbeitsschritt. In den beiden letzten Zeilen wird der zeitliche Aufwand in Kosten umgerechnet. Für 2022 wurden die Monatswerte pro Quartal summiert angegeben. 114

6.1 Stromentstehungskosten der verschiedenen Kraftwerkstypen. „Der Wert unter der Technologie bezieht sich bei PV auf die solare Einstrahlung (GHI) in kWh/(m^2a), bei den anderen Technologien gibt sie die Volllaststundenanzahl der Anlage pro Jahr an. Spezifische Anlagenkosten sind mit einem minimalen und einem maximalen Wert je Technologie berücksichtigt“. Grafik übernommen von (Kost et al., 2018, S. 2) 121
6.2 Schematische Darstellung der Bildung von technischen Einheiten, Reservegruppen, Regelgruppen und eines Pools für Präqualifikation zur Erbringung von Regelleistung. Die Grafik wurde von 50Hertz et al. (2019d, S. 13) adaptiert. 121
6.3 PEV-Lastgang während einer Woche innerhalb der Studien *iZEUS* und *CROME*. Grafik adaptiert von Schäuble et al. (2017, S. 26) 123
6.4 Typischer Lastgang der ungesteuerten Jedlix-Flotte in den Niederlanden. Berücksichtigt wurden nur die Ladevorgänge, die nicht zentralisiert gesteuert gestartet wurden, sondern von jedem Fahrer manuell. Die Daten wurden von Refa und Hubbers (2019) veröffentlicht. 123
6.5 PEV-Lastkurve in Deutschland gemäß Probst et al. (2011, S. 4). Die Berechnungen basieren auf der Studie Mobilität in Deutschland 2008“ des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2008). 123
6.6 Roadmap der Charging Interface Initiative e. V. zur Weiterentwicklung des CCS-Standards (Charging Interface Initiative e. V., 2018). 124
6.7 Business Model Canvas des entwickelten Geschäftsmodells. Die Farben clustern innerhalb eines Blockes, nicht blockübergreifend. 125
6.8 Durchschnittspreise für negative und positive SRL im Verlaufe eines Tages im Zeitraum vom 01.09.2019 bis zum 29.02.2020. 126
6.9 Durchschnittliche Preise für negative und positive SRL im Verlaufe einer Woche im Zeitraum vom 01.09.2019 bis zum 29.02.2020. Die roten Graphen zeigen jeweils die Durchschnittspreise auf 4-Stundenbasis, die blauen repräsentieren den Mittelwert über den gesamten Wochentag. 126
6.10 Durchschnittspreise für negative und positive SRA im Verlaufe eines Tages im Zeitraum vom 01.09.2019 bis zum 29.02.2020. 127
6.11 Durchschnittliche Preise für negative und positive SAE im Verlaufe einer Woche für das Jahr 2019. Die roten Graphen zeigen jeweils die Durchschnittspreise auf 15-Minutenbasis, die blauen repräsentieren den Mittelwert über den gesamten Wochentag. 127

Tabellenverzeichnis

2.1 Anbindung der Akteure. Tabelle in Anlehnung an Zapf (2017, S. 30) und Fuchs et al. (2012, S. 59ff.). 4
2.2 Auflistung der präqualifizierten Leistungen in GW nach Regelleistungsart in Abhängigkeit der Erbringungstechnologie. Die Daten stammen von den ÜNBs (50Hertz et al., 2019e). 14
2.3 Durchschnittlich ausgeschriebene Leistungsbedarfe und gezahlte Leistungspreise nach Regelleistungsart in Deutschland für den Zeitraum 01.09.2019 bis 29.02.2020. Angaben basieren auf einer eigenen Analyse der Daten von www.regelleistung.net. 17
2.4 Durchschnittlich abgerufene Regelarbeit und Regelarbeitspreise zwischen dem 01.09.2019 und dem 29.02.2020. Die gezeigten Arbeitspreise wurden über die Last, nicht über die Zeit gemittelt. Die Angaben basieren auf einer eigenen Analyse der Daten von www.regelleistung.net. 18
2.5 Finanzielles Marktvolumen des Regelleistungs- und Regelarbeitsmarktes vom im Zeitraum zwischen dem 01.09.2019 und dem 29.02.2020. Die Angaben basieren auf einer eigenen Analyse der Daten von www.regelleistung.net. 19
2.6 Mechanismus der Bilanzkreisabrechnung über den reBAP. Tabelle in Anlehnung an die ÜNBs (50Hertz et al., 2016). 20
2.7 Durchschnittlicher reBAP und Regelzonensaldo in Abhängigkeit ihrer Vorzeichen im Zeitraum zwischen dem 01.09.2019 und dem 29.02.2020. Die Angaben basieren auf einer eigenen Analyse der Daten von www.regelleistung.net. 20

3.1 Zahlen des Kraftfahrtbundesamtes zu den Neuzulassungen und dem Bestand von Elektroautos in Deutschland im Jahr 2019 (Kraftfahrtbundesamt, 2019b, 2020a, 2020b). Die Angaben zum Wachstum beziehen sich auf den Vergleich mit den Neuzulassungen im Jahr 2018. Der Bestand aller Pkws lag Anfang 2019 bei rund 47 Mio. 34
3.2 Vergleich der Reichweiten und Batteriekapazitäten der am häufigsten in Deutschland verkauften BEVs im Jahr 2019 und neuerer Modelle. Reichweitenangaben gemäß WLTP. Die Daten zu den Reichweiten und Batteriekapazitäten sind den Datenblättern der Hersteller entnommen, die Marktdaten basieren auf Angaben des Kraftfahrtbundesamt (2020a). 38
3.3 Vergleich der Ladeleistungen und -geschwindigkeiten der am häufigsten verkauften BEVs in Deutschland und einiger neuerer Modelle. Aufgrund des starken Abfalls der Ladeleistung bei hohen SoCs werden die DC-Ladegeschwindigkeiten bis zu einem SoC von 80% gemessen. Die Daten stammen von ev-database.org (2019). . 40
3.4 Das durchschnittliche Ladeverhalten eines PEVs. Die Daten stammen von Ensslen et al. (2019, S. 10). 42
3.5 Prognostizierte Investitionskosten für den Ausbau des Verteilnetzes für verschiedene Szenarien gemäß der Studie von Agora Verkehrswende et al. (2019, S. 57ff.). 45

4.1 Berechnete Energieverluste eines V2G-Ladesystems in der Studie von Kriukov und Gavrilas (2019). 51
4.2 Gemessene Energieverluste eines V2G-Ladesystems bei 40 A Ladestrom in der Studie von Apostolaki-Iosifidou et al. (2017). Da die Autoren die Energieverluste der Fahrzeugkomponenten nur in Prozent ausweisen wurden die Absolutwerte aus den Prozentwerten ermittelt. 52
4.3 Alterungseffekte für zweistündiges Peak-shaving und frequency regulation per V2G gemäß der Simulation von Wang et al. (2016b). 53
4.4 Prämissen für den Wertverlust durch die V2G-Services pro geleistete Stunde. . . 55

4.5 Literaturüberblick über die Einsatzmöglichkeiten von Smart Charging und Vehicle-to-Grid. 56
4.6 Durchschnittlicher Day-Ahead-Börsenstrompreis 2019 für ausgewählte Uhrzeiten. 57
4.7 Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für die Einsatzmöglichkeiten von Smart Charging und Vehicle-to-Grid. 64

5.1 Literaturüberblick über vorgeschlagene Unternehmensbranchen, die als Anbieter von Smart-Charging- oder Vehicle-to-Grid-Services auftreten. 73
5.2 Ermittlung der Nutzwerte auf Basis der gewichteten Schlüsselkriterien und Ausprägungen der Unternehmensbranchen. FB: Flottenbetreiber. 77
5.3 Prognose von Schweikl (2020) zum Erreichen der EU CO_2-Flottenziele der größten Automobilhersteller. RNM: Renault-Nissan-Mitsubishi-Allianz; PSA: Peugeot Société Anonyme (Citroën, DS, Opel, Peugeot und Vauxhall); FCA: Fiat Chrysler Automobiles; JRL: Jaguar Land Rover. 87
5.4 Vergleich des Energiebezugs und der finanziellen Umsätze für beide Szenarien für den 182-tägigen Zeitraum unter den Annahmen für 2022. 108
5.5 Zusammenfassung der Erlöse und Kosten der Plattform sowie ersparte Strafzahlungen für verpasste Flottenziele für die gesetzten Prämissen. Alle Angaben in Mio. €. 109

