FuE-Programm "Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität" des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)

Gemeinsamer Abschlussbericht

Vorhabenbezeichnung:

Untersuchung Potentiale gesteuertes Laden unter Nutzung der vollen Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug: „Gesteuertes Laden V3.0“

Laufzeit des Vorhabens:

vom: Dezember 2012 bis: Dezember 2015

Zuwendungsempfänger: (Auflistung aller Verbundpartner)	Förderkennzeichen: (FKZ´s entsprechend der links angegebenen Verbundpartner)
BMW AG, 80788 München	16EM1072
EWE AG, 26123 Oldenburg	16EM1073
Clean Energy Sourcing GmbH, 04109 Leipzig	16EM1074
Fraunhofer Gesellschaft IOSB-AST, 98693 Ilmenau	16EM1075
Technische Universität Ilmenau, 98693 Ilmenau	16EM1076
Technische Universität Chemnitz, 09107 Chemnitz	16EM1077

Untersuchung Potentiale gesteuertes Laden unter Nutzung der vollen Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug: Gesteuertes Laden V3.0

Förderkennzeichen: 16EM1072, 16EM1073, 16EM1074
16EM1075, 16EM1076, 16EM1077

Projektlaufzeit: 12/2012 bis 12/2015

Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

FuE-Programm "Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität" des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)

- Endbericht –

Zusammenfassung und Teil 1

Stand 30.6.2016

Inhaltsverzeichnis

LITERATURVERZEICHNIS 8

1. ZIELSTELLUNG 13

2. VERGLEICH DER PROJEKTERGEBNISSE ZUM INTERNATIONALEN STAND DER TECHNIK 14

3. ZUKUNFTSAUSSICHTEN UND WEITERER F&E-BEDARF 15

4. BEITRAG ZU DEN FÖRDERPOLITISCHEN ZIELEN DES BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ, BAU UND REAKTORSICHERHEIT (BMUB) 17

5. TP 1 SYSTEMINTEGRATION - EINLEITUNG 19

6. ERGEBNISSE DES TP 1 - SYSTEMINTEGRATION 19

6.1. AP 1.1 Gesamtsystem-Architektur 19

6.1.1. Ziel 19

6.1.2. Ergebnis 19

6.1.3. Herausforderungen / Ausblick 23

6.2. AP 1.2 Fahrzeug 25

6.2.1. Ziel 25

6.2.2. Ergebnis 25

6.2.3. Herausforderung / Ausblick 27

6.3. AP 1.3 Anzeige-/ Bedienkonzept (ABK) 27

6.3.1. Ziel 27

6.3.2. Ergebnis 28

6.3.3. Herausforderung/ Ausblick 30

6.4. AP 1.4 Backendstruktur 31

6.4.1. Ziel 31

6.4.2. Ergebnis 31

6.4.3. Herausforderungen / Ausblick 32

6.5. AP 1.5 Gesamtfunktion 33

6.5.1. Ziel 33

6.5.2. Ergebnis 34

7. VEHICLE-TO-GRID 36

7.1. Begriffsabgrenzung Vehicle-to-Grid 36

7.2. Anwendungsfälle für Rückspeisen 36

7.3. Umsetzungsmöglichkeiten für V2G 39

7.3.1. DC Off-Board 40

7.3.2. AC On-Board 41

7.3.3. Vergleich von DC Off-Board und AC-On Board 46

7.4. Fahrzeugseitige Randbedingungen für Rückspeisen 47

7.5. Hochvoltspeicher 47

7.5.1. Randbedingungen und grundlegende Einflussgrößen 47

7.5.2. Projektsynergien „Gesteuertes Laden V3.0“ mit Forschungsprojekt „Grid on Wheels“ (University of Delaware, USA) 48

7.5.3. Simulation der HVS-Belastung 48

7.6. Steuergeräte 50

7.6.1. Betriebsfestigkeit 50

7.6.2. Weckzyklen 51

7.7. Erlöse und Kosten-Nutzen 51

7.8. Ausblick 52

Autoren- / Teilprojektleiterverzeichnis

Pfab, Xaver - BMW AG, 80788 München

Westerburg, Michael - EWE AG, 26123 Oldenburg

Fritsche, Tobias - Clean Energy Sourcing GmbH, 04109 Leipzig

Bretschneider, Peter, Dr. Ing. - Fraunhofer Gesellschaft IOSB-AST, 98693 Ilmenau

Westermann, Dirk, Prof. Dr. Ing. - Technische Universität Ilmenau, 98693 Ilmenau

Krems, Josef, Prof. Dr. - Technische Universität Chemnitz, 09107 Chemnitz

Abkürzungsverzeichnis

ABK	Anzeige-/Bedienkonzept
AC	Alternating Current (Wechselspannung)
AP	Arbeitspaket
AV	Audio and Video
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
ca.	Circa
CCS	Combined Charging System
CE	Consumer Electronic
CO2	Kohlendioxid
D	Deliverable
DC	Direct Current (Gleichspannung)
EE	Erneuerbare Energie
E/E	Elektrik/Elektronik
E2E	End-to-End
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EKGQ	Eigenschaften, Kosten, Gewicht, Qualität
EV	Electric Vehicle
EVSE	Electrik Vehicle Supply Equipment (Ladetechnik)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
g	Gramm
GL	Gesteuertes Laden
GSG	Gewerbesiedlungs-Gesellschaft
GSM	Global System for Mobile Communications
h	Stunde
HCI	Human Computer Interaction
HVS	Hochvoltspeicher
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IETF	Internet Engineering Task Force
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
INT	Version für Test und Absicherung
Li-Ionen	Lithium - Ionen
LIM	Ladeinterfacemodul
ISO	International Organization for Standardization
ISP	Internet Service Provider
ITU	International Telecommunication Union
LLM	Lokales Lastmanagement
Mio.	Millionen
MRL	Tertiärregelleistung oder Minutenreserve
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
Na/NiCl	Natrium-Nickelchlorid
NaS	Natrium Schwefel
OEM	Original Equipment Manufacturer, Autohersteller
ÖLM	Öffentliches Lastmanagement
PKW	Personenkraftwagen
PLC	Power-Line-Communication
PRL	Primärregelleistung
PROD	Version für den Produktiv-Betrieb

PV	Photovoltaik
SOC	State of Charge
SRL	Sekundärregelleistung
TP	Teilprojekt
UCTE	Union for the Coordination of the Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V1.0, 1.1, 2.0	Version
VDE	VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e.V.
VNB	Verteilnetzbetreiber
V2G	Vehicle-to-Grid
V2H	„Vehicle to Home“ (Rückspeisung in lokale Netze)
W2V	Wind-to-Vehicle
W2V2G	Wind-to-Vehicle-to-Grid

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Mögliche Anwendungsfälle für Vehicle-to-Home (V2H). 37
Tabelle 2: Mögliche Anwendungsfälle V2G. 38
Tabelle 3: Marktübersicht rückspeisefähiger Systeme. 38
Tabelle 4: Kosten und Auswirkungen für ein bidirektionales On-Board Ladegerät. 41
Tabelle 5: Zulässige Gebrauchsfristen für Stromzähler - Auszug aus Mess-und Eichverordnung – MessEV §§34ff, Anhang 7 42
Tabelle 6: Kosten für ein Gerät zur geeichten Energiemessung im Fahrzeug. 43
Tabelle 7: Auszug aus VDE-AR-N 4105:2011-08 zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Anschlusses und Parallelbetriebs von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. 44
Tabelle 8: Hardwarekosten für ein System zur Spannugsfreischaltung im Fahrzeug. 45
Tabelle 9: Prognostizierte Kosten für V2G außerhalb des Fahrzeugs. 46
Tabelle 10: Vergleich von Vor- und Nachteilen der V2G-Varianten DC Off-Board und AC- On-Board. 46

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zielbild der Systemarchitektur Gesteuertes Laden V3.0 19
Abbildung 2: Untersuchte Kommunikationsvarianten in der Gebäudeinstallation 21
Abbildung 3: Vereinfachte Funktiosstruktur in der Systemarchitektur 21
Abbildung 4: IKT Architektur Test-Ladeinfrastruktur bei BMW 22
Abbildung 5: Absicherung des Gesamtsystems mit den BMW ActiveE an der Test-Ladeinfrastruktur bei BMW 22
Abbildung 6: Beispielhafte Ergebnisauswertung eines Integrationsstufentests im Rahmen der Absicherung 23
Abbildung 7: Verbindungsabbrüche zwischen dem BMW-Backend und den angeschlossenen Elektrofahrzeugen in den Phasen 1 und 2. Als Verbindungsabbruch wurde gewertet, wenn die Verbindung zum Backend besteht, abbricht, und sich dann nicht innerhalb von 90 Sekunden wieder aufbaut. Nicht gewertet wurden Abbrüche beim Beenden des Ladevorgangs durch einen Einschlafvorgang des Fahrzeug-Bordnetzes beendet wurde. 24
Abbildung 8: Ladeinfrastruktur für die Probebetriebsphase 3 am GSG-Gelände 25
Abbildung 9: Modifikationen am BMW ActiveE zur Implementierung der PLC-Schnittstelle 26
Abbildung 10: Smartphone-App - Übersicht und Eingabe der benötigten Batterieladung 28
Abbildung 11: Smartphone-App - Eingabe der Abfahrtszeit 29
Abbildung 12: Smartphone-App - Incentivierung - Aktueller Punktestand, einzeln und im Community-Vergleich 29
Abbildung 13: Release Note der Absicherung GLv3.0 App iOS 8 30
Abbildung 14: Ergebnis Poolperformance aus Intensivteam Regelgüte 32
Abbildung 15: Fehlerbeseitigungs- und Absicherungsprozess 34
Abbildung 16: Anforderungen aus Transmission Code für Tmining bei SRL Erbringung 35
Abbildung 17: Schematische Darstellung der physikalischen Verteilung der wichtigsten Komponenten der zur Diskussion stehenden Varianten für die Realisierung einer Rückspeisefunktion im Elektrofahrzeug: DC Off-Board und AC On-Board. 39
Abbildung 18: Verlängerung der Gültigkeitsdauer - Auszug aus Mess-und Eichverordnung – MessEV §§34ff, Anhang 7 42
Abbildung 19: Eingangsgrößen und Ablauf Simulation. 48
Abbildung 20: Regellesitungssignal aus dem Projekt "Grid in Wheels" der Universität Delaware. 49
Abbildung 21: Änderung der Anzahl an Beanstandungen für HVS1 in Abhängigkeit der Nutzung für V2G. 49
Abbildung 22: Änderungen der Anzahl an Beanstandunden für HVS2. 50
Abbildung 23: Vorgehen zur Ermittlung der für V2G nutzbaren Zeit. 50
Abbildung 24: Nutzbare Zeit für V2G je Fahrertyp. 51
Abbildung 25: Kaskadierte Erlössituation bei Systemdienstleistungen. 52

Literaturverzeichnis

Sauer, D.U. B. L. (Mai 2013). Potential von BEV und PHEV für Netzserviceleistungen, Netzserviceleistungen – Potential der Fahrzeuge – Einfluss auf die Lebensdauer der Batterie.

Kowal, J. (Nov 2014). Möglichkeiten zur Doppelnutzung von Fahrzeugbatterien für die Netzunterstützung.

Shinzaki, S. S. (Apr 2015). Deployment of Vehicle-to-Grid Technology and Related Issues. SAE Technical Paper 2015-01-0306. doi:10.4271/2015-01-0306

Management Summary

Das Projekt entwickelte die Technik zur pilothaften Darstellung eines Gesamtsystems zur Erbringung von Sekundär-Regelleistung aus einer Flotte von Elektrofahrzeugen. Das technische System wurde in einem 15-monatigem Probebetrieb im Alltag von insgesamt 30 Pilotkunden im Großraum Berlin von 3/2014 bis 7/2015 erprobt. Eine begleitende Nutzerforschung ermittelte dabei Kundenmotivation und Erfahrungen sowohl mit den technischen Aspekten als auch in Bezug auf das entwickelte Geschäftsmodell, welches die kundenseitige Bereitstellung von Flexibiltät beim Laden des Elektrofahrzeuges entsprechend dem Kundenverhalten incentiviert. Ausgestaltungsmöglichkeiten und Nutzen im gegebenen regulatorischen Rahmen des deutschen Energierechts wurden ebenso untersucht wie die Belastbarkeit von Verteilernetzen bei steigenden Anteilen von Elektrofahrzeugen im Bestand von Kraftfahrzeugen.

Kundensicht
Die Motivation zur Teilnahme am gesteuerten Laden von potentiellen Nutzern und den Testnutzern im Probebetrieb wird von mehreren Aspekten bestimmt:

- Die Nutzer können sich mit den Zielen des gesteuerten Ladens identifizieren (z.B. Integration erneuerbarer Energie (EE), Stromnetzstabilisierung) bzw. verfolgen diese aus eigenem Antrieb heraus.
- Sie erwarten einen persönlichen Vorteil für ihre Teilnahme.
- Unmittelbare monetäre Aufwandsentschädigungen werden im Vergleich verschiedener Anreizformen von potentiellen und realen Nutzern am attraktivsten bewertet.

[Teilprojekt 5, Nutzerforschung]

Nutzererfahrungen
Die Testnutzer des Probebetriebs empfinden das gesteuerte Laden als eher alltagstauglich und können es gut in den Tagesablauf integrieren, sehen jedoch noch Verbesserungspotenziale.
[Teilprojekt 5, Nutzerforschung]

Nutzerverhalten
Nutzereingaben zum Beispiel zur nächsten Abfahrtszeit, weisen über einen längeren Zeitraum nur eine mäßige Genauigkeit bzw. noch nicht hinreichende Informationsbasis für Prognosen zur Verweilzeit beim Laden auf. Für eine künftige Vermarktung der Flexibilitäten aus Ladevorgängen erscheint es wichtig, das Nutzerverhalten ergänzend zu Nutzerangaben durch Lern-Algoritmen in einer zentralen Poolsteuerung aus dem Nutzerverhalten und persönlichen Kalendersystemen zu lernen, um verlässlichere Prognosedaten zu erhalten. Die Bereitschaft des Kunden zur Handhabung persönlicher Daten vorausgesetzt, kann damit auch der Bedienkomfort für den Kunden verbessert werden.
[Teilprojekt 2, IKT und Ladetechnik]

Technische Voraussetzungen
Gesteuertes Laden kann insbesondere zur Regelleistungserbringung nur dann betrieben werden, wenn alle IT-Systeme gegenüber temporär instabilen Kommunikationsverbindungen zwischen den (dezentralen) Elektrofahrzeugen und übergeordneten Backend-Systemen eine ausreichende Fehlertoleranz aufweisen.
[Teilprojekt 2 IKT und Ladetechnik]

Technisches Potenzial
Aufgrund des schnellen Ansprechverhaltens des dargestellten Pools aus Elektrofahrzeugen wirkt dessen Sekundärregelleistungserbringung bereits im Zeitbereich der Primärregelung.
[Teilprojekt 4, Smart Grids]

Wirtschaftlichkeit
Die wirtschaftlich sinnvollste Vermarktung hängt neben den Marktpreisen auch von den Zeitverfügbarkeiten der Fahrzeuge ab. Für eine Vermarktung am SRL-Markt ist, unter Berücksichtigung aktueller Preise, sowohl bei einer reinen Steuerung der Beladung als auch einer kombinierten Steuerung unter Nutzung der Rückspeisung (V2G), der Nebentarif (20.00 – 8.00Uhr) am attraktivsten. Die laufenden Kosten für die kommerzielle Nutzung übersteigen jedoch die derzeit erzielbaren Erlöse im deutschen Markt für Systemdienstleistungen. In anderen Märkten, beispielsweise den USA, sind heute bereits wirtschaftliche Anwendungsmöglichkeiten erkennbar.
[Teilprojekt 3, Smart Markets]

Voraussetzungen seitens des Elektrofahrzeugs
Die Interaktionsfähigkeit von Elektrofahrzeugen mit übergeordneten Backendsystemen ist die Grundvoraussetzung einer Netzintegration. Die Nutzung von Elektrofahrzeugen in Geschäftsmodellen für Energiedienstleistungen setzt die entsprechende Befähigung voraus („Smart Services Readiness“):

- Bidirektionale Kommunikationsfähigkeit mit der Ladestelle nach ISO 15118
- Eletrik/Elektronik (E/E) -Bordnetzarchitektur mit einem Teilnetz-betriebsfähigen Ladesystem zur Aufrechterhaltung einer hohen Ladeeffizienz während des Ladens bzw. der Ladebereitschaft
- Auslegung des Ladessystems auf ausreichend hohe Betriebszeiten im Sinne einer großen zeitlichen Verfügbarkeit für Systemdienstleistungen
- Rückspeisefähigkeit zur Nutzbarkeit der Speicherkapazität des Elektrofahrzeugs

[Teilprojekt 1, Systemintegration]

Datenverfügbarkeit aus dem Elektrofahrzeug
Die kontinuierliche Kenntnis über interne energetische Zustandsgrößen eines Elektrofahrzeugs verbessert die Vermarktungsfähigkeit an den Energiemärkten. Ohne Informationen wie beispielsweise den Ladezustand, die nächste Abfahrtszeit und die gewünschte Energiemenge sinkt die Planbarkeit eines Ladevorgangs und damit die wirtschaftliche Verwertbarkeit der Flexibilität beim Laden.
[Teilprojekt 2, IKT und Ladetechnik]

Lastmanagement im Verteilernetz
Für die Gewährleistung eines netzverträglichen gesteuerten Ladens sind geeignete Messdaten aus den Fahrzeugen, den Netzen und die Kenntnis über die Netztopologie notwendig.
[Teilprojekt 4, Smart Grids]

Netzdienlichkeit
Elektrofahrzeuge bieten neben der Erbringung von Regelleistung auch das Potential zur Erhöhung von Netzsicherheit und Netzzuverlässigkeit.
[Teilprojekt 4, Smart Grids]

Management Summary (English)

The final report „Investigation of the potential of controlled charging using the full communication capabilities between charging Infrastructure and vehicle: Controlled Charging V3.0" summarizes the complete findings of the project and all project partners. The initial Management Summary presents the core messages about all investigated aspects from the technical development and testing to user research, which were acquired in 6 partial projects (TP).