6.1 Vergleich der Anschaffungs- und Betriebskosten und zwischen BEVs und ähnlichen ICEVs. Die Daten basieren stammen vom Allgemeiner Deutsche Automobil-Club e. V. (2020). Die günstigste Variante wird durch Fettdruck hervorgehoben. 122
6.2 Paarweiser Vergleich der Schlüsselkriterien zur Bestimmung ihrer Gewichte. Bei einer 1 wurde das Kriterium in der oberen Zeile gewichtiger als das Kriterium in der linken Spalte eingeschätzt, bei einer 0 fiel die Bewertung andersherum aus. . 124

Abkürzungsverzeichnis

AEP	Ausgleichsenergiepreis
AC	Alternating Current
BEV	Battery Electric Vehicle
BJB	Battery Junction Box
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMS	Batteriemanagementsystem
CCCV	Constant-Current-Constant-Voltage-Verfahren
CCS	Combined Charging System
CCU	Charging Control Unit
CharIN	Charging Interface Initiative e. V.
CPO	Charging Point Operator
DC	Direct Current
DSM	Demand Side Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EEX	European Energy Exchange
eMSP	e-Mobility Service Provider
EQ	Eigenverbrauchsquote
EV	Electric Vehicle
EVSE	Electric Vehicle Supply Equipment
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FCA	Fiat Chrysler Automobiles
FCEV	Fuel Cell Electric Vehicle
F&E	Forschung und Entwicklung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HEMS	Heim-Energie-Management-System
HEV	Hybrid Electric Vehicle
HMI	Human-Machine-Interface
HPC	High Power Charger
HV	Hochvolt
ICEV	Internal Combustion Engine Vehicle
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IS	Integrationsstufe
JRL	Jaguar Land Rover
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
KBA	Kraftfahrtbundesamt
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MOL	Merit-Order-Liste
MOD	Mobile Online-Dienst
MR	Momentanreserve
MRL	Minutenregelleistung
MS	Mittelspannung
NNE	Netznutzungsentgelte
NPM	Nationale Plattform Zukunft der Mobilität
NS	Niederspannung

OBC	On-Board Charger
OEM	Original Equipment Manufacturer
OPCC	Open Charging Point Protocol
OTC	Over-The-Counter
PEV	Plug-in Electric Vehicle
PHEV	Plug-in-Hybrid Electric Vehicle
PRL	Primärregelleistung
PSS	Produkt-Service-System
PWR	Pulswechselrichter
PV	Photovoltaik
RE	Reserveeinheiten
PSA	Peugeot Société Anonyme
RUP	Rational Unified Process
reBAP	regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis
RG	Reservegruppen
RNM	Renault-Nissan-Mitsubishi-Allianz
RNO	Roaming Network Operator
SC	Smart Charging
SCV2G	Smart Charging und Vehicle-to-Grid
SRL	Sekundärregelleistung
SoC	State of Charge
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
TE	Technische Einheit
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WLTP	Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure
WR	Wechselrichter
V2B	Vehicle-to-Building
V2G	Vehicle-to-Grid
V2H	Vehicle-to-Home
V2L	Vehicle-to-Load
V2V	Vehicle-to-Vehicle
VK	Virtuelles Kraftwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber

Literaturverzeichnis

50Hertz, Amprion, TenneT, und TransnetBW (2016). Modell zur Berechnung des regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreises (reBAP) unter Beachtung des Beschlusses BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25.10.2012. Verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/REBAP_BNETZA_BK6-12-024. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

50Hertz, Amprion, TenneT, und TransnetBW (2017). Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016-2020. Verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/Ver%C3%B6ffentlichungen/Bericht_zur_Leistungsbilanz_2017.pdf. Zuletzt geprüft am 16.01.2020.

50Hertz, Amprion, TenneT, und TransnetBW (2019a). Gemeinsame Ausschreibung Minutenreserveleistung. Verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/static/mrl. Zuletzt geprüft am 17.01.2020.

50Hertz, Amprion, TenneT, und TransnetBW (2019b). Gemeinsame Ausschreibung Sekundärregelleistung. Verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/static/srl. Zuletzt geprüft am 17.01.2020.

50Hertz, Amprion, TenneT, und TransnetBW (2019c). Modalitäten für Anbieter von Systemdienstleistungen zum Netzwiederaufbau. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-249/BK6-18_249_begleitdokument_vom_02_10_2019_vergleichsversion.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

50Hertz, Amprion, TenneT, und TransnetBW (2019d). Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland („PQ-Bedingungen“). Verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/PQ_Bedingungen_FCR_aFRR_mFRR. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

50Hertz, Amprion, TenneT, und TransnetBW (2019e). Präqualifizierte Leistung in Deutschland. Verfügbar unter https://www.regelleistung.net/ext/download/pq_capacity. Zuletzt geprüft am 16.01.2020.

Agora Verkehrswende (2020). Technologieneutralität im Kontext der Verkehrswende. Kritische Beleuchtung eines Postulats. Verfügbar unter https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/Technologieneutralitaet/33_Technologieneutralitaet_LANGFASSUNG_WEB_20-04-20.pdf. Zuletzt geprüft am 04.05.2020.

Agora Verkehrswende, Agora Energiewende, und Regulatory Assistance Project (RAP) (2019). Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus. Verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2018/Netzausbau_Elektromobilitaet/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Ahmadian, A., Sedghi, M., Elkamel, A., Fowler, M., und Aliakbar Golkar, M. (2018). Plug-in electric vehicle batteries degradation modeling for smart grid studies: Review, assessment and conceptual framework. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81:2609–2624. Verfügbar unter doi:10.1016/j.rser.2017.06.067.

Ahmadian, A., Sedghi, M., Mohammadi-ivatloo, B., Elkamel, A., Aliakbar Golkar, M., und Fowler, M. (2018). Cost-Benefit Analysis of V2G Implementation in Distribution Networks

Considering PEVs Battery Degradation. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(2):961–970. Verfügbar unter doi:10.1109/TSTE.2017.2768437.

allego (2019). Abkürzungen über Abkürzungen! Was sagen Ihnen MSP, CPO und EMSP? Verfügbar unter `https://www.allego.eu/de-de/blog/2019/august/pro-charging-msp#`. Zuletzt geprüft am 06.03.2020.

Allgemeiner Deutsche Automobil-Club e. V. (2020). Kostenvergleich e-Fahrzeuge + Plug-In Hybride gegen Benziner und Diesel. Verfügbar unter https://assets.adac.de/image/upload/v1581676073/ADAC-eV. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Almehizia, A. A. und Snodgrass, J. M. (2018). Investigation of V2G economical viability. In *2018 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC)*, Seiten 1–6. Verfügbar unter doi:10.1109/TPEC.2018.8312048.

Apostolaki-Iosifidou, E., Codani, P., und Kempton, W. (2017). Measurement of power loss during electric vehicle charging and discharging. *Energy*, 127:730–742. Verfügbar unter doi:10.1016/j.energy.2017.03.015.

Apostolaki-Iosifidou, E., Kempton, W., und Codani, P. (2018). Reply to Shirazi and Sachs comments on "Measurement of Power Loss During Electric Vehicle Charging and Discharging". *Energy*, 142:1142–1143. Verfügbar unter doi:10.1016/j.energy.2017.10.080.

Azadfar, E., Sreeram, V., und Harries, D. (2015). The investigation of the major factors influencing plug-in electric vehicle driving patterns and charging behaviour. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42:1065–1076. Verfügbar unter doi:10.1016/j.rser.2014.10.058.

Bailey, J. und Axsen, J. (2015). Anticipating PEV buyers' acceptance of utility controlled charging. *Transportation Research Part A: Policy and Practice*, 82:29–46. Verfügbar unter doi:10.1016/j.tra.2015.09.004.

Bantle, C. und Metz, J. (2019). Meinungsbild E-Mobilität - Meinungsbild der Bevölkerung zur Elektromobilität. Bundesverbund der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Verfügbar unter `https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20190527_Fakten-und-Argumente-Meinungsbild-E-Mobilitaet.pdf`. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Bañol Arias, N., Hashemi, S., Andersen, P., Træholt, C., und Romero, R. (2020). Assessment of economic benefits for EV owners participating in the primary frequency regulation markets. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 120. Verfügbar unter doi:10.1016/j.ijepes.2020.105985.

Bedir, A., Crisostomo, N., Allen, J., Wood, E., und Rames, C. (2018). Staff Report-California PEV Infrastructure Projections 2017-2025. California Energy Commission. Verfügbar unter `https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70893.pdf`. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Berret, M., Mogge, F., Bodewig, M., Fellhauer, E., Söndermann, C., und Schmidt, M. (2017). Global Automotive Supplier Study 2018. Roland Berger und LAZARD. Verfügbar unter `https://www.rolandberger.com/publications/publication_pdf/roland_berger_global_automotive_supplier_study_2018.pdf`. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Bessa, R. J. und Matos, R. J. (2014). Optimization models for an EV aggregator selling secondary reserve in the electricity market. *Electric Power Systems Research*, 106:36–50. Verfügbar unter doi:10.1016/j.epsr.2013.08.006.

Bohnsack, R., van den Hoed, R., und Reimer, O. (2015). Deriving vehicle-to-grid business models from consumer preferences. *World Electric Vehicle Journal*, 9. Verfügbar unter doi:10.3390/wevj7040621.

Brandstotter, Haberl, Knoth, Kopacek, und Kopacek (2003). IT on demand - towards an environmental conscious service system for Vienna (AT). In *2003 EcoDesign 3rd International Symposium on Environmentally Conscious Design and Inverse Manufacturing*, Seiten 799–802. Verfügbar unter doi:10.1109/ECODIM.2003.1322776.

Brandt, T., Wagner, S., und Neumann, D. (2017). Evaluating a business model for vehicle-grid integration: Evidence from Germany. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 50:488–504. Verfügbar unter doi:10.1016/j.trd.2016.11.017.

Brennan, J. W. und Barder, T. E. (2016). Battery Electric Vehicles vs. Internal Combustion Engine Vehicles. Arthur D. Little. Verfügbar unter `https://www.adlittle.de/sites/default/files/viewpoints/ADL_BEVs_vs_ICEVs_FINAL_November_292016.pdf`. Zuletzt geprüft am 16.01.2020.

Briggs, M., Hill, F., Mueller, K., und Oushatova, V. (2018). BofAML Autos: Mobility as a Service - Will the car have a future? Bank of America Merrill Lynch.

Brückl, O., Haslbeck, M., Riederer, M., Adelt, C., Eller, J., Habler, F., Sator, Tobias Sippenauer, T., Strohmayer, B., und Stuber, J. (2016). Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Insitut für Netz- und Anwendungstechnik, Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg,. Verfügbar unter `https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-bereitstellung-von-blindleistung-und-anderen-massnahmen-fuer-die-netzsicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=9`. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Bubeck, S., Tomaschek, J., und Fahl, U. (2016). Perspectives of electricmobility: Total cost of ownership of electric vehicles in Germany. *Transport Policy*. Verfügbar unter doi:10.1016/j.tranpol.2016.05.012.

Buchholz, B., Bühner, V., Frey, H., Glaunsinger, W., Kleimaier, M., Magnus, P., Roman, H., Schmiesing, J., Stein, J., Styczynski, Z., und Baden, H. (2008). Smart Distribution 2020 Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. Verfügbar unter `https://www.web2energy.com/news-downloads/publications/?tx_drblob_pi1%5BdownloadUid%5D=472`. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Buhl, H. U., Fridgen, G., Körner, M.-F., Michaelis, A., Rägo, V., Schöpf, M., Schott, P., und Sitzmann, A. (2019). Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität: Status-Quo-Analyse und Metastudie. 2. Fassung. Universität Bayreuth. Verfügbar unter doi:10.15495/EPub_UBT_00004455.

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (2008). Mobilität in Deutschland 2008. Institut für angewandte Sozialwissenschaft und Deutsches Zentrum für Luft- und raumfahrt e.V. Institut für Verkehrsforschung. Verfügbar unter `http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/pdf/MiD2008_Abschlussbericht_I.pdf`. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Bundesnetzagentur (2011). Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement (Version 1). Verfügbar unter `https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden_1_0/LeitfadenEEG_Version10_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=3`. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Bundesnetzagentur (2015). EEG in Zahlen 2014. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2014.xlsx?__blob=publicationFile&v=2. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Bundesnetzagentur (2017). Beschluss BK6-17-046. Verfügbar unter https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Englisch/Policy_Papers/BNetzA_BK6_17_046_Beschluss_vom_14_09_2017.pdf. Zuletzt geprüft am 06.03.2020.

Bundesnetzagentur (2018). Blindleistungsbereitstellung für den Netzbetrieb - Diskussionspapier. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/SmartGridEckpunktepapier/Blindleistungspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Bundesnetzagentur (2019a). EEG in Zahlen 2018. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2018.xlsx?__blob=publicationFile&v=2. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Bundesnetzagentur (2019b). Monitoringbericht 2018. Verfügbar unter https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2018.pdf?__blob=publicationFile&v=6. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Bundesnetzagentur (2020a). Anzulegende Werte für Solaranlagen Februar bis April 2020. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html. Zuletzt geprüft am 24.02.2020.

Bundesnetzagentur (2020b). Listen der angezeigten Energieversorgungsunternehmen (Stand: März 2020). Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/LieferantenAnzeige/StromVersorgerListe.pdf?__blob=publicationFile&v=100. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Bundesnetzagentur (2020). Monitoringbericht 2019. Verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf?__blob=publicationFile&v=6. Zuletzt geprüft am 05.04.2020.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2019a). Analyse und Bewertung von Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des Regelenergiemarktes Strom. Verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20190708_EOM-2-0-Weiterentwicklung-Regelenergiemarkt-Strom.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2019b). Strompreis für die Industrie. Verfügbar unter https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/strompreis-fuer-die-industrie/. Zuletzt geprüft am 07.03.2020.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2020). Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland. Verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/20200914_D_Stromerzeugung1991-2019.pdf. Zuletzt geprüft am 14.09.2020.

Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (2020). Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Verfügbar unter https://www.solarwirtschaft.de/datawall/uploads/2020/04/bsw_faktenblatt_photovoltaik.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Burger, B. (2019). Stromproduktion und Börsenstrompreise in Deutschland. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Daten graphisch einsehbar unter https://www.energy-charts.de/price_de.htm#. Zuletzt geprüft am 17.01.2020.

Campbell, Peter (2019). Fiat Chrysler to spend €1.8bn on CO2 credits from Tesla. Verfügbar unter https://www.ft.com/content/fd8d205e-6d6b-11e9-80c7-60ee53e6681d. Zuletzt geprüft am 22.06.2019.

Charging Interface Initiative e. V. (2018). Grid Integration Levels. Verfügbar unter https://www.charinev.org/fileadmin/Downloads/Papers_and_Regulations/CharIN_Levels__Grid_Integration_v5.1.pdf. Zuletzt geprüft am 24.02.2020.

Coffman, M., Bernstein, P., und Wee, S. (2016). Electric vehicles revisited: a review of factors that affect adoption. *Transport reviews*, 28(10):53–68. Verfügbar unter doi:10.1016/j.tej.2015.11.011.

Danielis, R., Giansoldati, M., und Rotaris, L. (2018). A probabilistic total cost of ownership model to evaluate the current and future prospects of electric cars uptake in Italy. *Energy Policy*, 50:63–77. Verfügbar unter doi:10.1016/j.enpol.2018.04.024.

Delmonte, E., Kinnear, N., Jenkins, B., und Skippon, S. (2020). What do consumers think of smart charging? Perceptions among actual and potential plug-in electric vehicle adopters in the United Kingdom. *Energy Research & Social Science*, 60:433–440. Verfügbar unter doi:10.1016/j.erss.2019.101318.