TP1: System integration (Management: BMW AG)
TP2: ICT and charging technology (Management: EWE AG)
TP3: Smart Markets (Management: FhG IOSB AST)
TP4: Smart Grids (Management: FhG IOSB AST)
TP5: User research (Management: TU Chemnitz, department of occupational psychology)
TP6: Trial operation (Management: BMW AG)

Detailed project results of the individual parts can be found in the individual partial project reports.

The project developed a pilot technology to demonstrate the overall system for the delivery of secondary balancing power from a fleet of electric vehicles. The technical system was tested in a 15-month trial operation between 3/2014 to 7/2015 in the daily routine of 30 pilot customers in the Berlin area. Accompanying user research evaluated the motivation and experiences of the customers with the technical aspects as well as with respect to the developed business model. The model incentivizes the provision of flexibility in the charging process of the electric vehicle in accordance with the customer behavior. Potential arrangements and the benefits within the regulatory framework conditions of German energy legislation were examined, as well as the capacity of distribution networks to supply an increasing proportion of electric vehicles.

Customer perspective
The motivation of potential users to participate in Controlled Charging and the motivation of test users in pilot operation is determined by various aspects:

- Users can identify with the goals of Controlled Charging (e.g. integration of renewable energies, grid stabilization) or pursue these on their own initiative
- Users expect a personal benefit from the participation
- Potential and real users value immediate monetary allowances in comparison to other incentives as most attractive

[Part 5, User Research]

User experiences
The test users of the trial operation perceive the Controlled Charging as rather suitable in daily use and can integrate it well into their routine, but they see potential for improvements.
[Part 5, User Research]

User behaviour
User inputs, for example the planned departure time, only show a medium accuracy and are not sufficient to forecast departure time for charging planning. For a future marketing of flexibilies of charging processes it seems important to complement the user inputs by an anaysis of the user's behavior in order to obtain more reliable forecast data. It can be determined using learning algorithms in a central pool control unit which are fed with the user behavior and personal calendar systems. Assuming the customer's approval for handling personal data, this can lead to an improved operating comfort for the customer.
[Part 2, ICT and Charging Technology]

Technical requirements
Controlled charging, particularly for provision of balancing power, can only be conducted if all IT systems have a sufficient tolerance to errors originating from temporarily instable communication connections between the (local) electric vehicles and higher-level backend-systems.
[Part 2, ICT and Charging Technology]

Technical potential
Due to the rapid response characteristic of the demonstrated pool of electric vehicles, its provision of secondary balancing power acts in the timeframe of primary balancing.
[Part 2, ICT and Charging Technology]

Profitability
The most economically feasible commercialisation depends on the market prices as well as the time-dependent availablility oft he vehicles. Considering the current prices, the off-peak time (20.00 – 8.00Uhr) is most attractive for a commercialisation in the market for secondary balancing power, for a pure contolling of loads as well as for a combination of load control and energy recovery (V2G). The operating costs for the commercial use however exceed the current revenues in the German market for system services. In other markets, e.g. in the USA, opportunities for economically profitable applications are already observable.
[Part 3, Smart Markets]

Requirements of the electric vehicle
The capability of electric vehicles to interact with superior backend systems is the prerequisite for grid integration. Using electric vehicles in business models for energy services requires the following capabilities („Smart Services Readiness“):

- Bidirectional communication capacity with the charging point in accordance with ISO 15118
- E/E on-board system architecture with an operational charging system to maintain a high charging efficienty during the charging process or readiness for charging
- Design of the charging system to support sufficiently high operating times in the sense of a large temporal availability for system services
- Capacity of energy recovery for usage of the storage capacity of the electric vehicle
- [Part 1, System Integration]

Data availability from the electric vehicle
The continuous information about internal energy state variables of an electric vehicle improve the marketability at the energy markets. Missing information such as the state of charge of charge, the planned departure time or the desired state of charge reduces the possibilities to plan the charging process of an electric vehicle and thus the economic usability of charging flexibility.
[Part 2, ICT and Charging Technology]

Load management in the distribution network
In order to ensure a grid-compatible controlled charging, appropriate readings from the vehicles, the grid and knowledge of the grid topology are required.
[Part 4, Smart Grids]

Grid usability
Electric vehicles offer not only the provision of balancing power but also the potential to increase grid security and grid reliability.
[Part 4, Smart Grids]

1. Zielstellung

Der Fokus des Forschungsprojektvorhabens liegt in der erfolgreichen Erforschung und Lösungsfindung zu den Aspekten

- Technische und wirtschaftliche Ansätze zur Versorgung der Elektro-Mobilität mit erneuerbarer, CO2-freier Energie
- Erschließung von Synergiepotenzialen: Energiewende + Elektro-Mobilität: Elektro-Mobilität als Element eines zukünftigen Smart Markets
- Erschließung des Ladeverhaltens / der Speicherkapazität von Elektro-Fahrzeugen zur Netzstabilisierung
- Identifikation nutzbarer Regelenergieformen und Vermarktungsszenarien: EV-Pool als virtueller Speicher, Erarbeitung wirtschaftlicher, profitabler Geschäftsmodelle
- Lösungen zur Beherrschung der Netzbelastung durch E-Mobilität, Analyse Netzbelastung und -leistungsfähigkeit, Konzeptentwicklung von Lastmanagementlösungen
- Gesteuerter Heimladepunkt
- IKT-Architekturen für hochdynamische und sichere Interaktionen in der Spannweite vom Elektro-Fahrzeug und desen Nutzer über OEM´s und Aggregatoren bis zum Netzbetreiber
- Stabiles Laden beim Nutzer: Zuverlässiger Ladebetrieb auch in kritischen Netzlast-Situationen
- Schutz des Nutzers vor unerwünschten Eingriffen Dritter beim Laden
- Nutzerfreundliche, begeisternde Lösungen
- Technische Lösungen mit Anspruch auf weltweite Einsatzfähigkeit & Kommunalität
- Wahrung OEM-Produkthaftung im Rahmen der hohen Konnektivität
- Szenarienvergleich „Steuerung des Ladens“ und “Kontrolliertes Entladen“ (V2G) in Bezug auf den finanziellen Ertrag

Die umfangreiche Aufgabenstellung wurde in insgesamt sechs Teilprojekten (TP) strukturiert:

TP 1: Systemintegration (Leitung: BMW AG)
Gesamtprojektleitung, Bereitstellung der Elektrofahrzeuge, Entwicklung und Betrieb der Poolsteuerung, der Smartphone-App, technische Systemintegration, Messdatenerfassung und Auswertung

TP 2: IKT und Ladetechnik (Leitung: EWE AG)
Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) –Systemarchitektur, Entwicklung und Betrieb eines Aggregatorsystems und einer eigenen Poolsteuerung, Entwicklung einer Ladestelle mit ISO 15118 Schnittstelle

TP 3: Smart Markets (Leitung: FhG IOSB AST)
Umfeldanalyse, Identifikation möglicher Einsatzoptionen für einen Elektrofahrzeug-Pool, Prozesse, Entwicklung und Bewertung des Geschäftsmodells

TP 4: Smart Grids (Leitung: FhG IOSB AST)
Bewertung der Auswirkung wachsender Anteile von Elektrofahrzeugen in den Verteilernetzen, Entwicklung und Bewertung von Lastmanagement Verfahren, Modellhafte Darstellung der Bereitstellung von Regelleistungsabrufsignalen einer Übertragungsnetzbetreibers, Bewertung des Verhaltens des Pools und der Einhaltung der technischen Anforderungen

TP 5: Nutzerforschung (Leitung: TU Chemnitz, Lehrstuhl für Arbeitspsychologie)
Konzeptionierung des Probebetriebs, Organisation der Umfragen, Bewertung der Smartphone-App und des Incentivierungssystems, Nutzerforschung, Ergebnisauswertung

TP 6: Probebetrieb (Leitung: BMW AG)

Rekrutierung der Teilnehmer am Probebetrieb, Bereitstellung und Betreuung der Fahrzeugflotte, Bereitstellung und Installation der Ladeinfrastruktur bei den Teilnehmern, Hotline

Der Endbericht „Untersuchung Potentiale gesteuertes Laden unter Nutzung der vollen Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug: Gesteuertes Laden V3.0“ fasst die gesamthaften Erkenntnisse des Projekts und aller Projektpartner zusammen. Die detaillierten technisch-wissenschaftlichen Ergebnisse sind in den einzelnen Teilprojektberichten enthalten.

2. Vergleich der Projektergebnisse zum internationalen Stand der Technik

Das Laden von Elektrofahrzeugen ist weltweit derzeit geprägt durch die Anwendung der ISO/IEC 61851, welche die Interaktionen zwischen der Ladestelle (EVSE - Electric Vehicle Supply Equipment) und dem Elektrofahrzeug (EV – Elecric Vehicle) im Rahmen einer uni-direktionale Kommunikation beschreibt. Damit ist neben der der Erfüllung aller sicherheitsrelevanter Grundanforderungen wie Schließen der Schütze und Spannungsaufschaltung erst nach Schließen der Ladesteckerkontakte eine von der Ladestelle ausgehende Vorgabe der Ladeleistung in den Stufe 0% und 50 – 100% möglich. Damit sind bereits einfache Lastmanagementfunktionen, beispielsweise im Rahmen einer lokalen Installation möglich, allerdings ohne Berücksichtigung der Situation im Fahrzeug, wie beispielsweise den aktuellen Ladezustend der Batterie oder die Bedürfinisse und Ladeeinstellungen seitens des Kunden.

Stand der Technik ist weiter die Telematikschnittstelle (Mobilfunk) zwischen einem Fahrzeug und einem Fahrzeughersteller-seitigem Backend System, wie beispielsweise „BMW Connected Drive“. Über ein derartiges System sind einerseits Interaktionen des Kunden mit Hilfe einer Smartphone-App mit seinem Fahrzeug möglich, andererseits können Fahrzeugdaten an des Backend gesendet werden sowie umgekehrt Backend-seitige Eingriffe in die Ladesteuerung vorgenommen werden. Derartige Systeme sind proprietär, nicht standardisiert. Die Funktionssicherheit dieser Lösungen ist direkt abhängig von der Verfügbarkeit des Mobilfunknetzes (standortabhängig – kritischer Fall Tiefgarage) und dessen Qualität insgesamt (Netzlast, Delayzeiten). Auf dieser Basis betreibt BMW im Großraum San Francisco, USA, das Pilotprojekt „Charge Forward“ zusammen mit Pacific Gas & Electric zur Demonstration der Erbringung von „Demand Response“ als Regelleistungsform mit vergleichsweise einfachen technischen Anforderungen. Die hier zu erfüllende Anforderung einer Responsezeit von maximal 10 Minuten kann mit typischen Responsezeiten von 5 Minuten sicher erfüllt werden.

Gesteuertes, oder intelligentes Laden baut auf eine bidirektionale Kommunikationsschnittstelle zwischen der Ladestelle und dem Elektrofahrzeug wie mit der ISO 15118 auf. Damit wird ein umfangreicher und vor allem sicherer Datenaustausch ermöglicht, der bei einer weiteren Anbindung der Ladestelle an ein lokales Heimenergiemanagementsystem oder über eine DSL-Anbindung an ein Backendsystem eine Vielzahl von neuen Funktionen erschließt.

„Gesteuertes Laden V3.0“ hat auf dieser Basis dargestellt:

- Die Implementierung des zum Projektzeitraum verfügbaren Arbeitsstandes der ISO 15118 in Form einer Powerline-Kommunikationsschnittstelle sowohl in den während des Probebetriebs verwendeten Ladestellen (Wallboxen der Fa. KEBA) als auch in einer eigenen Entwicklung der Fa. EWE (Gesteuerter Heimladepunkt)
- Datenaustausch zwischen dem Elektrofahrzeug und einem Backendsystem mit typischen Delayzeiten von unter 3 Sekunden
- Datenaustausch und Interaktion zwischen dem Elektrofahrzeug und dem Kunden mittels einer Smartphone-App mit typischen Delayzeiten von unter 5 Sekunden
- Ladeplan- basierte Steuerung von Ladevorgängen nach dem „fail safe“ Prinzip: auch bei einer Unterbrechung oder gar dem Ausfall der Kommunikationsverbindung ist das vollständige Aufladen der Batterie des betroffenen Elektrofahrzeuges unter allen Umständen gewährleistet.
- Der Kunde hat zu jedem Zeitpunkt die notwendigen Informationen zum laufenden Ladevorgang und eine Eingriffsmöglichkeit
- Skalierbares Steuerungssystem für einen beliebig großen „Pool“ von Elektrofahrzeugen, mit ausreichend hoher Dynamik, typischen Responsezeiten von 10 Sekunden und ausreichender Regelgüte zur Erfüllung der Anforderungen des Transmissioncodes der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für Sekundärregelleistung.

Zur Frage der zusätzlichen Belastung der Stromnetze durch Elektromobilität lagen zum Zeitpunkt der Projektinitialisierung teils nur sehr allgemeine Untersuchungen und Einschätzungen, teils nur an lokalen, spezifischen Gegebenheiten ausgerichtete Untersuchungen vor. Mit dem Arbeitspaketen des TP4 wurde ein methodischer Simulationsansatz aufgebaut und eingesetzt zur Untersuchung typischer Netztopologien und existierender Netze der Verteilernetzbetreiber EWE Netz GmbH und Stromnetz Berlin GmbH. Ein parallel entwickeltes „Öffentliches Lastmanagement“ (ÖLM) wurde nicht nur in der Simulation, sondern auch im laufenden Probebetrieb getestet.

3. Zukunftsaussichten und weiterer F&E-Bedarf

Gesteuertes Laden (GL) wie im Projekt dargestellt erschließt neue Potenziale zur Erbringung von Regelleistung und unterstützt damit direkt die Integration der fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien (EE). Neben dieser Anwendungsmöglichkeit sind grundsätzlich auch Vermarktungsmöglichkeiten ausserhalb des heute definierten Marktes für Regelleistung möglich, welche zudem gegebenenfalls besser geeignet sind als die durch hohe sicherheitstechnische Anforderungen gekennzeichneten heutigen Regelleistungsformen:

- Im aktuellen deutschen energierechtlichen Rahmen sieht der §14a des Energiewirtschaftsgesetzes bereits auch ausdrücklich Elektrofahrzeuge als verwendbare schaltbare Verbraucher vor. Hierzu wird die konkrete Ausgestaltung passend für Elektrofahrzeuge empfohlen, welche den spezifischen Gegebenheiten wie Informations- und Kontrollbedürfnis des Elektrofahrzeug-Kunden und der bereits vorhandenen Einbindung des Elektrofahrzeugs in die IKT-Systemarchitektur von Fahrzeug-Herstellern einerseits und dem künftigen IKT-Verbund des Smart Meter Gateway Rechnung trägt.
- Auch der Intradayhandel mit seinen Produkten im Zeitbereich von einer Stunde bis zu viertelstündlichen Zeitscheiben kann für den wirtschaftlichen Einsatz der Flexibilität beim Laden wertige Perspektiven bilden.
- Das bereits oben erwähnte Pilotprojekt „Charge Forward“ in den USA mit der Vermarktung in sehr einfachen Formen der Regelleistung erscheint aufgrund der einfachen Umsetzbarkeit geradezu als Blaupause auch für den deutschen Markt.

- Mit dem entwickelten technischen System ist auch eine direkt an die EE-Einspeisung gekoppelte Ladesteuerung möglich. Bei künftigen, noch weitaus höheren Einspeiseleistungen aus EE-Quellen könnte das bereits im Vorgängerprojekt „Gesteuertes Laden V2.0“ entwickelte Verfahren „Wind to vehicle“ (W2V) die Nutzung von Überschußmegen mit unterstützen. Die Kopplung der Sektoren Energie und Verkehr würde mit allen diesen Anwendungsmöglichkeiten direkt unterstützt.

Zusammenfassend stellen sich folgende, weitere Forschungsfragen auf dem Weg zur kommerziellen Nutzung von GL:

- **Wertigkeit des GL von Elektrofahrzeugen als Flexibilitäts- und Speicherpotenzial im Vergleich zu alternativen Technologien im Wettbewerb:** Bereits mit dem Ausbauziel der Bundesregierung von einer Million Elektrofahrzeugen in 2020 erwächst ein Flexibilitätspotenzial, das bereits einen erheblichen Teil des Bedarfes an Regelleistung abdecken könnte. Die Frage ist, ob die Nutzung dieses Potenzials im Wettbewerb der Technologien, beispielsweise gegen konventionelle Technologien wie Pumpspeicherkraftwerke oder andere aufkommende Technologien wie „Power to Heat“ wirtschaftlich attraktiv eingesetzt werden kann. Auch volkswirtschaftlich / politisch könnten sich Vorteile ergeben, beispielsweise durch eine mögliche Vermeidung von Großprojekten wie neuen Pumpspeicherkraftwerken oder dem Ausbau des Stromnetzes, da die gesellschaftliche Akzeptanz solcher Großprojekte in Deutschland kaum noch gegeben ist.

- **Technische Herausforderungen des Rückspeisens und des wirtschaftlichen Verbesserungspotenzials:** Neben dem Flexibilitätspotenzial hat Elektromobilität das Potenzial der Speicherkapazität der Fahrzeugbatterien, das mit zwei Millionen Fahrzeugen in die Größenordnung der Summe aller derzeitigen Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland vorstoßen wird. Der Schlüssel dazu ist die Fähigkeit von Elektrofahrzeugen, Strom in das Netz rückspeisen zu können. Geprägt durch die Auswirkungen der Katastrophe in Fukushima, Japan, 2011, bieten einige japanische Fahrzeughersteller bereits Elektrofahrzeuge mit der Befähigung zum Rückspeisen an. Aufgrund des fehlenden Gesamtkonzeptes und einer unklaren Wirtschaftlichkeitsperspektive wird diese Eigenschaft jedoch noch nicht genutzt. Klarer Forschungsbedarf besteht einerseits in Richtung des energie- und volkswirtschaftlichen Nutzens sowie der Entwicklung kostengünstiger technischer Lösungen für rückspeisefähige Elektrofahrzeuge und Ladesysteme einschließlich der notwendigen Steuerungssysteme und Vermarktungsmöglichkeiten.

- **Regulatorischer Handlungsbedarf zur konsequenten Sektor Kopplung zwischen Energie und Verkehr:** Die vollständige Umstellung der bereitgestellten Energie alleine für den PKW-Verkehr in Deutschland von 37 Millionen Tonnen Mineralöl-basierten Kraftstoffen auf Strom aus EE würde den Energiebedarf von 400 Terawattstunden auf ca. 100 Terawattstunden reduzieren und damit grob die Größenordnung von 100 Millionen Tonnen CO2 vermeiden können (Quellen: BMVi, BMUB, Zahlen für 2014). Die Erreichbarkeit dieses Potenzials setzt neben des Durchbruchs der Elektromobilität auch die konsequente Versorgung der Elektromobilität mit EE voraus. Eine funktionale Kopplung der Sektoren Energie und Verkehr kann und muß die Nutzung der Flexibilitäts- und Speicherkapazitätspotenziale von Elektrofahrzeugen mit einschließen. Der Staat Kalifornien, USA, hat dazu bereits 2014 die „California Vehicle-Grid Integration (VGI) Roadmap verabschiedet, mit der Vision:

„Electric vehicle charging creates a reciprocal relationship between battery-powered cars and the power grid in a way that produces mutual benefits. Without compromising the driving habits of consumers, incentives should be pursued as a way to aggregate vehicle charging to develop valuable grid services."

(Quelle: California Vehicle-Grid Integration (VGI) Roadmap, Februar 2014, CaISO, CEC, CPUC, CARB)

Eine umfassende wissenschaftliche Bewertung des erschließbaren Nutzen und der Übertragbarkeit auf Deutschland bzw. die EU wird empfohlen.

4. Beitrag zu den förderpolitischen Zielen des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)

Gesteuertes Laden (GL) wie im Projekt „Gesteuertes Laden V3.0" dargestellt, erschließt neue Potenziale zur Erbringung von Regelleistung und unterstützt damit direkt die Integration der wachsenden fluktuierenden Einspeisung erneuerbarer Energien (EE). Über diese mögliche Vermarktungsform hinaus ist mit dem entwickelten technischen System auch eine direkt an die EE-Einspeisung gekoppelte Ladesteuerung möglich. Die Kopplung der Sektoren Energie und Verkehr wird durch GL funktionale Realität mit dem Doppelnutzen „Verbesserte EE-Integration in den Sektor Energie ➔ erhöhte Bereitstellung von EE für den Sektor Verkehr".

Das Bewusstsein zur Verwendung nachhaltig erzeugter Energie ist nach wie vor in der Bevölkerung nur relativ gering ausgeprägt. So betrug der Anteil der bundesdeutschen Haushalte mit einem Grünstromvertrag im Jahr 2013 nur ca. 22% (Quelle: statista.com). Bei Kunden mit Elektrofahrzeugen ist das Nachhaltigkeitsbewusstsein weitaus stärker ausgeprägt: So haben beispielsweise ca. 70% aller BMW i3 Kunden einen Grünstromvertrag für ihren Hausanschluß, ca. 45% betreiben eine eigene Photovoltaikanlage (Quelle: Forschungsprojekt PREMIUM, Erhebung 2015). Mit dem in „Gesteuertes Laden V3.0" entwickelten Incentivierungssystem ist eine Möglichkeit geschaffen worden, das Kunden-/ Verbraucherverhalten noch stärker positiv im Sinne des optimalen Einsatzes von EE beeinflussen zu können. Eine Prüfung der Übertragbarkeit in andere Bereiche des Umgangs mit Energie erscheint empfehlenswert.

Autorenverzeichnis für das Teilprojekt 1

Xaver Pfab	BMW AG
Tim Skerra	Whiteblue Consulting GmbH
Dr. Jens Berger	BMW AG
Florian Birnthaler	BMW AG
Dr. Guercan Guelesir	BMW AG
Stefan Scharinger	Whiteblue Consulting GmbH
Lothar Sims	Whiteblue Consulting GmbH

5. TP 1 Systemintegration - Einleitung

Die Zielsetzung des Teilprojektes 1 - Systemintegration ist das Zusammenführen der einzelnen Konzeptideen der Konsortialpartner und derer strategischen Ziele zu einem gemeinsamen Zielbild, sowie im weiteren Projektablauf die Integration der einzelnen Komponenten und Teilsysteme zu einem stimmigen und funktionsgerechten Ganzen. BMW übernahm im Konsortialprojekt diese herausfordernde Aufgabenstellung neben der Rolle des Konsortialführers: Da ein Automobilhersteller bei seiner Produktentwicklung heute in höchstem Maße auf die Kompetenz zur Integration vielfältiger eigener und Zulieferer-Systeme angewiesen ist, erschien BMW besonders prädestiniert zur Übernahme dieser Rolle. Durch den Einsatz von Experten aus der Gesamtfahrzeugentwicklung und der E/E-(Elektrik/Elektronik) Systemintegration stellte BMW das entsprechende Know-How dem Verbundprojekt zur Verfügung.

6. Ergebnisse des TP 1 - Systemintegration

6.1. AP 1.1 Gesamtsystem-Architektur

6.1.1. Ziel

Ziel des Arbeitspakets war die Beschreibung der Gesamtarchitektur des technischen Systems und die Festlegung des Zielbildes für die Gesamtarchitektur. Dazu brachten alle Projektpartner Know-How, Lösungsbausteine und Zielvorstellungen in das Projekt ein. Zur Sicherstellung des Erfolges des Gesamtvorhabens erfolgt im AP 1.1 eine Offenlegung der Inputs aller Projektpartner, Identifikation aller Gemeinsamkeiten und Unterschiede in den Lösungsszenarien und die Erarbeitung eines gemeinsamen für alle Partner tragfähigen Zielbildes.

6.1.2. Ergebnis

BMW führte in seiner Rolle als Projektleitung und Konsortialführer ein systematisches Anforderungsmanagement ein, um die Anforderungen aller Stakeholder des Projekts, z.B. technische Regulatorien des Energiemarktes, aufzunehmen und für die Projektrealisierung zu bewerten.

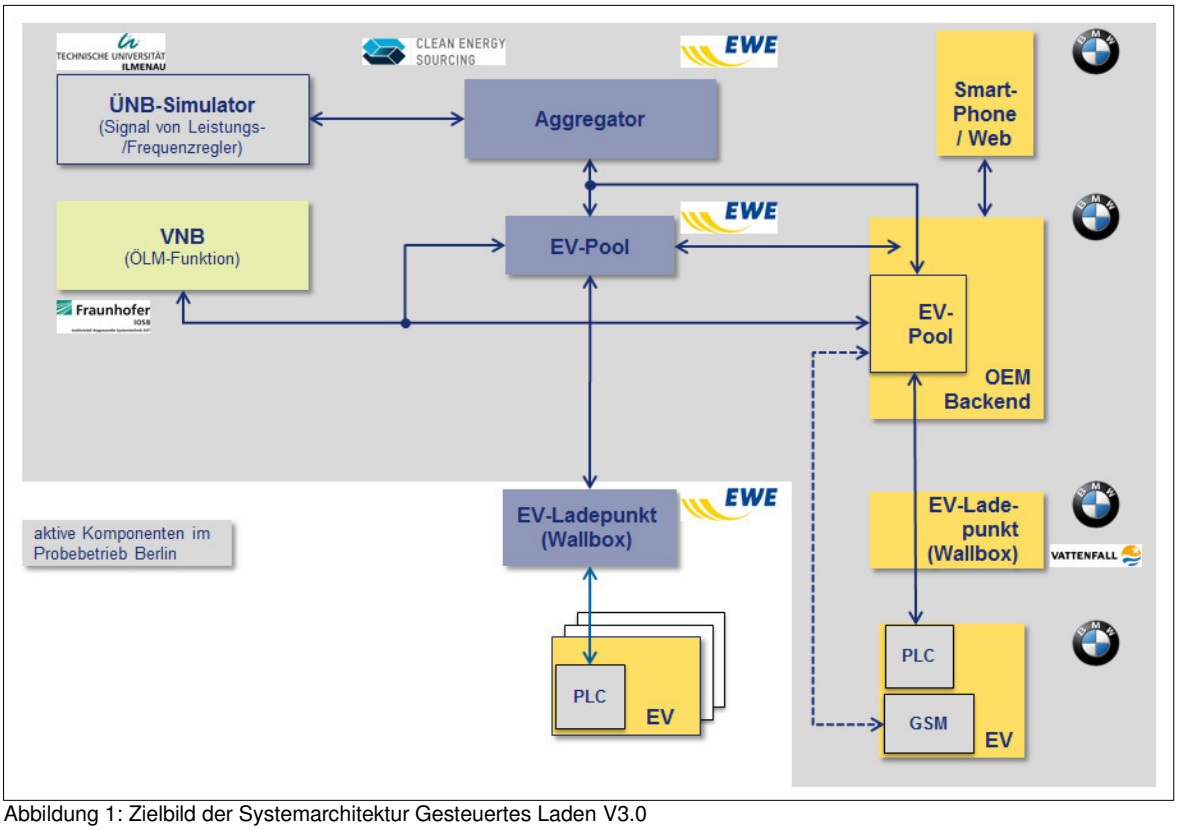


Abbildung 1: Zielbild der Systemarchitektur Gesteuertes Laden V3.0

In Zusammenarbeit mit den Projektpartnern wurde ein gemeinsames Zielbild für eine technische Systemarchitektur entwickelt, bewertet, festgelegt und im Rahmen des Projekts umgesetzt.

Da mit der im Projektrahmen definerten Fahrzeugflotte von 10 BMW ActiveE nicht annähernd die derzeit geltende Mindestvermarktungsschwelle von 5 MW in der Sekundärregelleistung erbracht werden kann, wurde eine modellhafte Darstellung eines Regelleistungsbetriebs und dessen Vermarktung im Konsortium festgelegt. Daher wurde vor allem die Rolle des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) und dessen technischem System von der TU Ilmenau modellhaft abgebildet. Eine grundlegende Anforderung war weiter, dass zwei „konkurrierende“ Geschäftsmodelle mit dem Gesamtsystem abgebildet und gegeneinander gefahren werden können: die Steuerung des Fahrzeug-Pools einerseits mit den Mitteln und Möglichkeiten eines Akteurs aus der Energiewirtschaft, hier repräsentiert durch die EWE AG, besonders gekennzeichnet durch einen eingeschränkten Zugriff auf Fahrzeug- und Kundeninformationen. Demgegenüber als Akteur ein OEM, hier repräsentiert durch die BMW AG, gekennzeichnet durch den vollen Zugriff auf Fahrzeug- und Kundeninformationen im Rahmen der seit Jahren genutzten Konnektivität zwischen Fahrzeug, BMW Connected Drive und spezifischen Smartphone Applikationen. Ebenso war die Implemetierung eines möglichen zukünftigen Lastmanagement-Systems eines Verteilernetzbetreibers (VNB) vorzusehen.

Neben dem technischen Zielbild des Gesamtsystems konnte das Konsortium auf Basis dessen alle systembestimmenden Anforderungen auf oberster Systemebene ableiten und so Festlegungen für z.B. die eingesetzten Kommunikationskanäle zwischen den unterschiedlichen Systemkomponenten treffen.

Das in Abbildung 1 dargestellte Zielbild zeigt nicht nur den technischen Systemaufbau des Gesamtsystems, sondern auch das notwendige Rollenmodell aller an der pilotierten Umsetzung beteiligten Marktakteure. Entsprechend der einzelnen Teilprojekte des Förderprojekts wurden die unterschiedlichen Rollen des Energiemarktes durch verschiedene Projektpartner dargestellt. Ein detailliertes Rollenmodell der heutigen Marktsituation des Energiemarktes, sowie eine perspektivische Weiterentwicklung dessen findet sich im Teilprojekt 3 – Smart Markets.