Deutsche Bundesregierung (2016). Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Deutsche Bundesregierung (2019a). Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Verfügbar unter https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf?download=1. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Deutsche Bundesregierung (2019b). Projektionsbericht der Bundesregierung 2019. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Verfügbar unter https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mmr/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envxnw7wq/Projektionsbericht-der-Bundesregierung-2019.pdf. Zuletzt geprüft am 04.04.2020.

Deutsche Bundesregierung (2020). Entwurf eines Gesetzes zur Förderung der Elektromobilität und zur Modernisierung des Wohnungseigentumsgesetzes und zur Änderung von kosten- und grundbuchrechtlichen Vorschriften (Wohnungseigentumsmodernisierungsgesetz - WEMoG). Verfügbar unter https://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2020/0101-0200/168-20.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Zuletzt geprüft am 01.05.2020.

Deutsche Energie-Agentur (2014). dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9094_dena-Studie_Systemdienstleistungen_2030.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Deutsche Energie-Agentur (2019). Steckbrief: Bilanzkreisverantwortliche (BKV). Verfügbar unter http://www.dsm-bw.de/erloese-erzielen/markt-fuer-regelleistung/akteure/bilanzkreisverantwortliche/. Zuletzt geprüft am 04.04.2020.

Dorrmann, L. (2020). Der Technische Leitfaden - Ladeinfrastruktur Elektromobilität. Deutsche Kommission Elektrotechnik ElektronikInformationstechnik in DIN und VDE. Verfügbar unter https://www.dke.de/resource/blob/988408/a2b8e484994d628b515b56376f809e28/technischer-leitfaden-ladeinfrastruktur-elektromobilitaet---version-3-data.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Dudenhöffer, F. (2018). Elektroautos: EU-Regulierung löst ungewohnten Preismechanismus aus. *Wirtschaftsdienst*, 98:148–150. Verfügbar unter doi:10.1007/s10273-018-2255-1.

Dürr, T. und Heyne, J.-C. (2017). Virtuelle Kraftwerke für Smart Markets. In Doleski, O. D., Herausgeber, *Herausforderung Utility 4.0: Wie sich die Energiewirtschaft im Zeitalter der Digitalisierung verändert*, Seiten 653–681. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden. Verfügbar unter doi:10.1007/978-3-658-15737-1_34.

Elektromobilität NRW (2020). Marktübersicht Ladestationen. Verfügbar unter https://www.elektromobilitaet.nrw/unser-service/marktuebersicht-ladestationen/. Zuletzt geprüft am 06.05.2020.

Ensslen, A., Ringler, P., Jochem, P., Keles, D., und Fichtner, W. (2014). About business model specifications of a smart charging manager to integrate electric vehicles into the German electricity market. In *14th IAEE European Conference, October 28-31, Rome, Italy*. Verfügbar unter doi:10.5445/IR/1000053305.

Ensslen, A., Will, C., und Jochem, P. (2019). Simulating Electric Vehicle Diffusion and Charging Activities in France and Germany. *World Electric Vehicle Journal*, 10(4). Verfügbar unter doi:10.3390/wevj10040073.

Europäische Kommission (2009). VERORDNUNG (EG) Nr. 443/2009 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 23. April 2009 zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO2-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen. Verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0001:0015:DE:PDF. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Europäische Kommission (2019). VERORDNUNG (EU) 2019/631 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 17. April 2019 zur Festsetzung von CO2-Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge und zur Aufhebung der Verordnungen (EG) Nr. 443/2009 und (EU) Nr. 510/2011. Verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0631&from=EN. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Europäische Kommission (2020a). AF Fleet Electricity. Verfügbar unter https://www.eafo.eu/vehicles-und-fleet/m1. Zuletzt geprüft am 19.11.2019.

Europäische Kommission (2020b). Normal and fast public charging points (2019). Verfügbar unter https://www.eafo.eu/countries/germany/1734/infrastructure/electricity. Zuletzt geprüft am 05.02.2020.

eurostat (2019). Verteilung der Bevölkerung nach Wohnbesitzverhältnissen, Haushaltstyp und Einkommensgruppe - EU-SILC Erhebung. Verfügbar unter http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=ilc_lvho02&lang=de. Zuletzt geprüft am 30.04.2020.

ev-database.org (2019). 'Battery-and-Charging'-Angaben der Fahrzeuge. Verfügbar unter https://ev-database.org/. Zuletzt geprüft am 03.02.2020.

ev-database.org (2020). Porsche Taycan 4S Plus. Verfügbar unter https://ev-database.org/car/1238/Porsche-Taycan-4S-Plus. Zuletzt geprüft am 03.02.2020.

EWEnetz (2020). Netzentgelte Strom 2020. Verfügbar unter https://www.ewe-netz.de/~/media/ewe-netz/downloads/2020_01_07_ewe_netz_nne_strom_2020.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Fattori, F., Anglani, N., und Muliere, G. (2014). Combining photovoltaic energy with electric vehicles, smart charging and vehicle-to-grid. *Solar Energy*, 110:438–451. Verfügbar unter doi:10.1016/j.solener.2014.09.034.

Fehrenbacher, K. (2010). The Father of Vehicle-To-Grid Charges Toward Commercialization. Verfügbar unter https://gigaom.com/2010/05/13/from-research-to-reality-using-electric-vehicles-to-regulate-the-grid/. Zuletzt geprüft am 11.03.2020.

Field, K. (2020). BloombergNEF: Lithium-Ion Battery Cell Densities Have Almost Tripled Since 2010. Verfügbar unter https://cleantechnica.com/2020/02/19/bloombergnef-lithium-ion-battery-cell-densities-have-almost-tripled-since-2010/. Zuletzt geprüft am 30.03.2020.

Fournier, G., Baumann, M., Buchgeister, J., Weil, M., und Seign, R. (2013). *Elektrofahrzeuge als virtuelle Speicher zur Kompensierung volatiler erneuerbarer Energien in Deutschland - Ein neues Geschäftsmodell?*, Seiten 253–271. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden. Verfügbar unter doi:10.1007/978-3-8349-4308-8_16.

Fournier, G., Lindenlauf, F., Baumann, M., Seign, R., und Weil, M. (2014). Carsharing with Electric Vehicles and Vehicle-to-Grid: a future business model? In Proff, H., Herausgeber, *Radikale Innovationen in der Mobilität: Technische und betriebswirtschaftliche Aspekte*, Seiten 63–79. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden. Verfügbar unter doi:10.1007/978-3-658-03102-2_4.

Franckx, L. (2019). Total cost of ownership of electric cars compared to diesel and gasoline cars in Belgium. Federal Planning Bureau Belgium. Verfügbar unter https://www.researchgate.net/profile/Laurent_Franckx2/publication/338622760_Total_cost_of_ownership_of_electric_cars_compared_to_diesel_and_gasoline_cars_in_Belgium/links/5e202554458515ba208a9f33/Total-cost-of-ownership-of-electric-cars-compared-to-diesel-and-gasoline-cars-in-Belgium.pdf. Zuletzt geprüft am 04.04.2020.

Franke, T. und Krems, J. F. (2013). Understanding charging behaviour of electric vehicle users. *Transportation Research Part F: Traffic Psychology and Behaviour*, 21:75–89. Verfügbar unter doi:10.1016/j.trf.2013.09.002.

Frenzel, I., Jarass, J., Trommer, S., und Lenz, B. (2015). Erstnutzer von Elektrofahrzeugen in Deutschland. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Verfügbar unter https://elib.dlr.de/96491/1/Ergebnisbericht_E-Nutzer_2015.pdf. Zuletzt geprüft am 18.03.2020.

Friedl, G., Walcher, F., Stäglich, J., Thomas, F., und Manteuffel, D. (2018). Blackout E-Mobilität setzt Netzbetreiber unter Druck. TU München und Oliver Wyman. Verfügbar unter https://www.oliverwyman.de/content/dam/oliver-wyman/v2-de/publications/2018/Jan/2018_OliverWyman_E-MobilityBlackout.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.202.