Die Kommunikationsstrecken zwischen den verschiedenen Backendsystemen wurden entsprechend den Anforderungen des Transmissioncodes der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) angelegt. Die Verbindung zwischen dem BMW-Backend und dem Elektrofahrzeug untergliedert sich in die folgenden Teilstrecken:

1. BMW-Backend - Router des Pilot-Kunden: DSL-Festnetz
2. Router des Pilot-Kunden – Wallbox: alternativ Ethernet, PLC-Kommunikation, WLAN-Kommunikation
3. Wallbox – Elektrofahrzeug: PLC-Kommunikation über Typ2-Ladekabel

Alternativ wurde bei einigen Kunden mit schwierigen Installationsbedingungen und erhöhtem Installationsaufwand für die Strecke 1 – 2 ein GSM-Modem direkt an der Wallbox eingesetzt.

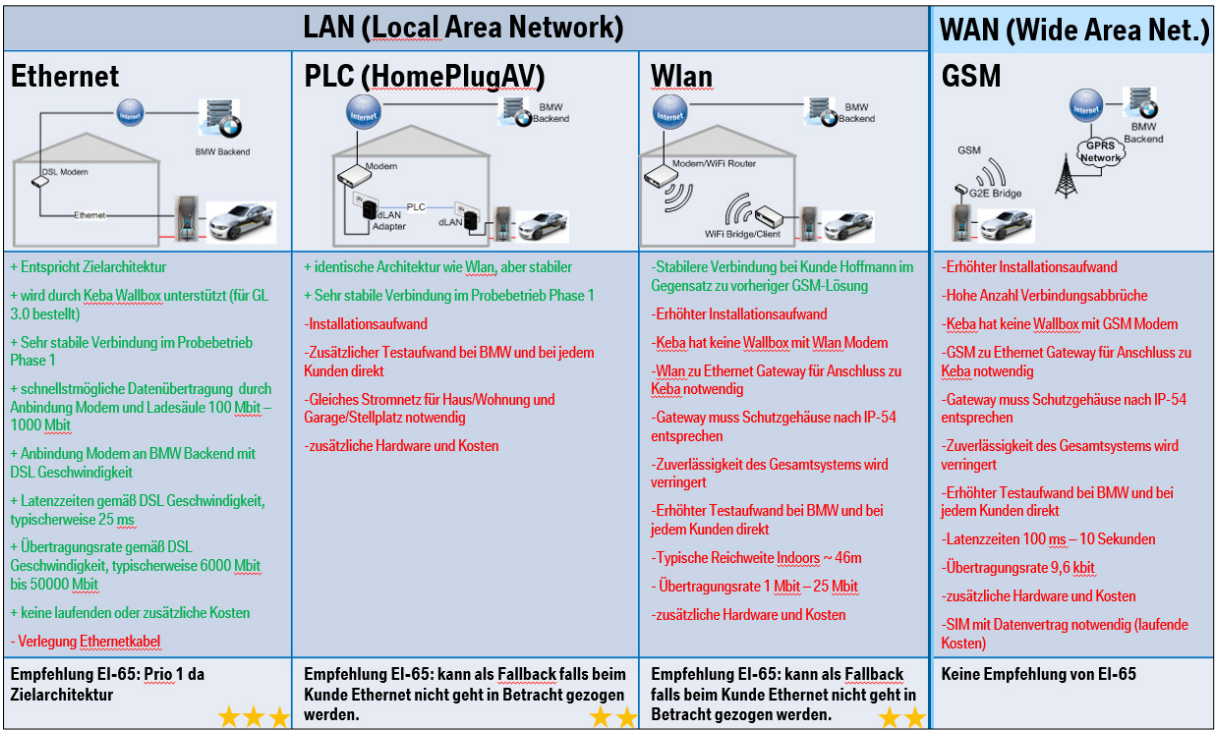


Abbildung 2: Untersuchte Kommunikationsvarianten in der Gebäudeinstallation

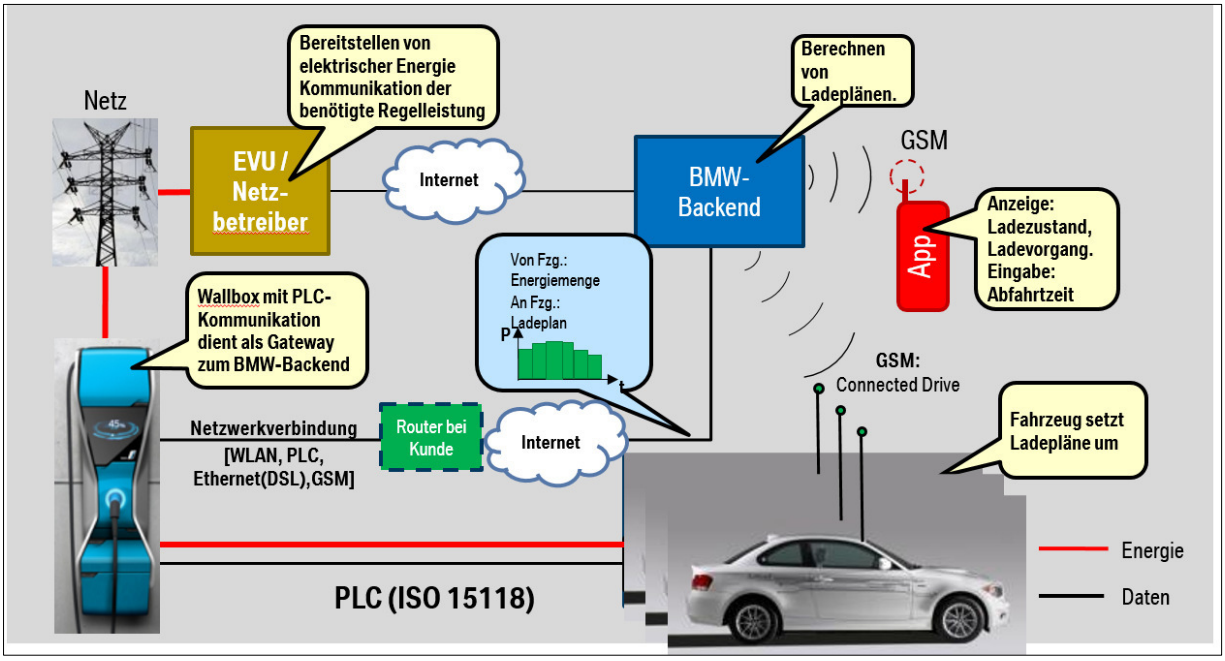


Abbildung 3: Vereinfachte Funktiosstruktur in der Systemarchitektur

In Rahmen eines intensiven Entwicklungs- und Absicherungsprozesses konnte das Gesamtsystem termingerecht zum Start des Pilotbetriebs beginnend mit der ersten Probebetriebsphase ab dem 3.3.2014 in Betrieb genommen werden (siehe auch TP 6). Das Gesamtsystem wurde während des gesamten Probebetriebs über die drei Phasen hinweg ständig weiterentwickelt und basierend auf den Nutzerrückmeldungen stetig optimiert. Dazu wurde das Gesamtsystem parallel in einer „INT“-Version (für Test und Absicherung) und einer „PROD“-Version (für den Produktiv-Betrieb) aufgebaut und betrieben.

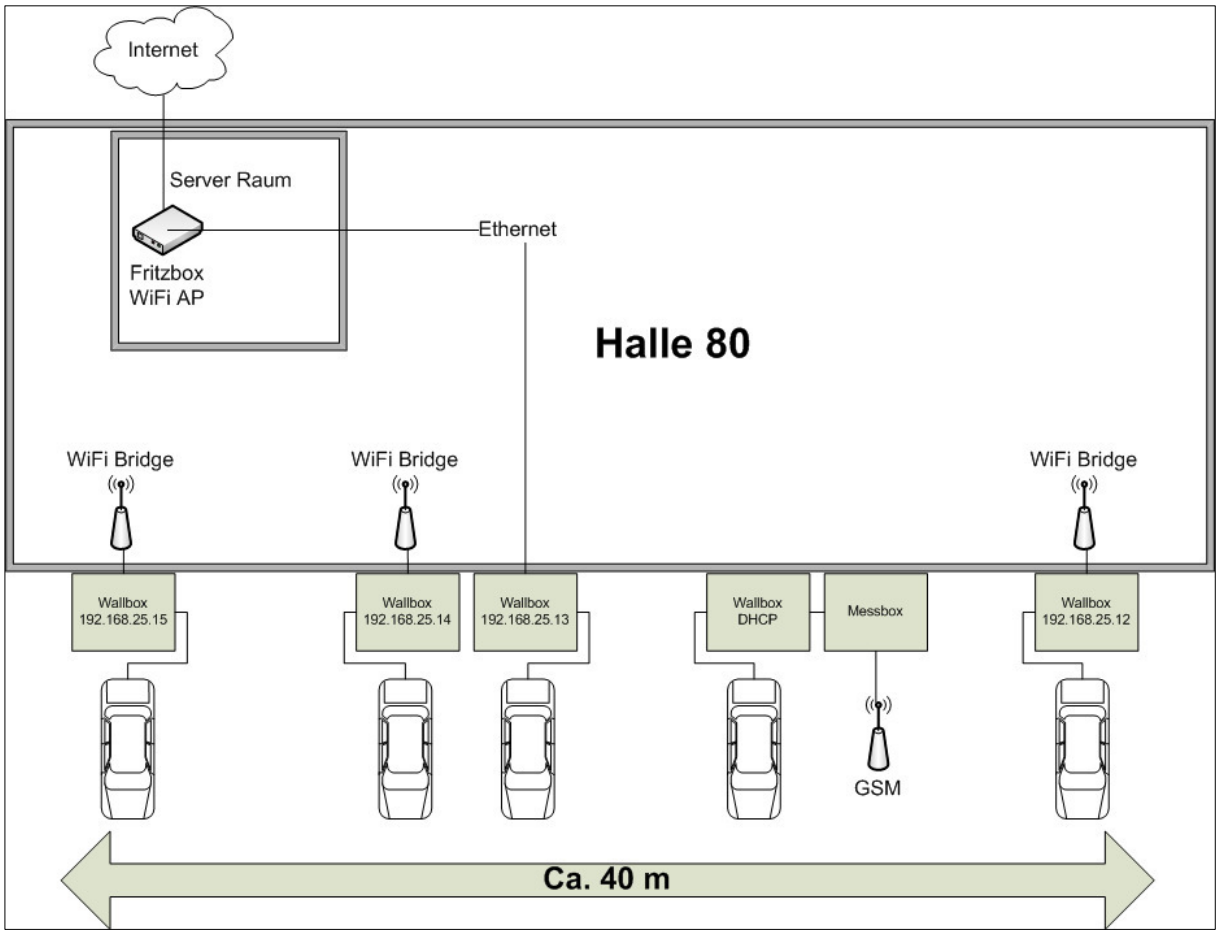


Abbildung 4: IKT Architektur Test-Ladeinfrastruktur bei BMW



Abbildung 5: Absicherung des Gesamtsystems mit den BMW ActiveE an der Test-Ladeinfrastruktur bei BMW

6.1.3. Herausforderungen / Ausblick

Die **Absicherung eines Gesamtsystems** bestehend aus fünf Backendsystemen, den beschriebenen Kommunikationsschnittstellen, sowie dem Ladesystem mit der Wallbox, dem Elektrofahrzeug und der Smartphone-App als Nutzerschnittstelle stellte eine besondere Herausforderung dar, welche nur durch eine sehr enge Zusammenarbeit der Projektpartner sowie eine straffe Testplanung und Durchführung bewältigt werden konnte.

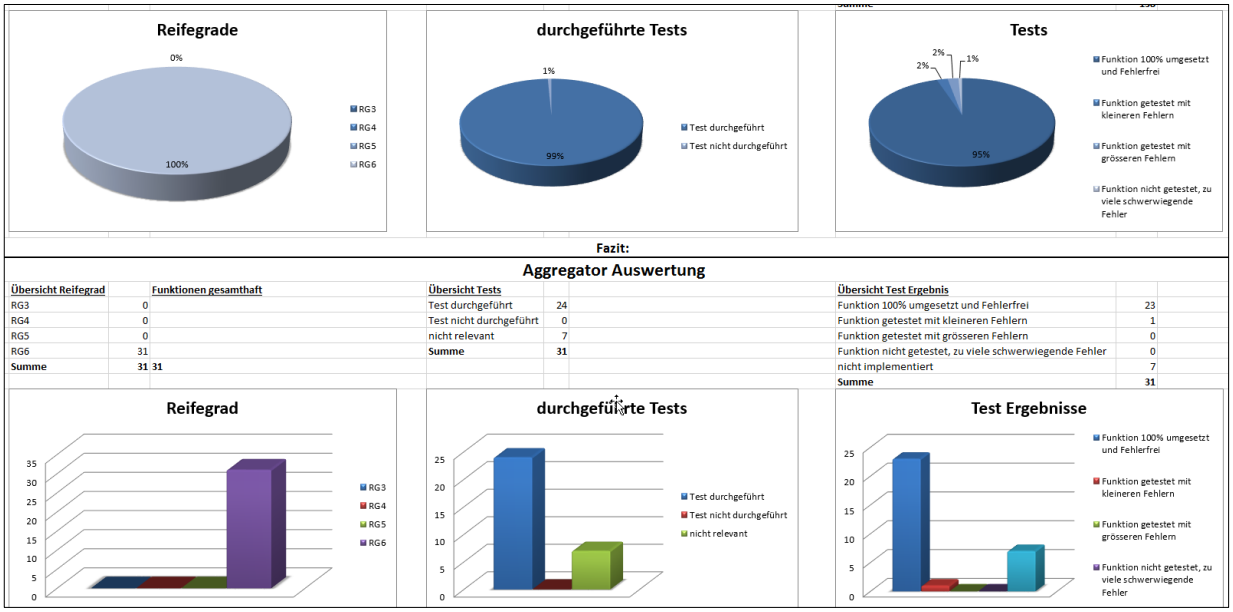


Abbildung 6: Beispielhafte Ergebnisauswertung eines Integrationsstufentests im Rahmen der Absicherung

Für die Umsetzung möglicher künftiger Serienlösungen sind hierzu zu empfehlen:

- Organisation eines Partner-übergreifenden Projektteams mit enger Zusammenarbeit auch über die Unternehmensgrenzen hinweg
- Im Vorfeld Erarbeitung notwendiger Standards und Normen für Kommunikationsschnittstellen (Beispiel ISO 15118)
- Enge Kopplung von technischer Systementwicklung und Geschäftsmodell-Entwicklung (Beispiel: Incentivierungssysteme)

Die Kommunikationsstrecken und die Zuverlässigkeit der Kommunikationsverbindungen bedurften während der Entwicklung und über die gesamte Probebetriebszeit besonderer Aufmerksamkeit: Bereits bei der Installation der Wallboxen bei den Pilotkunden mussten teils mehrfach die oben beschriebenen Varianten für die Kommunikations-Teilstrecken 1 und 2 vor Ort getestet werden, um die bestmögliche und installierbare Lösung zu identifizieren und aufzubauen. Dennoch erwies sich die Kommunikationsstrecke 1-3 als in Summe anfällig für Unterbrechungen der Kommunikationsverbindung zwischen dem BMW-Backend und dem Elektrofahrzeug.

Für viele Teilfunktionen konnten Lösungen im Sinne einer hohen Robustheit bei Kommunikationsunterbrechungen erarbeitet werden, für einige Funktionen wie z.B. die Erkennung des bewussten oder logischen Beenden eines Ladevorgangs gegenüber dem fehlerbedingtem Abbrechen oder Unterbrechen der Kommunikation zwischen Fahrzeug und Backend-System konnten im Rahmen des Projektes keine zufriedenstellenden Lösungen gefunden werden.

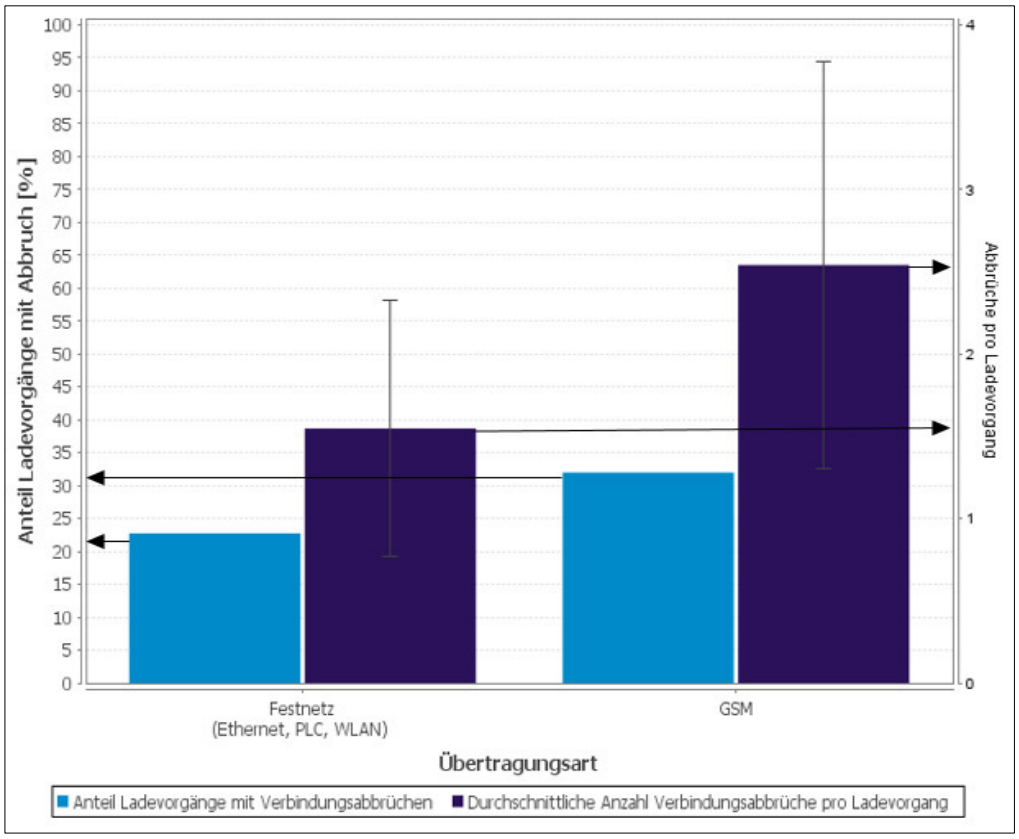


Abbildung 7: Verbindungsabbrüche zwischen dem BMW-Backend und den angeschlossenen Elektrofahrzeugen in den Phasen 1 und 2. Als Verbindungsabbruch wurde gewertet, wenn die Verbindung zum Backend besteht, abbricht, und sich dann nicht innerhalb von 90 Sekunden wieder aufbaut. Nicht gewertet wurden Abbrüche beim Beenden des Ladevorgangs durch einen Einschlafvorgang des Fahrzeug-Bordnetzes beendet wurde.

Dies gilt besonders für die Umsetzung von gesteuerten Laden für Elektrofahrzeug-Flotten an einem einzigen Netzanschlusspunkt (Probebetriebsphase 3, Ladeinfrastruktur auf dem GSG Gelände). Dort kam es zu wiederkehrenden Störungen der Kommunikationsverbindung, welche im Projektzeitraum nicht eindeutig geklärt werden konnten. Im Nachgang des Probebetriebs wurde festgestellt, dass der im Projekt verfügbare Stand der Firmware der verwendeten Wallboxen (Hersteller: Fa. KEBA) noch einkopplunglungsbedingte Fehler bei PLC-Kommunikation in mehrfachem Parallelbetrieb zuließ. Zwischenzeitlich verfügbare verbesserte Softwarestände (konkret Qualcom Firmware Version v1.1.0-02) haben dieses Problem abgestellt.

Mit ursächlich für die hohe Anzahl der festgestellten Verbindungsabbrüche erscheint die Kommunikationsstrecke im DSL-Festnetz bzw. noch auffälliger im Mobilfunknetz. Mit den Mitteln und Möglichkeiten der Konsortionalpartner konnte dazu keine umfassende Analyse im Rahmen des Projektes durchgeführt werden. Es ist daher bei Folgeentwicklungen ein Partner mit Telekommunikations-Kompetenz einzubinden, um ggf. erforderliche Maßnahmen bereits im Vorfeld festlegen zu können. Kriterien können sein:

- Prüfung der Netzqualität (Festnetz und Mobilfunk) am Kundenstandort
- Prüfung der Performanz des Telekom-Anbieters eines Kunden in Bezug auf definierte Mindestanforderungen

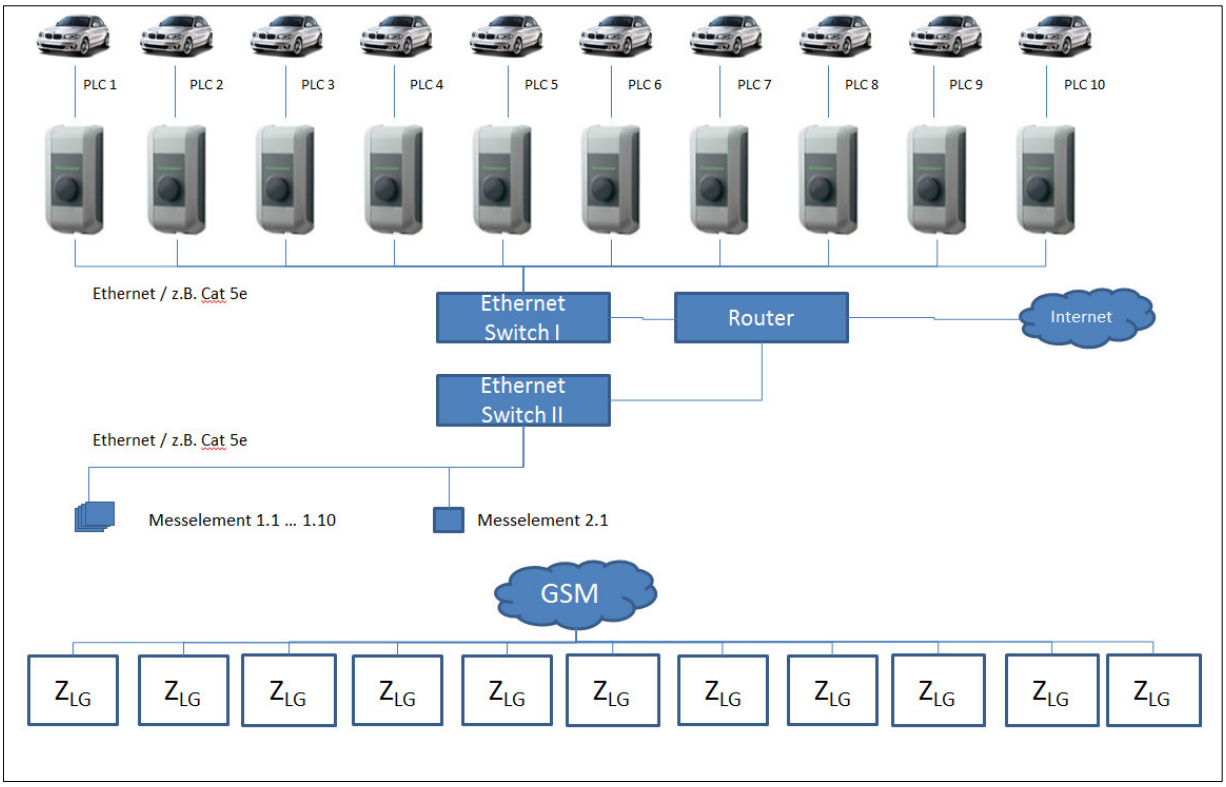


Abbildung 8: Ladeinfrastruktur für die Probebetriebsphase 3 am GSG-Gelände

6.2. AP 1.2 Fahrzeug

6.2.1. Ziel

Ziel dieses Arbeitspakets war es, ein ausgearbeitetes Steuerungskonzept sowie die Festlegung der Anpassung für die gewählte Fahrzeugstruktur zu erarbeiten. Die Fahrzeuge mussten zudem im Systemverbund (in der Spannweite vom Elektrofahrzeug und dessen Nutzer über OEM-seitige Backendsysteme und Aggregatoren bis zum Netzbetreiber) kommunikations- und funktionsfähig sein. Zur Erreichung der Dynamik-Anforderungen mit einer maximal zulässigen Responsezeit von 30 Sekunden, bzw. einer Signal-Rücklaufzeit von fünf Sekunden – jeweils über die gesamte Strecke vom Leistungs-/Frequenzregler des ÜNB bis zur technischen Einheit und wieder zurück - nach dem Transmissioncode der deutschen Übertragungsnetzbetreiber für Sekundärregelleistung, war Grundlagenarbeit für die E/E-Architektur und Kommunikationsstrukturen im Fahrzeug-Bordnetz zu leisten. Ebenso mussten die Grundstrukturen der Kommunikation zwischen Fahrzeug und BMW Backend (siehe auch AP 1.4) auf diesen Dynamik-Anspruch ausgerichtet werden.

6.2.2. Ergebnis

Für die Entwicklung und Absicherung der notwendigen technischen Komponenten und Kommunikationskanäle im realen Nutzerbetrieb brachte die BMW AG hierzu insgesamt 15 BMW ActiveE sowie Test- und Entwicklungssysteme zur Umsetzung in das Projekt ein. Die eingebrachten Fahrzeuge wurden um die projektspezifisch zusätzlich erforderlichen Funktionen angepasst und für den Pilotbetrieb abgesichert. 12 Fahrzeuge wurden zudem in einem jeweils fünf-monatigen Probebetrieb über 3 Phasen in der Schaufensterregion Berlin im realen Nutzerbetrieb getestet.
Der BMW ActiveE ist ein wichtiger Technologieträger der BMW AG und Basis für die weiteren Entwicklungen heutiger Serienprodukte wie dem BMW i3 als vollelektrisches Serienfahrzeug. Bewusst wurde

zur Verwendung im Projekt der BMW ActiveE und nicht der BMW i3 gewählt, da sich die Implementierung der PLC-Kommunikationsschnittstelle hier deutlich einfacher und günstiger realisieren ließ, als im Serien-Fahrzeug.

Für den Einsatz im Projekt war nach der Definition des Zielbildes und der Erarbeitung des notwendigen technischen Systems die Anpassung der eingesetzte Fahrzeugplattform für die Zwecke des Projekts erforderlich. Aufgrund der zu erfüllenden Reaktionszeiten des Fahrzeuges im Sekundenbereich konnte nicht auf die bestehende Mobilfunk-Telematikschnittstelle des BMW ActiveE zurückgegriffen werden.

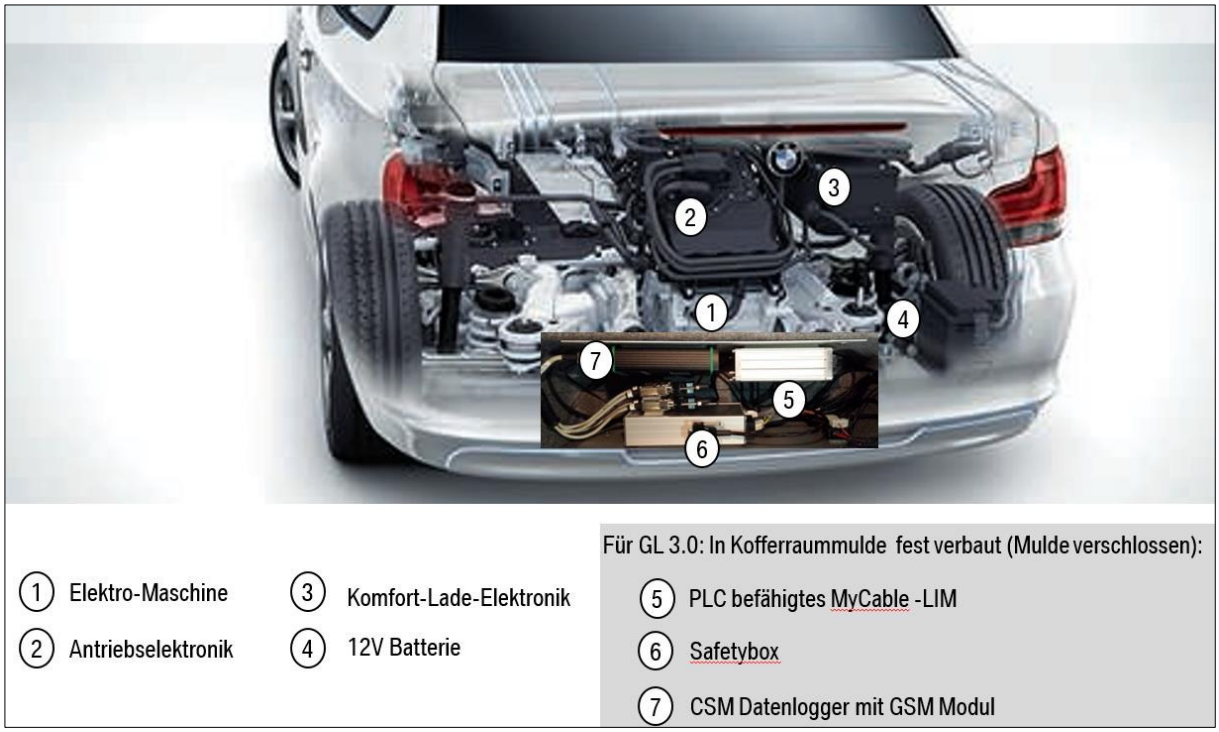


Abbildung 9: Modifikationen am BMW ActiveE zur Implementierung der PLC-Schnittstelle

Die Implementierung der ISO 15118 mit dem physical layer PowerLine Communication war eine besondere Herausforderung, um die Fahrzeuge weiterhin im Rahmen der bestehenden Zulassung für den Straßenverkehr bei den Pilotkunden betreiben zu können: es musste daher ein eigenes Steuergerät (Safety-Box) entwickelt werden, welches das so genannte Ladeinterfacemodul (LIM) mit dem PLC-Chipsatz (frühes Entwicklungsstadium, ohne vollständige automotive Absicherung) während des Fahrbetriebs stilllegt und nur im Stand bei Ladebetrieb aktiviert. Das gesteckte Ziel, der Errichtung einer Kommunikationsstrecke mit der Erfüllung der Dynamikanforderungen wurde erreicht: mit typischen Reaktionszeiten von 6 – 10s vom Aussenden eines Abrufsignals bis hin zum Erreichen der geforderten Ladeleistung sind die Anforderungen der Sekundärregelleistung sogar übererfüllt.

6.2.3. Herausforderung / Ausblick

Die Interaktionsfähigkeit von Elektrofahrzeugen mit übergeordneten Backendsystemen ist die Grundvoraussetzung einer Netzintegration. Die Nutzung von Elektrofahrzeugen in Geschäftsmodellen für Energiedienstleistungen setzt die entsprechende Befähigung voraus („Smart Services Readiness“):

- Bidirektionale Kommunikationsfähigkeit mit der Ladestelle nach ISO 15118: Im Zuge eines Serienentwicklungsprozesses lassen sich die notwendigen Kommunikationstechnologien vollständig integrieren und so die spezifischen Problemstellungen der Implementierung im Probebetrieb vermeiden. Bei der Entwicklung des ISO 15118 Kommunikationsstandards ist darauf zu achten, dass der komplexe Verhandlungsprozess zwischen Elektrofahrzeug und Ladestelle zu keinen längeren Delayzeiten führt.
- E/E-Bordnetzarchitektur mit einem Teilnetz-betriebsfähigen Ladesystem zur Aufrechterhaltung einer hohen Ladeeffizienz während des Ladens bzw. der Ladebereitschaft: Das Bordnetz des BMW ActiveE ist abgeleitet aus dem Bordnetz der BMW 1er Baureihe mit „Vollnetz-Betrieb“. Für den Ladebetrieb und die permanente Kommunikationsfähigkeit bedeutet dies die volle Betriebsbereitschaft und Aktivität des gesamten Bordnetzes mit einem Energieverbrauch von ca. 100 Watt. Der damit erhöhte Ladeenergiebedarf verschlechtert die angestrebte hohe Ladeeffizienz und erhöht die Energiekosten, was den Kundennutzen des gesteuerten Ladens schmälern oder gar konterkarieren würde.
- Auslegung des Ladessystems auf ausreichend hohe Betriebszeiten im Sinne einer großen zeitlichen Verfügbarkeit für Systemdienstleistungen: Soll ein Elektrofahrzeug im Rahmen des gesteuerten Laden eine maximale Flexibilität bereit stellen können, so verlängert sich die Betriebsbereitsschaft- und Aktivzeit über die rechnerische Ladezeit hinaus erheblich. Im Mittel betrug die tägliche Ladeenergie (30 Kunden über insgesamt 15 Monate Probebetrieb) ca. 10 kWh pro Tag. Bei der eingestellten Ladeleistung von 3,7 kW betrug die mittlere Ladezeit somit knapp drei Stunden. Die mittlere Ansteckzeit (typischerweise über Nacht) betrug demgegenüber ca. 10 Stunden. Über einen angenommen Auslegungsfall von 12 Jahren Fahrzeugnutzung würde sich damit die Betriebszeit um 33.000 Stunden für das Ladesystem erhöhen.
- Rückspeisefähigkeit zur Nutzbarkeit der Speicherkapazität des Elektrofahrzeugs: Die Ergebnisse des TP 3 - Smart Markets zeigen, dass die Vermarktung des Flexibilität beim Laden von Elektrofahrzeugen alleine keine ausreichende Wirtschaftlichkeit ergibt. Die zusätzliche Vermarktung der Speicherkapazität kann durch Rückspeisen ermöglich werden, was zu einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit beitragen kann. Neben der netz-seitigen Vermarktung („V2G“) kann durch Rückspeisen das Elektrofahrzeug auch als lokaler Speicher („V2H“) in ein lokales Energiemanagement eingebunden werden und die Anschaffung eines Heimspeicher ggf. erübrigen bzw. dessen Größe und die Kosten reduzieren.