Fuchs, G., Lunz, B., Leuthold, M., und Sauer, D. U. (2012). Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Istitut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe -

RWTH Aachen. Verfügbar unter https://www.sefep.eu/activities/projects-studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Garbe, S. (2019). Analyse zum Einfluss der Vehicle-to-Grid Funktionalität auf das Hochvolt-Bordnetz von Elektrofahrzeugen. Weiterbildungsakademie der Hochschule Aalen.

García-Villalobos, J., Zamora, I., San Martín, J. I., Asensio, F. J., und Aperribay, V. (2014). Plug-in electric vehicles in electric distribution networks: A review of smart charging approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 38:717–731. Verfügbar unter doi:10.1016/j.rser.2014.07.040.

Gassmann, O., Frankenberger, K., und Csik, M. (2017). *Geschäftsmodelle entwickeln: 55 innovative Konzepte mit dem St. Galler Business Model Navigator*, Band 2. Carl Hanser Verlag München. Verfügbar unter doi:10.3139/9783446452848.002.

Ginigeme, K. und Wang, Z. (2020). Distributed Optimal Vehicle-To-Grid Approaches With Consideration of Battery Degradation Cost Under Real-Time Pricing. *IEEE Access*, 8:5225–5235. Verfügbar unter doi:10.1109/ACCESS.2019.2963692.

Gnann, T., Goldbach, D., Jakobsson, N., Plötz, P., Bennehag, A., und Sprei, F. (2016). A Model for Public Fast Charging Infrastructure Needs. *World Electric Vehicle Journal*, 8(4):943–954. Verfügbar unter doi:10.3390/wevj8040943.

Goldkamp, P. und Schallenberg, J. (2020). *Probleme lösen bevor sie entstehen: Lokale Flexibilitätsmärkte*, Seiten 627–637. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden. Verfügbar unter doi:10.1007/978-3-658-25332-5_38.

Gorldt, C., Wiesner, S., Westphal, I., und Thoben, K.-D. (2017). Product-Service Systems im Zeitalter von Industrie 4.0 in Produktion und Logistik - Auf dem Weg zu Cyber-Physischen Product-Service Systemen. In Bruhn, M. und Hadwich, K., Herausgeber, *Dienstleistungen 4.0: Geschäftsmodelle - Wertschöpfung - Transformation. Band 2. Forum Dienstleistungsmanagement*, Seiten 363–378. Springer Fachmedien Wiesbaden, Wiesbaden. Verfügbar unter doi:10.1007/978-3-658-17552-8_15.

Grieger, M. und Ludwig, A. (2017). Die Transformation von Automobilherstellern zu hybriden Leistungsanbietern. *Wirtschaftsinformatik & Management*, 9(3):46–55. Verfügbar unter doi:10.1007/s35764-017-0059-5.

Gruber, A., von Roon, S., und Fattler, S. (2016). Wissenschaftliche Projektbegleitung des Projektes DSM Bayern. Deutsche Energie-Agentur GmbH. Verfügbar unter https://www.ffegmbh.de/images/stories/Berichte/456_dsm-in-bayern/160809_Wissenschaftliche_Projektbegleitung_DSM-Bayern_final.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Grösser, S. (2018). Definition: Was ist „Geschäftsmodell“? Verfügbar unter https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/geschaeftsmodell-52275/version-275417. Zuletzt geprüft am 04.05.2020.

Göhler, G., Schmaus, C., und Klingler, A.-L. (2019). Netzbelastungen und Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge. Institut für Arbeitswissenschaft und Technologiemanagement, Universität Stuttgart. Verfügbar unter doi:10.18419/opus-10607.

Göß, S. (2018). E-Mobility in Germany (III): Players at the charging station. Verfügbar unter https://blog.energybrainpool.com/en/e-mobility-in-germany-iii-players-at-the-charging-station/. Zuletzt geprüft am 06.03.2020.

Hartkopf, T., Richter, M., und Steiner, L. (2011). Begleitforschungs-Studie Elektromobilität: Potentialermittlung der Rückspeisefähigkeit von Elektrofahrzeugen und dersich daraus ergebenden Vorteile. Technische Universität Darmstadt, Fachgebiet Regenerative Energien. Verfügbar unter https://www.baumgroup.de/fileadmin/interface/files/XNTFCUYFUV-110201413557-IPJDTOWQKM.pdf. Zuletzt geprüft am 08.05.2020.

Heller, U. (2020). DAT Report 2020. Deutsche Automobil Treuhand.

Hirthund, L., Schlecht, I., Maurer, C., und Tersteegen, B. (2019). Kosten- oder Marktbasiert? Zukünftige Redispatch-Beschaffung in Deutschland. Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Neon, Consentec, Connect, Navigant Fraunhofer ISI und Stiftung Umweltenergierecht. Verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukuenftige-redispatch-beschaffung-in-deutschland.pdf?__blob=publicationFile&v=8. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Horváth & Partners (2018). Fakten-Check Mobilität 3.0.

Huber, F. und Kopsch, A. (2007). Produktbündelung. In *Handbuch Produktmanagement: Strategieentwicklung - Produktplanung - Organisation - Kontrolle*, Seiten 617–648. Gabler, Wiesbaden. Verfügbar unter doi:10.1007/978-3-8349-9517-9_27.

Institut für Kraftfahrzeuge RWTH Aachen (2014). Modellierung der zukünftigen elektromobilen Wertschöpfungskette und Ableitung von Handlungsempfehlungen zur Stärkung des Elektromobilitätsstandortes NRW. Verfügbar unter https://www.ika.rwth-aachen.de/images/forschung/projekte/evchain/abschlussbericht-evchain-nrw.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

IRENA (2019). Innovation outlook: Smart charging for electric vehicles. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Verfügbar unter https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/May/IRENA_Innovation_Outlook_EV_smart_charging_2019.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Izumi, T., Hirota, M., Hatanaka, K., Isoyama, Y., Sano, K., und Takayama, K. (2014). Bidirectional Charging Unit for Vehicle-to-X (V2X) Power Flow. *SEI Technical Review*, 79. Verfügbar unter doi:https://global-sei.com/technology/tr/bn79/pdf/79-08.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Jafari, M., Gauchia, A., Zhao, S., Zhang, K., und Gauchia, L. (2018). Electric Vehicle Battery Cycle Aging Evaluation in Real-World Daily Driving and Vehicle-to-Grid Services. *IEEE Transactions on Transportation Electrification*, 4(1):122–134. Verfügbar unter doi:10.1109/TTE.2017.2764320.

Jargstorf, J. und Wickert, M. (2013). Offer of secondary reserve with a pool of electric vehicles on the German market. *Energy Policy*, 62:185–195. Verfügbar unter doi:10.1016/j.enpol.2013.06.088.

Jedlix (2020a). Jedlix Management Buy-out. Verfügbar unter https://jedlix.com/en/blog/jedlix-management-buy-out/. Zuletzt geprüft am 28.02.2020.

Jedlix (2020b). Jedlix Website. Verfügbar unter https://jedlix.com/en/. Zuletzt geprüft am 28.02.2020.

Jennings, S., Parkin, R., und Del Maestro, A. (2018). Powering ahead! Making sense of business models in electric vehicle charging. PricewaterhouseCoopers. Verfügbar unter https://www.pwc.co.uk/power-utilities/assets/powering-ahead-ev-charging-infrastructure.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Jiang, B. und Fei, Y. (2013). Decentralized scheduling of PEV on-street parking and charging for smart grid reactive power compensation. In *2013 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Seiten 1–6. Verfügbar unter doi:10.1109/ISGT.2013.6497811.

Kahlen, M., Valogianni, K., Ketter, W., und van Dalen, J. (2012). A profitable business model for electric vehicle fleet owners. In *2012 International Conference on Smart Grid Technology, Economics and Policies (SG-TEP)*, Seiten 1–5. Verfügbar unter doi:10.1109/SG-TEP.2012.6642395.

Kallstrom, H. (2015). Raw materials – the biggest cost driver in the auto industry. Verfügbar unter `https://ww.marketrealist.com/2015/02/raw-materials-biggest-cost-driver-auto-industry/#aprd`. Zuletzt geprüft am 21.03.2020.

Kampker, A., Vallée, D., und Schnettler, A. (2018). *Elektromobilität*. Springer Vieweg, 2. Auflage. Verfügbar unter doi:10.1007/978-3-662-53137-2.