6.3. AP 1.3 Anzeige-/ Bedienkonzept (ABK)

6.3.1. Ziel

Zur Gewinnung von Informationen rund um das Ladeverhalten des Kunden wurden Eingabe- und Interaktionsmöglichkeiten gestaltet und in das existierende ABK von Elektrofahrzeugen mit integriert. Zur Erstellung von individuellen Ladefahrplänen werden vom Fahrzeug und vom Fahrzeugnutzer eine Reihe von Informationen benötigt. Neben den automatisch abrufbaren technischen Informationen aus dem Fahrzeug wird insbesondere vom Fahrzeug-Nutzer die geplante nächste Abfahrtszeit einzugeben sein. Umgekehrt wird der Fahrzeug-Nutzer ein starkes Interesse haben, stets und überall Fahrzeug-Statusinformationen (z.B. Ladezustand bzw. Reichweite) verfügbar zu haben. Ziel dieses Arbeitspakets ist, durch nutzerfreundliche und technisch abgesicherte Anzeige- und Bedienkonzepte die notwendigen kundenseitigen Interaktionen aus dem im Teilprojekt 3 entwickelten Geschäftsmodell mit hoher Bedien-Qualität sicherzustellen.

Das zugrunde gelegte Geschäftsmodell setzt auf die Motivation des Kunden hin zu einem netzdienlichen Verhalten beim Laden und Betrieb seines Elektrofahrzeugs. Erforderlich dazu sind Anzeige- und Eingabefunktionen sowohl im Fahrzeug als auch an den CE-Geräten des Kunden. Mit zu berücksichtigen sind Incentivierungskonzepte, welche den Nutzer am Erfolg des Geschäftsmodells teilhaben lassen. Die Summe der Anzeige- und Bedienungselemente unterliegt dem Anspruch einer hohen Gesamtstimmigkeit und Qualität, damit die Ergebnisse der Nutzerforschung nicht durch umständliche oder fehlerhafte Bedienung des Systems durch die Kunden verfälscht werden.

6.3.2. Ergebnis

Aufgrund der gewählten Fahrzeugplattform BMW ActiveE war keine Integration in das existierende Anzeige- und Bedienkonzept (ABK) dieses Fahrzeuges möglich, was keinen Nachteil darstellt, da sich auf Basis der Projektergebnisse die Smartphone App als die wichtigste Schnittstelle für die Interaktionen des Nutzer erwiesen hat (siehe auch TP5 Nutzerforschung). Im Projekt wurde deshalb auf den beiden im Markt etablierten Plattformen „iOS“ und „Android“ eine Smartphone App umgesetzt.

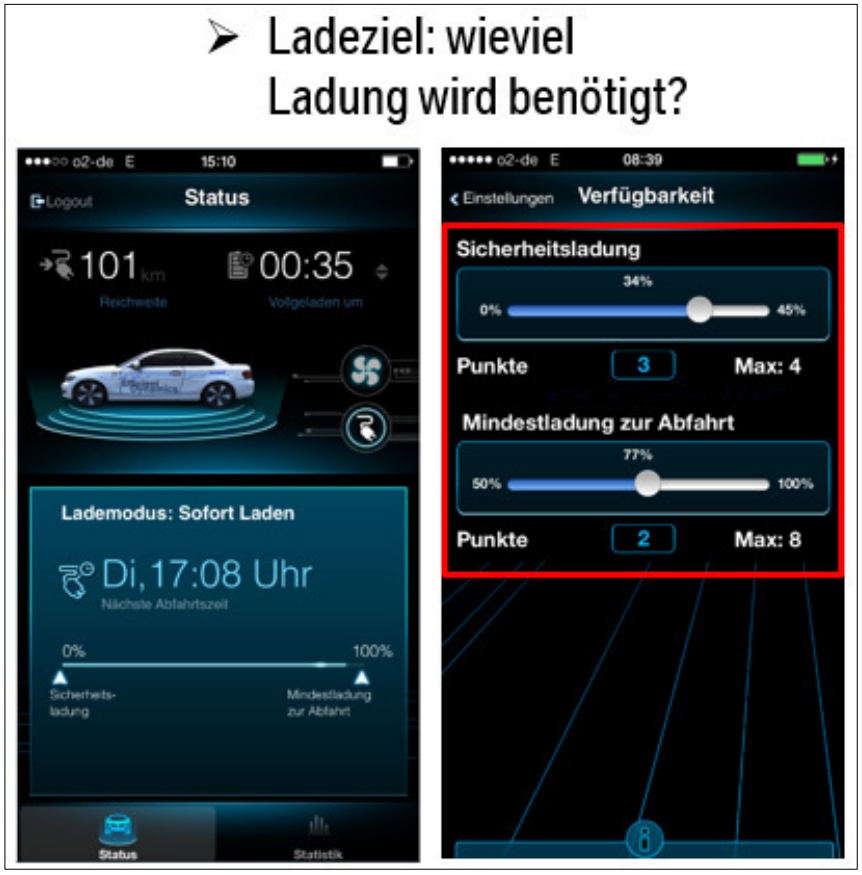


Abbildung 10: Smartphone-App - Übersicht und Eingabe der benötigten Batterieladung

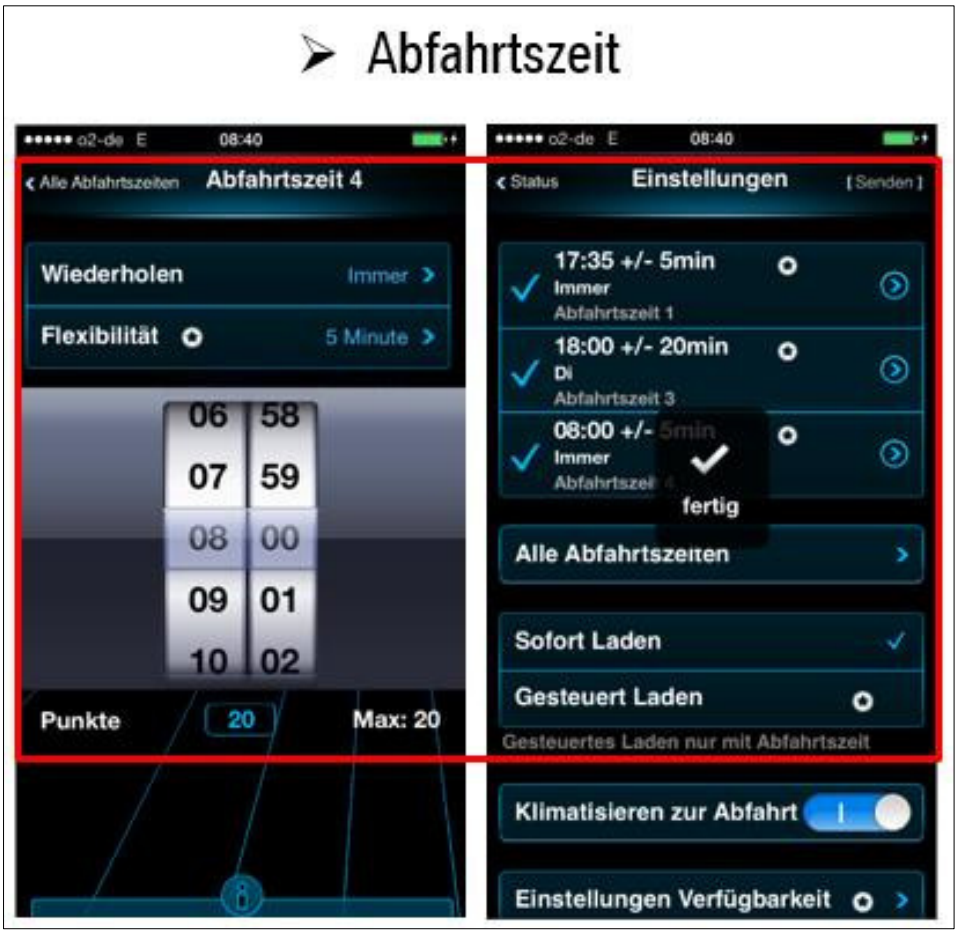


Abbildung 11: Smartphone-App - Eingabe der Abfahrtszeit



Abbildung 12: Smartphone-App - Incentivierung - Aktueller Punktestand, einzeln und im Community-Vergleich

BMW hat im Rahmen der hausinternen standardisierten ABK Entwicklung in Kooperation mit der Nutzerforschung der TU Chemnitz Fokusgruppen gebildet, Befragungen durchgeführt und ausführliche Usability Tests durchgeführt. Auf Basis dieser aggregierten Erkenntnisse konnte für ein Forschungs- und Vorentwicklungsprojekt ein sehr hohes Maß an Kundenzufriedenheit für die Nutzerschnittstelle erreicht werden. (für Ergebnisse der Usability Tests siehe TP5, Nutzerforschung).

Als weitere mögliche Nutzer-Schnittstellen wurden identifiziert (in der Reihenfolge der Priorität aus der Nutzerforschung, siehe TP 5):

- Anzeige und Abfrageroutine beim Abstellen und Verlassen des Elektrofahrzeuges im Kombiinstrument oder Bordmonitor („Goodby Screen“ bzw. Ereignissteuerung und Mitteilung auf dem Smartphone nach dem Verlassen des Fahrzeuges
- Interaktionsmöglichkeit an der Ladestelle („Wallbox“)
- Webinterface auf den CE-Geräten des Kunden

6.3.3. Herausforderung/ Ausblick

Zum Start des Projektes wurde die Interaktion zwischen Gesamtsystem, Elektrofahrzeug und Kunden für je einen registrierten Nutzer pro Fahrzeug und dessen Smartphone (1:1 Zuordnung) vereinbart. Bereits in der ersten Probebetriebsphase wurde festgestellt, dass ein Fahrzeug häufig von mehreren Nutzern mit ihren individuellen Smartphones genutzt werden. Die Weiterentwicklung des Systems zu einer 1:n Beziehung wurde im Softwarestand der App daher bereits für die Probebetriebsphase 2 realisiert. Hierzu wurde eine Hinterlegung von mehreren Geräten je Nutzer/ Fahrzeug im System ermöglicht.

Im Vergleich der beiden Smartphone Plattformen „iOS“ und „Android“ zeigte sich, dass die Masse an unterschiedlichen Endgeräten und Softwareständen der im Markt befindlichen Androidgeräte nicht vollständig mit einer abgesicherten App abzudecken ist. Im Rahmen des Projektes wurden die Softwarestände für folgende Geräte abgesichert: iPhone 4, 4s, 5, 5s bis hin zur iOS Version 8.

	iOS App
Version	1.99.8 RELEASE
Neuerungen zur derzeitigen Kunden-App	• Unterstützt iOS 8 • Kompatibel zu iPhone 4, 5 • Korrektur der fehlerhaften Darstellung aufgrund Zeitumstellung • Umfassendes Bugfixing
Durchführung Absicherung	• Fahrzeug auf Produktiv-Umgebung angemeldet • Verwendung der Kunden App (RELEASE) • Ausnahme: Ladebalken Animation wurde mit Entwickler-App (iOS Version 1.99.8 DEBUG) auf INT abgesichert. → Ursache: EWE Ladepläne gehen zu selten in Ladepause!
Verwendetes Modell	iPhone 4S mit iOS 7; iPhone 5s mit iOS 7; iPhone 5 mit iOS 8
Durchgeführte Tests	• App Testfälle aus Testspezifikation • Push-Notification • Tests der umfassenden Funktionalität/Usability der App
Ergebnis	Keine weiteren Fehler gefunden

Abbildung 13: Release Note der Absicherung GLv3.0 App iOS 8

Für künftige Serienlösungen, einen operativen Betrieb und Weiterentwicklung ist der Aufwand für:

- die Darstellung der App für die verbreitenen Smartphone-Betriebssysteme (iOS, Android, Windows) für eine mindest notwendige Marktabdeckung
- Absicherung für die im Markt befindlichen Geräte
- Absicherung neuer Betriebssystemversionen und ggf. notwendige Anpassungen entsprechend einzuplanen.

6.4. AP 1.4 Backendstruktur

6.4.1. Ziel

Ziel dieses Arbeitspaketes ist, eine hochverfügbare und zuverlässige Kommunikation (in der Spannweite vom Elektrofahrzeug und dessen Nutzer über OEM-seitige Backendsysteme und Aggregatoren bis zum Netzbetreiber) zu ermöglichen, aber gleichzeitig den Nutzer vor unberechtigtem Zugriff auf die Fahrzeugelektronik und seine Daten zu schützen.
Die OEM-seitige Backend-Struktur stellt das Bindeglied zwischen dem Fahrzeug bzw. Fahrzeug-Pool und dem Aggregator sowie ggf. dem Netzbetreiber dar. Die Backend-Struktur stellt einerseits eine hochverfügbare und zuverlässige Kommunikation zum/vom Fahrzeug dar, andererseits gewährleistet sie Kommunikationssicherheit und damit die Wahrung der OEM-Interessen in Bezug auf Produkthaftung sowie der Nutzerinteressen in Bezug auf Datenhoheit und Schutz vor Eingriffen unbefugter Dritter.
Wie im AP 1.2 stellt die Erfüllung der Dynamik-Anforderungen auch eine große Herausforderung für das BMW-Connected Drive Backend dar. In diesem AP ist daher zu erforschen, mit welchen möglichen Maßnahmen die notwendige stark beschleunigte Datenverarbeitung im Vergleich zu den heutigen Produktiv-Systemen bewerkstelligt werden kann.

6.4.2. Ergebnis

Das Backendsystem wurde vollständig mit den einzelnen Teilsystemen der Projektpartner als „INT"-System für Entwicklung und Absicherung sowie parallel als „PROD"-System für den operativen Betrieb in den Probebetriebsphasen angelegt. Für die Erfassung, Auswertung und Ablage der Messdaten aus den Elektrofahrzeugen und der Ladeinfrastruktur wurde eine eigene Datenbank parallel angelegt. Das Backendsystem ist in der Lage, die Dynamikanforderungen, abgeleitet aus dem Transmission Code der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, zu erfüllen. Im Probebetrieb selbst hat sich gezeigt, dass das Gesamtsystem die Dynamikanforderungen für Sekundärregelleistung sogar übertrifft. Demgegenüber konnten die die Mindestanforderungen für eine SRL-Vermarktung im Hinblick auf die erforderliche Verfügbarkeit nicht erfüllt werden. Ursächlich ist dafür die Poolgröße mit lediglich 10 Fahrzeugen/Teilnehmern, die insgesamt hohe Anzahl von Verbindungsabbrüchen und das von den Eingaben der Nutzer abweichende tatsächliche Verhalten der Nutzer in Bezug auf die eingegeben Abfahrtszeiten.