Kelkar, O., Beckmann, O. C., Rjabinin, A., Zellmann, D., Lewalter, M., Kalow, H., Berning, S., und Lössl, L. (2018). Online Car Sales 2018. MHP Management- und IT-Beratung. Verfügbar unter `https://www.mhp.com/fileadmin/www.mhp.com/assets/images/studien/Studie_OnlineSales_2018.pdf`. Zuletzt geprüft am 21.03.2020.

Kempton, W. und Letendre, S. E. (1997). Electric vehicles as a new power source for electric utilities. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 2(3):157–175. Verfügbar unter doi:10.1016/S1361-9209(97)00001-1.

Kempton, W. und Tomić, J. (2005). Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources*, 144(1):268 – 279. Verfügbar unter doi:10.1016/j.jpowsour.2004.12.025.

Kepplinger, P., Fässler, B., Huber, G., Ireshika, M. A. S. T., Rheinberger, K., und Preißinger, M. (2019). Autonomes Demand Side Management verteilter Energiespeicher. *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*. Verfügbar unter doi:10.1007/s00502-019-00782-9.

Kester, J., Noel, L., Zarazua de Rubens, G., und Sovacool, B. K. (2018). Policy mechanisms to accelerate electric vehicle adoption: A qaulitative review from the nordic region. *Renewable and Sustainable Reviews*, 94:719–731. Verfügbar unter doi:10.1016/j.rser.2018.05.067.

Kleuker, S. (2018). *Vorgehensmodelle*, Kapitel 3, Seiten 25–54. Springer Vieweg, Wiesbaden. Verfügbar unter doi:10.1007/978-3-658-19969-2.

Koch, W. J. (2006). Wertschöpfungskette Automobile. In *Zur Wertschöpfungstiefe von Unternehmen: Die strategische Logik der Integration*, Seiten 70–91. Gabler, Wiesbaden. Verfügbar unter doi:10.1007/978-3-8350-9374-4_8.

Konstantin, P. (2017). *Praxisbuch Energiewirtschaft*, Band 4. Springer Vieweg. Verfügbar unter doi:10.1007/978-3-662-49823-1.

Kost, C., Shammugam, S., Jülch, V., Nguyen, H.-T., und Schlegl, T. (2018). Stromenstehungskosten Erneuerbare Energien. Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE. Verfügbar unter `https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2018_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf`. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Kraftfahrtbundesamt (2019a). Anteil der Privatzulassungen an Neuzulassungen von Personenkraftwagen (Pkw) insgesamt sowie an Elektro- und Plug-in-Hybrid-Pkw in den Jahren 2014 bis 2018 (in Prozent). Verfügbar unter `https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/`

Neuzulassungen/Halter/2018_n_kurzbericht_halter_gif.html?nn=652344. Zuletzt geprüft am 18.03.2020.

Kraftfahrtbundesamt (2019b). Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Bundesländern, Fahrzeugklassen und ausgewählten Merkmalen, 1. Januar 2019. Verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2019/fz27_201901_xlsx.xlsx?__blob=publicationFile&v=5. Zuletzt geprüft am 04.02.2020.

Kraftfahrtbundesamt (2019c). Fahrzeugzulassungen (FZ) Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Haltern, Wirtschaftszweigen Jahr 2018. Verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2018/fz24_2018_pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Zuletzt geprüft am 18.03.2020.

Kraftfahrtbundesamt (2020a). Neuzulassungen von Personenkraftwagen nach Marken und Modellreihen im Dezember 2019. Verfügbar unter https://www.kba.de/SharedDocs/Publikationen/DE/Statistik/Fahrzeuge/FZ/2019_monatlich/FZ10/fz10_2019_12_xlsx.xlsx?__blob=publicationFile&v=5. Zuletzt geprüft am 04.02.2020.

Kraftfahrtbundesamt (2020b). Pressemitteilung Nr. 01/2020 - Fahrzeugzulassungen im Dezember 2019 - Jahresbilanz - korrigierte Fassung. Verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2020/Fahrzeugzulassungen/pm01_2020_n_12_19_pm_komplett.html. Zuletzt geprüft am 04.02.2020.

Kriukov, A. und Gavrilas, M. (2019). Energy/Cost efficiency study on V2G operating mode for EVs and PREVs. In *2019 8th International Conference on Modern Power Systems (MPS)*, Seiten 1–6. Verfügbar unter doi:10.1109/MPS.2019.8759735.

Lang, M. (2018). Degradationsmechanismen großformatiger Lithium-Ionen-Batterien für Elektrofahrzeuge. Karlsruher Institut für Technologie. Verfügbar unter https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000082774/13337142. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Lawson, B. (2018). Electric Vehicle Charging Infrastructure. Verfügbar unter https://www.mpoweruk.com/infrastructure.htm. Zuletzt geprüft am 29.01.2020.

Letmathe, P. und Suares, M. (2017). A consumer-oriented total cost of ownership model for different vehicle types in Germany. *Transportation Research Part D: Transport and Environment*, 57:314–335. Verfügbar unter doi:10.1016/j.trd.2017.09.007.

Markel, T., Meintz, A., Hardy, K., Chen, B., Bohn, T., Smart, J., Scoffield, D., Hovsapian, R., Saxena, S., MacDonald, J., Kiliccote, S., Kahl, K., und Pratt, R. (2015). Multi-Lab EV Smart Grid Integration Requirements Study. Technischer bericht, National Renewable Energy Laboratory. Verfügbar unter https://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63963.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Martin, S. (2016). Developing a Business Model for Commercial Electric Vehicle Charging Infrastructure. The International Institue for Industrial Environmental Economics. Verfügbar unter http://lup.lub.lu.se/student-papers/record/8893278. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Mersky, A. C., Sprei, F., Samaras, C., und Qian, Z. (2016). Effectiveness of incentives on electric vehicle adoption in Norway. *Transportation Research Part D*. Verfügbar unter doi:10.1016/j.trd.2016.03.011.

Morrissey, P., Weldon, P., und O'Mahony, M. (2016). Future standard and fast charging infrastructure planning: An analysis of electric vehicle charging behaviour. *Energy Policy*, 89:257 – 270. Verfügbar unter doi:10.1016/j.enpol.2015.12.001.

Mouli, G. R. C., Kaptein, J., Bauer, P., und Zeman, M. (2016). Implementation of dynamic charging and V2G using Chademo and CCS/Combo DC charging standard. In *2016 IEEE Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC)*, Seiten 1–6. Verfügbar unter doi:10.1109/ITEC.2016.7520271.

Muzakkir Hussain, M., Alam, M. S., Sufyan Beg, M., und Malik, H. (2018). A Risk Averse Business Model for Smart Charging of Electric Vehicles. In Somani, A. K., Srivastava, S., Mundra, A., und Rawat, S., Herausgeber, *Proceedings of First International Conference on Smart System, Innovations and Computing*, Seiten 749–759, Singapore. Springer Singapore. Verfügbar unter doi:10.1007/978-981-10-5828-8_71.

Nationale Plattform Elektromobilität (2018). Fortschrittsbericht 2018 – Markthochlaufphase. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Verfügbar unter `http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/NPE_Fortschrittsbericht_2018_barrierefrei.pdf`. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (2019a). Fortschrittsbericht 2019. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Verfügbar unter `https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2019/12/NPM_Fortschrittsbericht_2019.pdf`. Zuletzt geprüft am 05.05.202.

Nationale Plattform Zukunft der Mobilität (2019b). Red-Flag-Bericht 10 % EV-Neuzulassungen. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur. Verfügbar unter `https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/03/NPM-AG-5-Red-Flag-Bericht-10-EV-Neuzulassungen.pdf`. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Next Kraftwerke (2018). Next Kraftwerke and Jedlix launch initiative to use electric car batteries for grid stability. Verfügbar unter `https://www.next-kraftwerke.be/en/next-kraftwerke-and-jedlix-launch-initiative-to-use-electric-car-batteries-for-grid-stability/`. Zuletzt geprüft am 28.02.2020.

Next Kraftwerke (2019a). Was bedeutet Merit-Order? Verfügbar unter `https://www.next-kraftwerke.de/wissen/merit-order`. Zuletzt geprüft am 26.11.2019.

Next Kraftwerke (2019b). Was ist Minutenreserveleistung (MRL)? Verfügbar unter `https://www.next-kraftwerke.de/wissen/minutenreserve-tertiaerregelung`. Zuletzt geprüft am 16.01.2019.

Next Kraftwerke (2019c). Was ist Primärregelleistung (PRL)? Verfügbar unter `https://www.next-kraftwerke.de/wissen/primaerreserve-primaerregelleistung`. Zuletzt geprüft am 16.01.2020.

Next Kraftwerke (2019d). Was ist Regelenergie? Verfügbar unter `https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie`. Zuletzt geprüft am 02.03.2020.

Next Kraftwerke (2019e). Was ist Sekundärregelleistung (SRL)? Verfügbar unter `https://www.next-kraftwerke.de/wissen/sekundaerreserve`. Zuletzt geprüft am 16.01.2020.

Niederländische Regierung (2019). National Climate Agreement - The Netherlands. Verfügbar unter `https://www.klimaatakkoord.nl/binaries/klimaatakkoord/documenten/publicaties/2019/06/28/national-climate-agreement-the-netherlands/20190628+National+Climate+Agreement+The+Netherlands.pdf`. Zuletzt geprüft am 15.05.2020.

Noel, L., Zarazua de Rubens, G., Kester, J., und Sovacool, B. (2019). *Vehicle-to-Grid: A Sociotechnical Transition Beyond Electric Mobility*. Palgrave Macmillan. Verfügbar unter doi:10.1007/978-3-030-04864-8.

NUVVE (2020). Nuvve PowerPort High-Power AC Charging Station. Verfügbar unter https://nuvve.com/wp-content/uploads/2020/01/nuvve-powerport-spec-sheet-us-ul-energystar-4.2-1.pdf. Zuletzt geprüft am 12.02.2020.

Oliver Wyman und Verband der Automobilindustrie (2012). FAST 2025 – Massiver Wandel in der automobilen Wertschöpfungsstruktur. Verfügbar unter https://www.oliverwyman.de/content/dam/oliver-wyman/europe/germany/de/insights/publications/2012/PM_FAST2025_OliverWyman_VDA.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Osterwalder, A., Pigneur, Y., und Clark, T. (2010). *Business model generation: A handbook for visionaries, game changers, and challengers*. John Wiley & Sons, Inc. Hoboken, New Jersey. Verfügbar unter doi:10.1111/j.1540-5885.2012.00977_2.x.

Parchomiuk, M., Moradewicz, A., und Gawiński, H. (2019). An Overview of Electric Vehicles Fast Charging Infrastructure. In *2019 Progress in Applied Electrical Engineering (PAEE)*, Seiten 1–5. Verfügbar unter doi:10.1109/PAEE.2019.8788983.

Probst, A., Braun, M., Backes, J., und Tenbohlen, S. (2011). Probabilistic analysis of voltage bands stressed by electric mobility. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe*, Seiten 1–8. Verfügbar unter doi:10.1109/ISGTEurope.2011.6162773.

Rational Software (1998). Rational Unified Process - Best Practices for Software Development Teams. Verfügbar unter https://www.ibm.com/developerworks/rational/library/content/03July/1000/1251/1251_bestpractices_TP026B.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Rebours, Y. und Kirschen, D. (2005). What is spinning reserve? School of Electrical und Electronic Engineering - The University of Manchester. Verfügbar unter https://pdfs.semanticscholar.org/1659/97fa9a722b4d8ca3aa617de1426abf6affeb.pdf. Zuletzt geprüft am 01.05.2020.

Refa, N. und Hubbers, N. (2019). Impact of Smart Charging on EVs Charging Behaviour Assessed from Real Charging Events. ElaadNL und Jedlix. Verfügbar unter https://www.researchgate.net/profile/Nazir_Refa/publication/333262496_Impact_of_Smart_Charging_on_EVs_Charging_Behaviour_Assessed_from_Real_Charging_Events/links/5ce4ff7b458515712eba7809/Impact-of-Smart-Charging-on-EVs-Charging-Behaviour-Assessed-from-Real-Charging-Events.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Rietmann, N. und Lieven, T. (2019). *A Comparison of Policy Measures Promoting Electric Vehicles in 20 Countries*, Seiten 125–145. Springer International Publishing, Cham. Verfügbar unter doi:10.1007/978-3-319-96526-0_7.

Rolli, F. (2011). *Marktstrukturanalyse der Stromwirtschaft*. Nomos Verlagsgesellschaft. Verfügbar unter doi:https://doi.org/10.5771/9783845232836.

Saldaña, G., San Martin, J. I., Zamora, I., Asensio, F. J., und Oñederra, O. (2019). Electric Vehicle into the Grid: Charging Methodologies Aimed at Providing Ancillary Services Considering Battery Degradation. *Energies*, 12(12). Verfügbar unter doi:10.3390/en12122443.

Schimpe, M., Piesch, C., Hesse, H., Paß, J., Ritter, S., und Jossen, A. (2018). Power Flow Distribution Strategy for Improved Power Electronics Energy Efficiency in Battery Storage Systems: Development and Implementation in a Utility-Scale System. *Energies*, 11:533. Verfügbar unter doi:10.3390/en11030533.

Schnurre, S. (2018). *Speichereinsatz zur Erbringung von dezentraleinsetzbarer Flexibilität*, Kapitel 4, Seiten 388–407. De Gruyter Oldenbourg. Verfügbar unter doi:10.1515/9783110458480.

Schulz, D. (2014). *Akkus und Ladetechniken*. Franzis Verlag.

Schweikl, M. (2020). CO_2 emissions are increasing. Car makers must act - How Europe's automotive industry canmeet tough CO_2 emissions targets. PA Consulting. Verfügbar unter https://www2.paconsulting.com/rs/526-HZE-833/images/PA-CO2-Report-2019_2020.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Schäfer, C. (2020). Batteriespeicher dominieren den PRL-Markt. Verfügbar unter https://www.regelleistung-online.de/batteriespeicher-dominieren-den-prl-markt/. Zuletzt geprüft am 09.03.2020.

Schäuble, J., Kaschub, T., Ensslen, A., Jochem, P., und Fichtner, W. (2017). Generating electric vehicle load profiles from empirical data of three EV fleets in Southwest Germany. *Journal of cleaner production*, 150:253–266. Verfügbar unter doi:10.1016/j.jclepro.2017.02.150.

Seeberger, M. (2016). *Der Wandel in der Automobilindustrie hin zur Elektromobilität –Veränderungen und neue Wertschöpfungspotenzialefür Automobilhersteller*. Dissertation, Hochschule für Wirtschafts-,Rechts-und Sozialwissenschaftensowie Internationale Beziehungen der Universität St. Gallen. Verfügbar unter https://www1.unisg.ch/www/edis.nsf/SysLkpByIdentifier/4563/$FILE/dis4563.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Shirazi, Y. A. und Sachs, D. L. (2018). Comments on "Measurement of power loss during electric vehicle charging and discharging" – Notable findings for V2G economics. *Energy*, 142:1139–1141. Verfügbar unter doi:10.1016/j.energy.2017.10.081.

Simon, R., Hanke, B., Walter, J., Noll, F., Grote, L., Marx, P., und Conrad, M. (2014). Elektrofahrzeuge in lokalen regenerativen Energienetzen. Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz. Verfügbar unter https://www.stoffstrom.org/fileadmin/userdaten/dokumente/Netzwerk_Elektromobilitaet/7a_Elektrofahrzeuge_in_lokalen_reg._Energienetzen_Netzwerk_E-Mobilitaet_RLP.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Spath, D., Loleit, M., Klausmann, F., Rothfuss, F., Sachs, C., Rose, H., und Voigt, S. (2013). Systemanalyse BWe mobilIKT- und Energieinfrastruktur für innovative Mobilitätslösungen in Baden-Württemberg. Hg. v.e-mobil BW GmbH, Ministerium für Finanzen und Wirtschaft BW und Anwendungszentrum KEIM des Fraunhofer IAO. Verfügbar unter https://www.baumgroup.de/fileadmin/interface/files/XNTFCUYFUV-110201413557-IPJDTOWQKM.pdf. Zuletzt geprüft am 08.05.2020.