Im Rahmen eines Forschungs- und Entwicklungsprojektes konnte im Rahmen der Systemauslegung die notwendige Redundanz und Sicherung der Hochverfügbarkeit als Marktanforderung nocht nicht umgesetzt werden. Jedoch wurden für die Auslegung eines serientauglichen Gesamtsystems wertvolle Erkentnisse gewonnen.
Eine umfassende Beschreibung des Systems, des Verhaltens und der Ergebnisse befindet sich im Endbericht des TP 2, Abschnitt 2 „IT".

Das entwickelte BMW-System ist in der Lage, folgendes Datenaufkommen zu verarbeiten (Annahmen für unidirektionale Kommunikation):

- CarStatusMessage in XML unkomprimiert: 10kB
- Heartbeat in XML, unkomprimiert: 1kB
- CarStatusMessage-Interval alle 30 Sekunden
- Dazwischen alle 6 Sekunden ein Heartbeat

Damit ergibt sich eine grob geschätzte Datenmenge von:

- Pro Minute: ~ 2*10kB + 8*1kB = ~30kB
- Pro Stunde: ~60*30kB = 1800kB
- Pro Tag: 24*1800kB = 43200kB = ~**45MB** / **Tag** / **Fahrzeug**

Es besteht Potenzial, diese Größenordnung z.B. mit einer XML-Komprimierung deutlich zu reduzieren.

Für eine Poolgröße von 500.000 Elektrofahrzeugen wurden Kosten von ca. 50.000 EUR per anno abgeschätzt für die IT Infrastruktur zur Administrion und Steuerung des Fahrzeug-Pools. Dazu kommen Personalkosten von mindestens 100.000 EUR per anno, wenn ein 24/7 Support gefordert wird.

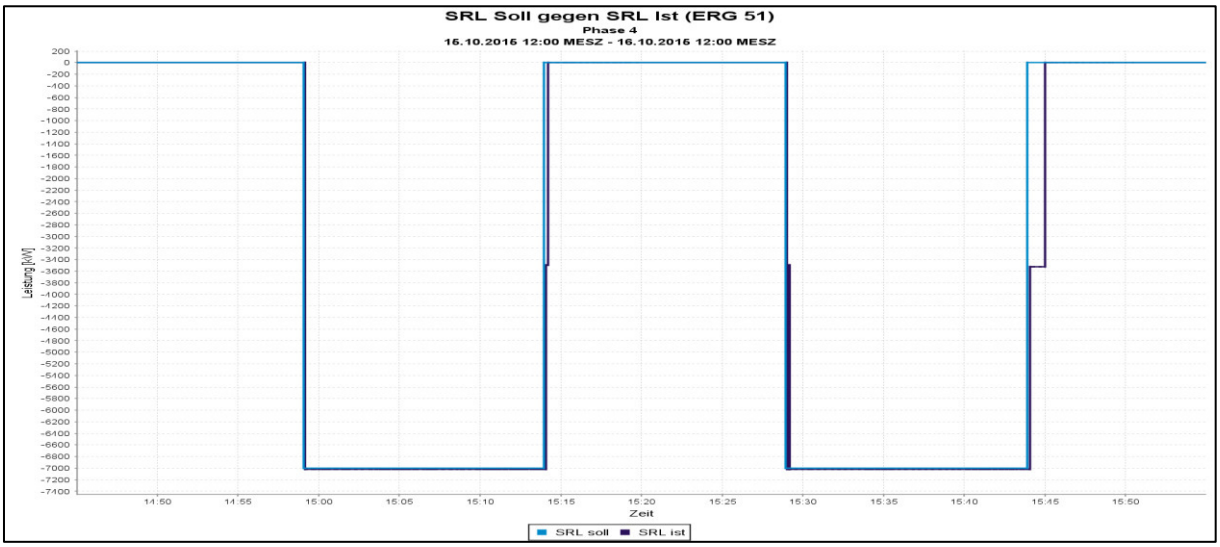


Abbildung 14: Ergebnis Poolperformance aus Intensivteam Regelgüte

6.4.3. Herausforderungen / Ausblick

Die Komplexität von Steuerungssystemen mit hohen Anforderungen an die Regelgüte und Zuverlässigkeit wurde bereits in den obigen Abschnitten dargestellt. Mit der Kleinteiligkeit, wie sie mit Flotten oder großen Pools von Elektrofahrzeugen gegeben sein wird, stellt sich zusätzlich die Frage nach einer kalkulierbaren Verfügbarkeit. Diese wurde im Probebetrieb eingeschränkt durch häufige Verbindungsunterbrechungen in der Kommunikation sowie durch das reale, auch von den Nutzereingaben abweichende reale Verhalten der Nutzer.

Für die Entwicklung einer serientauglichen Lösung zeigen sich folgende Handlungsbedarfe:

Kommunikationsverbindungen: Aus den Ergebnissen und Erfahrungen des Probebetriebs leitet sich ab, dass für Serienlösungen die im Bezug auf Zuverlässigkeit ungeprüfte Nutzung der vorhandenen Telekommunikationsdienste beim Kunden vor Ort keine Option ist. Eine Diskussion der Ergebnisse zu den festgestellten Verbindungsabbrüchen mit Telekom-Anbietern konnte im Projektrahmen nicht mehr geführt werden, ist aber notwendig, um Klarheit über die Möglichkeiten und Grenzen der Performanz der Telekom-Dienstleistungen für den Endkundenmarkt zu erhalten. Ebenso sind Testsysteme aufzubauen, welche eine Teilstrecken-spezifische Analyse ermöglichen. Für künftige Lösungen ist zumindest für den deutschen Markt zu bewerten, welche Chancen das Smartmeter Gateway für Ladesteuerungslösungen von Elektrofahrzeugen bieten kann.

Datenaufkommen und Anforderungen an die Funktionalität und der Software: Die entwickelten Poolsteuerungsfunktionen stellen eine erste, prototypische Lösung dar, welche im gegebenen Projektrahmen mit einem kleinen Team bestehend aus Funktions- und Softwareentwicklern dargestellt worden ist. Es besteht daher ein erhebliches Optimierungspotenzial, beispielsweise um das Datenaufkommen zu reduzieren, in dem der Datenaustausch auf das funktional notwendige Maß begrenzt wird. Im Probebetrieb wurden darüber hinaus eine Vielzahl von Messdaten aus dem Fahrzeug übertragen.

Nutzer weichen in ihrem realen Verhalten signifikant von ihrem geplanten und über die Eingabe einer nächsten vorhersehbaren Abfahrtszeit (Eingabe in der Smartphone-App) ab: Die daraus resultierenden Planungsfehler beeinträchtigen die wirtschaftliche Nutzung und Vermarktung der zur Verfügung stehenden Flexibilität erheblich. Die Ursachen für diese Divergenz sind stark in der begrenzten Bereitschaft der Nutzer begründet, jede kleine Planungsänderung auch gleich mit einer geänderten Eingabe der Abfahrtszeit zu versehen. Da es auch nicht zielführend wäre, dem Kunden einen unverhältnismäßigen Bedienaufwand abzuverlangen, bietet eine lerndende Abfahrtszeitfunktion, welche das Kunden-Abfahrtszeitverhalten auswertet, hierzu einen aussichtsreichen Lösungsansatz. Dabei sind jedoch die Bedürfnisse der Kunden nach Datenschutz und Integrität sehr sorgfältig zu berücksichtigen.

6.5. AP 1.5 Gesamtfunktion

6.5.1. Ziel

Ziel dieses Arbeitspaketes ist, eine getestete, abgestimmte und durch Probebetrieb evaluierte Gesamtarchitektur darzustellen. In der Konzeptphase ist aus den einzelnen Bausteinen und Einzelfunktionen bzw. den Anforderungen der Projektpartner innerhalb kurzer Zeit eine stimmige Gesamtfunktion zu formen, welche die Erreichung der Projektziele sicherstellt. In der Umsetzungsphase sind die einzelnen Komponenten mit den Einzelfunktionen zuerst im Rahmen von Teilsystemen in Betrieb zu nehmen und die Schnittstellen abzunehmen. Anschließend ist es Aufgabe der Gesamtsystemintegration, die vorab anhand von Testspezifikationen geprüften Teilsysteme im Gesamtsystem in Betrieb zu nehmen, ggf. vorhandene Fehler zu beseitigen und die termingerechte Gesamtfunktion für den Probebetrieb zu gewährleisten.

6.5.2. Ergebnis

Die Komplexität des technischen Systems hat die Etablierung eines stringenten Absicherungsprozesses erfordert. Dies machte auch die bereits ober erwähnte IT-Systemarchitektur mit „INT“ und „PROD“-Systemen, sowie dem separaten Server für die Messdatenbank erforderlich.

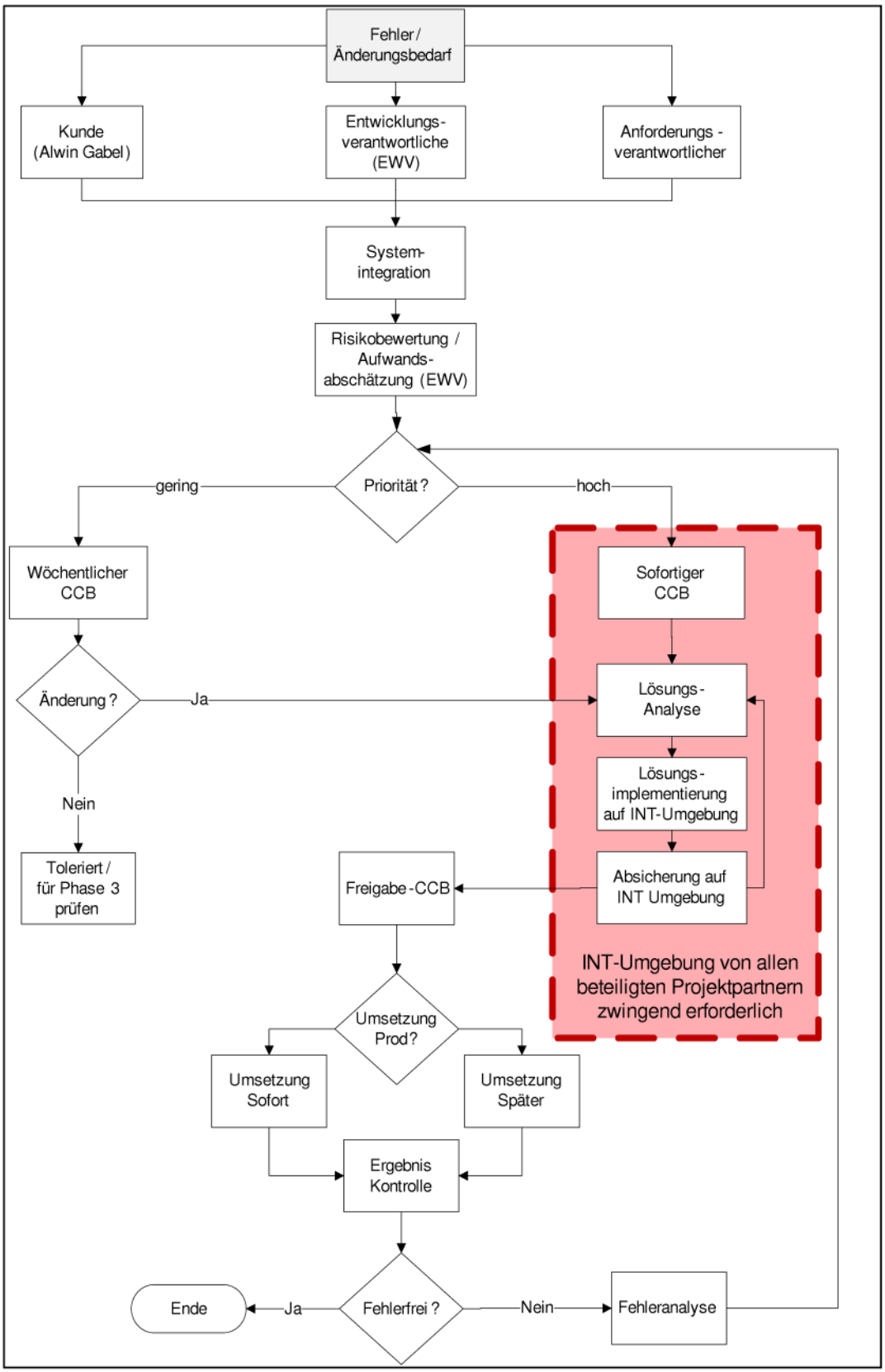


Abbildung 15: Fehlerbeseitigungs- und Absicherungsprozess

Das Gesamtsystem konnte termingerecht zum Start der ersten Probebetriebsphase verwendet werden. Im Verlauf der drei Probebetriebsphasen wurden auftretende Fehler sowie Kunden- und Betriebserfahrungen aufgenommen und in einer stetigen Systemoptimierung berücksichtigt. Im Endergebnis konnte ein Reifegrad erreicht werden, der es ermöglichte, sämtliche technischen Anforderungen zu erfüllen.

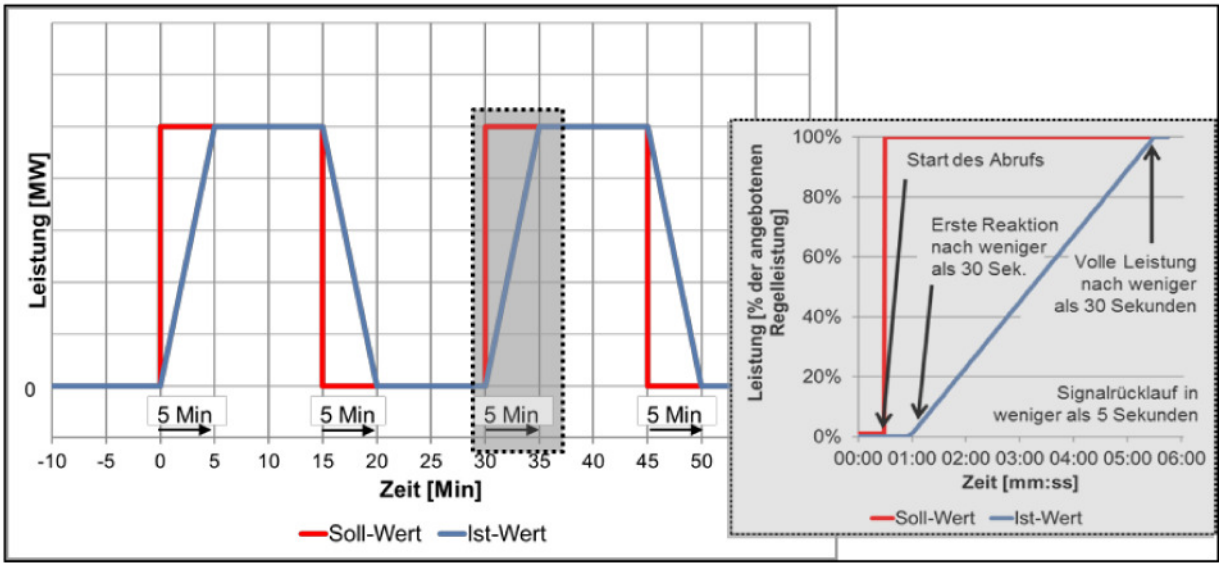


Abbildung 16: Anforderungen aus Transmission Code für Tmining bei SRL Erbringung

Die Einzelergebnisse und deren Bewertung sind in den einzelnen Teilprojektberichten dokumentiert.