Spieker, S., Kopiske, J., und Tsatsaronis, G. (2016). Flexibilität aus Wind- und Photovoltaikanlagen im Regelenergiemarkt 2035. Technischer bericht, Institut für Energietechnik, Technische Universität Berlin. Verfügbar unter https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2016/files/lf/Session_C4/LF_Spieker.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Statistisches Bundesamt (2019). Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Haushaltsgrößenklassen. Verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Umwelt/Materialfluesse-Energiefluesse/Tabellen/stromverbrauch-haushalte.html. Zuletzt geprüft am 26.03.2020.

Stenner, F. (2010). *Handbuch Automobilbanken*. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg. Verfügbar unter doi:10.1007/978-3-642-01582-3_5.

Strom-Report (2019). Strompreiszusammensetzung in Deutschland. Verfügbar unter https://strom-report.de/strompreise/strompreis-zusammensetzung/. Zuletzt geprüft am 17.01.2020.

Ström, S., Fischer, M., Hourmouzis, C., Kuhnert, F., und Schlegel, A. (2018). The Future of Automotive Retail - The path towards mobility provider. PwC. Verfügbar unter https://www.pwc.de/en/automobilindustrie/pwc-study-the-future-of-automotive-retail-2018.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Stäglich, J., Fritz, T., Manteuffel, D., Graf, M., Moser, A., Drees, T., und vom Stein, D. (2017). Flexibel bleiben - Werte schaffen und erhalten mit Flexibilität in der Stromversorgung. Technischer bericht, Oliver Wyman und Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, RWTH Aachen. Verfügbar unter https://www.oliverwyman.de/content/dam/oliver-wyman/v2-de/publications/2017/apr/Flexibel_bleiben_Werte_schaffen_und_erhalten_mit_Flexibilität_in_der_Stromversorgung_web.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

The Mobility House (2019). Wenn das E-Auto Geld verdient. Verfügbar unter https://www.mobilityhouse.com/de_de/magazin/presse/e-auto-verdient-geld.html. Zuletzt geprüft am 25.02.2020.

The New Motion BV (2016). Wer Fährt Elektroautos - Und Warum? Verfügbar unter https://newmotion.com/de_DE/wer-faehrt-elektroautos-und-warum/. Zuletzt geprüft am 19.03.2020.

The New Motion BV (2020). EV Driver Survey Report 2020. Verfügbar unter https://assets.ctfassets.net/ulfvrpf1itxm/3gNS3F5NPiiU2W7tA62QqH/f6269e4852bb147bc7e29709e2383989/EV_driver_survey_report_2020_EN.pdf. Zuletzt geprüft am 18.03.2020.

Thielmann, A., Fan, C., Friedrichsen, N., Gnann, T., Hettesheimer, T., Hummen, T., Marscheider-Weidemann, F., Reiß, T., Sauer, A., und Wietsche, M. (2014). Energiespeicher für die Elektromobilität - Deutschland auf dem Weg zum Leitmarkt und Leitanbieter? Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. Verfügbar unter https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/2014/EMOTOR_Leitmarkt-und-Leitanbieter_Fraunhofer-ISI.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Umweltbundesamt (2020a). Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 - 2019. Verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-01_climate-change_13-2020_strommix_2020_fin.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Umweltbundesamt (2020b). Übersicht zur Entwicklung der energiebedingten Emissionen und Brennstoffeinsätze in Deutschland 1990 –2018. Verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-04-01_climate-change_14-2020_energiebedingte-emissionen-brennstoffe.docx_.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

van der Kam, M. und van Sark, W. (2015). Smart charging of electric vehicles with photovoltaic power and vehicle-to-grid technology in a microgrid; a case study. *Applied Energy*, 152:20–30. Verfügbar unter doi:10.1016/j.apenergy.2015.04.092.

van Velzen, A., Annemab, J. A., van de Kaab, G., und van Wee, B. (2019). Proposing a more comprehensive future total cost of ownership estimation framework for electric vehicles. *Energy Policy*. Verfügbar unter doi:10.1016/j.enpol.2019.02.071.

Verband der Automobilindustrie e. V. (2008). Auto Jahresbericht 2008. Verfügbar unter https://www.vda.de/dam/vda/publications/Auto%202008%20-%20PDF%20Download/1225990047_de_2012154422.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Verbraucherzentrale (2020). Abkürzungen über Abkürzungen! Was sagen Ihnen MSP, CPO und EMSP? Verfügbar unter https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/preise-tarife-anbieterwechsel/smart-meter-die-neuen-stromzaehler-kommen-13275. Zuletzt geprüft am 01.04.2020.

Verkaik, N., Boeve, S., Edwin, H., Brandsma, R., und Creutzburg, P. (2019). TenneT Speicher-Tool: Tool zur Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in netzgekoppelte Stromspeicher - Gebrauchsanleitung. Technischer bericht, TenneT und NAVIGANT. Verfügbar unter https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/The_Electricity_Market/German_Market/Storage_Tool/TenneT_Speicher-Tool_Gebrauchsanleitung_v7_Nav.Design.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Volkswagen AG (2020). Mobilität für kommende Generationen - Geschäftsbericht 2019. Verfügbar unter https://www.volkswagenag.com/presence/investorrelation/publications/annual-reports/2020/volkswagen/Y_2019_d.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Wang, C., Dunn, R., Yang, Q., Lian, B., Yuan, W., und Li, J. (2016a). The Active and Reactive Power Dispatch for Charging Station Location Impact Factors Analysis. *Energy Procedia*, 103:237–243. Verfügbar unter doi:10.1016/j.egypro.2016.11.279.

Wang, D., Coignard, J., Zeng, T., Zhang, C., und Saxena, S. (2016b). Quantifying electric vehicle battery degradation from driving vs. vehicle-to-grid services. *Journal of Power Sources*, 332:193–203. Verfügbar unter doi:10.1016/j.jpowsour.2016.09.116.

Wayne, M. (1984). Demand Planing in the '80s. *EPRI JOURNAL*, 9(10). Verfügbar unter http://eprijournal.com/wp-content/uploads/2016/01/1984-Journal-No.-10.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Weißenborn, Stefan (2019). Porto Santo: Smart Grid-Projekt von Renault, EEM und TMH. Verfügbar unter https://www.electrive.net/2019/05/28/porto-santo-smart-grid-projekt-von-renault-emm-und-tmh/. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Weldon, P., Morrissey, P., und O'Mahony, M. (2018). Long-term cost of ownership comparative analysis between electric vehicles and internal combustion engine vehicles. *Sustainable Cities and Society*, 39:578 – 591. Verfügbar unter doi:10.1016/j.scs.2018.02.024.

Weßner, K. (2015). Verkehrte Welt: Autos bleiben für den Kunden Statussymbole, Autohändler zweifeln. puls Marktforschung. Verfügbar unter https://www.puls-marktforschung.de/images/studien/971/2015-09-11-pressemitteilung-puls-studie-auto-und-autokauf-2020.zip. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Wirth, H. (2020). Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer ISE. Verfügbar unter https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

Würfel, P. (2017). *Unter Strom*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2. Auflage. Verfügbar unter doi:10.1007/978-3-658-15164-5.

Zapf, M. (2017). *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem*. Springer Fachmedien Wiesbaden. Verfügbar unter doi:10.1007/978-3-658-15073-0.

Zeiselmair, A., Bogensperger, A., Müller, M., und Köppl, S. (2019). Erschließung von Kleinanlagen zur Flexibilitätsvermarktung. Forschungsstelle für Energiewirtschaft. Verfügbar unter https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/902-erschliessung-von-kleinanlagen-zur-flexibilitaetsvermarktung. Zuletzt geprüft am 05.05.2020.

BEI GRIN MACHT SICH IHR
WISSEN BEZAHLT

- Wir veröffentlichen Ihre Hausarbeit,
  Bachelor- und Masterarbeit

- Ihr eigenes eBook und Buch -
  weltweit in allen wichtigen Shops

- Verdienen Sie an jedem Verkauf

Jetzt bei www.GRIN.com hochladen
und kostenlos publizieren

GRIN