7. Vehicle-to-Grid

7.1. Begriffsabgrenzung Vehicle-to-Grid

Der Begriff „Vehicle-to-Grid“ (V2G) ist doppelt belegt. Zum einen versteht man unter V2G die Fähigkeit der bidirektionalen Kommunikation eines Fahrzeugs mit der Infrastruktur, im Falle eines am Stromnetz aufladbaren Elektrofahrzeugs zum Beispiel mit dem Ladepunkt. Zum anderen umfasst V2G die Möglichkeit, die Batterie, hier im weiteren zur Abgrenzung gegen die Bordnetzbatterie als „Hochvoltspeicher“ (HVS) des Elektrofahrzeugs bezeichnet, nicht nur zum Laden sondern auch zum Entladen des Fahrzeugs zu nutzen, also Strom zurück ins Netz zu speisen und den HVS auf diese Weise als Zwischenspeicher für elektrische Energie zu verwenden. Im Gegensatz zum konventionellen Laden, wo die Ladesteuerung direkt im Elektrofahrzeug verortet bzw. mit der Ladestelle vernetzt ist, wird im Falle des Rückspeisens eine Führungsgröße von außerhalb des Fahrzeugs benötigt, wenn nicht nur eine „Notstromaggregate-Funktion“ dargestellt werden soll. Zur Darstellbarkeit einer Systemfunktion „Rückspeisen“ ist also eine bidirektionale Kommunikation Grundvoraussetzung. Im Folgenden wird V2G immer im Sinne des Entladens des HVS verwendet und die Fähigkeit zur bidirektionalen Kommunikation implizit vorausgesetzt. Zudem wird der Leistungsfluss immer aus Sicht des Stromnetzes betrachtet, d.h. ein HVS, der geladen wird, führt zu einem negativen Leistungsfluss und ein HVS der entladen wird zu einem positiven Leistungsfluss.

Anwendungsseitig ist weiter zu unterscheiden nach der Verwendung der rückgespeisten Leistung bzw. Energie:

- V2G: Rückspeisung ins öffentliche Stromnetz, beispielsweise zur Erbringung von Systemdienstleistungen
- V2H: „Vehicle to Home“, Rückspeisung in ein lokales Netz, beispielsweise als Alternative oder Ergänzung eines lokalen Energiespeichers

7.2. Anwendungsfälle für Rückspeisen

Die Anforderung nach einer Rückspeisefähigkeit von Elektrofahrzeugen kommt nicht primär aus dem Mobilitätsbedürfnis des Fahrzeug-Kundens, sondern aus den energiewirtschaftlichen Anforderungen oder systemischen Lösungsoptionen eines lokalen Energiemanagements des kundenseitigen Gebäudes Tabelle 1 und Tabelle 2 fassen die identifizierten Anwendungsfälle von Rückspeisen zusammen und weist zusätzlich Zielgruppen, Märkte, Kennwerte, spezielle Anforderungen und bereits vorhandene Anbieter aus.

Erste Fahrzeug-Hersteller in Japan bieten bereits rückspeisefähige Elektrofahrzeuge an in Verbindung mit einem Gerät als Entnahmestelle für Netz-Wechselspannung in der Funktion einer Notstromversorgung (Mitshubishi) und in Kombination mit einer rückspeisefähigen DC-Ladestelle mit Anbindungsmöglichkeit an ein Heim-Energiemanagementsystem (Nissan). Mit dem letzteren System kann das Elektrofahrzeug in einem lokalen Energiesystem, z.B. in Verbindung mit einer Photovoltaikanlage, abhängig von der Verfügbarkeit des Fahrzeuges tagsüber die Funktion eines stationären Speichers übernehmen und überschüssige PV-Energie aufnehmen bzw. in den Zeiten ohne PV-Leistung diese wieder einspeisen. Analog kann ein Elektrofahrzeug Betriebsstrategien in größeren Skalierungen (Building Enery Management) unterstützen.

Auch bei der Erbringung von System-Dienstleistungen im Rahmen großer Elektrofahrzeug-Pools ergeben sich wertige Einsatzmöglichkeiten aufbauend auf den Funktionalitäten zur Erbringung von Sekundär-Regelleistung (SRL) wie im Verbundprojekt dargestellt. Der Mehrwert durch Rückspeisen gegenüber der alleinigen Vermarktung der Flexibilität beim Laden ergibt sich aus zwei Eigenschaften:

- Erhöhung der vermarktbaren zeitlichen Flexibilität. Diese ist ohne Rückspeisen auf die reine Ladezeit begrenzt.
- Zusätzliche Vermarktung der Speicherkapazität, z.B. in Form von Primär-Regelleistung (PRL) oder positiver Sekundär- / Tertiär-Regelleistung (SRL, MRL)

Anwendung	**Emergency**	**Home (V2H)**
Nutzen	Autarkie	Maximierung solare Eigenenergienuzung → Kosten + CO2 Minimierung Lastspitzenvermeidung
Funktionsausprägung	Notfallversorgung	Nutzung Fzg.-Batterie als Solarpuffer für Hausbedarf
Fokus	alle Elektrofahrzeuge	Zweit/Drittwagen
Typ. Kennwerte	1,5 kW 1-phasig	4-7 kW 1-phasig
Spez. Anforderungen	Inselbetriebfähige DC/AC Wandlung	Hohe Effizienz in Kette Ein- / Ausspeicherung Permanente Einbindung ins Netz oder schnelle Aktivierbarkeit Vereinheitlichte Schnittstellen zur Interaktion mit exteren Systemen Balance Zyklisierungskosten der Batterie mit Nutzen in jeweiliger Anwendung (kundenspezifisch, Beratungsbedarf)

Tabelle 1: Mögliche Anwendungsfälle für Vehicle-to-Home (V2H).

Tabelle 3 zeigt das derzeitige Marktangebot. Die angeführten Systeme bedienen sich des Chademo-Standards zum DC-Schnellladen. Der in den meisten anderen Ländern bevorzugte „Combined Charging System“ (CCS) zum Schnelladen ab 50 kW Ladeleistung ist derzeit nicht auf die Umsetzung einer Rückspeisefiunktion angelegt. Rückspeisen wird jedoch aktuell im Rahmen der ISO 15118 Rev. 2 erarbeitet.

Anwendung	**Micro Grid Gewerbe/Commnity**	**Grid (V2G)**
Nutzen	Maximierung solare Eigenenergienuzung → Kosten + CO2 Minimierung Lastspitzenvermeidung	Integration Erneuerbarer Energien Netzstabilität
Funktionsausprägung	Bewirtschaftung Fzg. Batterien als kollektive Speicher Nachbarschaftskraftwerk	Potenzialerweiterung Netzdienstleistungen bzgl. positiver Regelleistung
Fokus	Zweit/Drittwagen zuhause Flottenfahrzeuge	alle Elektrofahrzeuge bei Beteiligung am Geschäftsmodell
Typ. Kennwerte	abhängig von der Weiterentwicklung der Ladesysteme	abhängig von der Weiterentwicklung der Ladesysteme
Spez. Anforderungen	Hohe Effizienz in Kette Ein- / Ausspeicherung Permanente Einbindung ins Netz oder schnelle Aktivierbarkeit Vereinheitlichte Schnittstellen zur Interaktion mit externen Systemen Vertretbare Zyklisierungskosten der Batterie mit Nutzen in jeweiliger Anwendung (kundenspezifisch, Beratungsbedarf)	

Tabelle 2: Mögliche Anwendungsfälle V2G.

Titel	**Partner**	**Laden**	**Entladen**	**Markt**	**Start**	**Preis**	**Standards**	**Kommentare**
FASTO V2G Charging Systems	Endesa Mitsubishi Bald Nissan	10 kW	9,3 kW	---	---	---	OCPP 1.5 CHAdeMO	---
Leaf to home	Nissan Nichicon	6 kW	6 kW	JPN	2012	ca. 3.000 €	CHAdeMO	Wird voraussichtlich in CHAdeMO-Standard übernommen
D.i.v.a. – Mikro-Netz-Lösung	e8energy Nissan & mehr	10 kW	10 kW	EU	2014	36.000 €	CHAdeMO	Optional mit integriertem 10 kWh Pufferspeicher
Princeton Power V2X EV Charger	Princeton Power Systems	15 / 30 kW	unbekannt	USA	2014 (?)	ca. $ 15.000	OCPP 1.5 CHAdeMO	Preis gilt bei Abnahme von mindestens 10 Stck.
GE durastation v2g	GE, BYD LomboXnet	22 kW	unbekannt	---	2015	---	CHAdeMO	Vorserie im Versuchs-Smart-Grid Utrecht
Mitsubishi Power box	Mitsubishi	---	1,5 kW	JPN	2012	ca. 1.500 €	CHAdeMO	Keine Einspeisung, Fahrzeug fungiert als Notstromaggregat

Tabelle 3: Marktübersicht rückspeisefähiger Systeme.

7.3. Umsetzungsmöglichkeiten für V2G

Zwei Konzeptvarianten wurden im Projektrahmen untersucht:

- AC On-Board: das Elektrofahrzeug bildet die Rückspeisefähigkeit vollständig innerhalb seiner Systemgrenzen ab. Es ist in der Lage, direkt in das AC-Netz mit der jeweiligen landesspezifischen Netzspannung einzuspeisen.
- DC Off-Board: das Elektrofahrzeug ist mit der CCS-Ladeschnittstelle für DC-Schnellladen ausgerüstet. Die Wandlung von Gleichspannung auf die jeweilige landesspezifischen Netz(wechsel)spannung erfolgt in der DC-Ladestelle, nachfolgend DC-Wallbox genannt.

Eine Rückspeisemöglichkeit über eine induktive Ladeschnittstelle erscheint technisch grundsätzlich möglich, wird hier aber nicht betrachtet.

Neben der Verortung und Ausgestaltung des Wechselrichters ergeben sich aus den zu berücksichtigenden technischen Normen und Richtlinie bei der Einspeisung in das Stromnetz sowie der Notwendigkeit der Leistungsmessung aus den jeweiligen System- und Geschäftsmodellanforderungen:

- Aus Sicherheitsgründen ist der Einspeisepunkt mit einer so genannten Netzfreischaltung zu versehen, die das Einspeisen in ein spannungsfreies Stromnetz ausschließt.
- Die eingespeiste Spannung hat Netz-konform (Spannung, Frequenz, Phasenwinkel) zu erfolgen.
- Ein Stromzähler mit der Fähigkeit der Leistungsmessung uns Signalweitergabe in Echtzeit wird technisch erforderlich zur Sicherstellung einer geschlossenen Regelschleife. Abhängig vom zu bedienenden Geschäftsmodell kann die Erfüllung von eichrechtlichen Anforderungen hinzu kommen.

Alleine bereits diese drei Anforderungskategorien zeigen die erheblichen Herausforderungen auf, die bei einer Umsetzung im Rahmen einer On-Board-seitigen Lösung auf die Fahrzeug-seitige Entwicklung zukommen würden. Auch die Beherrschbarkeit von Länder- und Ausstattungsvarianten würde bei diesem Szenario kostentreibend wirken.

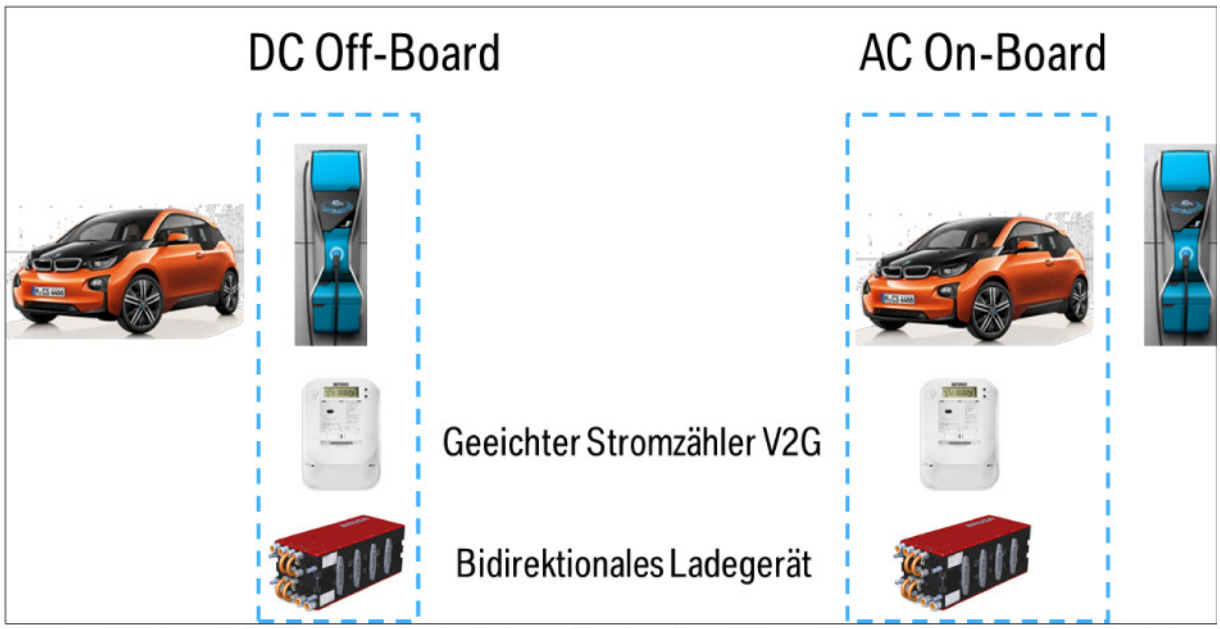


Abbildung 17: Schematische Darstellung der physikalischen Verteilung der wichtigsten Komponenten der zur Diskussion stehenden Varianten für die Realisierung einer Rückspeisefunktion im Elektrofahrzeug: DC Off-Board und AC On-Board.

7.3.1. DC Off-Board

Aufwände im Fahrzeug
Ist ein Elektrofahrzeug mit einer DC-Ladeschnittstelle nach CCS- oder Chademo-Standard ausgerüstet, so besteht damit bereits eine elektrische Verbindung zwischen dem HVS des Elektrofahrzeuges und der Ladeinfrastruktur, die einen bidirektionalen Leistungsfluss auf der Gleichspannungsseite ermöglicht. Im Rahmen einer Bewertung von Eigenschaften, Kosten, Gewicht und Qualität wurden mögliche fahrzeugseitigen Aufwände für die Realisierung einer Rückspeisefunktion untersucht unter der Prämisse, dass eine dauerhafte maximale Lade- / Rückspeiseleistung von 11 kW möglich sein soll. Ergebnis: Mehrkosten für Hardware fallen nicht an, da keine relevanten Erweiterungen oder Änderungen bereits vorhandener Steuergeräte und sonstiger Komponenten notwendig erscheint. Entstehende Entwicklungskosten beziehen sich auf Funktionsentwicklung/Umsetzung, Absicherung und Testeinrichtungen.

Aufwände außerhalb des Fahrzeugs
Im Spektrum der sinnvollen Varianten von kundenwertigen Ladeleistungen existiert zwischen der Größenordnung des einphasigen Ladens mit max. 20 A / 4,6 kW in Europa bzw. 32A / 7kW in USA und anderen Ländern mit einphasigen Stromnetzen und den DC-Schnellladesystemen mit Ladeleistungen ab 50 kW aufwärts ein Graubereich mit kontrovers diskutierten Lösungen: In Ländern mit dreiphasigen Stromnetzen sind zwar netzseitig Ladeleistungen bis zu 44 kW darstellbar, erfordert jedoch fahrzeugseitig entsprechende Ladegeräte mit höherem Gewicht, Bauraumbedarf und Kosten. Aus der Sicht der Fahrzeug-Hersteller erscheinen DC-Wallboxen für den Leistungsbereich von 11 – 22 kW speziell für Heim-Installationen als sehr wertige Lösung, da damit der Kundenwunsch nach Ladeleistungen über 4,6 kW am Heimstandort auch ohne aufwändigere Onboard-Ladesysteme bedient werden können.
Dies stellt die Ausgangsbasis für die weitere Betrachtung dar.

Zur Rückspeise-Befähigung einer DC-Wallbox fallen folgende zusätzlichen Umfänge an:

- Ersatz des Halbbrücken-Gleichrichters durch eine aktive Gleichrichtung (Wechselrichter)
- Implementierung der Funktion „Netzfreischaltung“
- Implementierung eines Stromzählers zur Erfassung der aktuellen Ladeleistung und kommunikation des Leistungs-Istwertes in „Echtzeit“ an ein übergeordnetes Backend (V2G) oder ein HEMS (V2H)
- Anpassung der ISO15118 Kommunikation auf den künftigen Rev. 2 Stand (mit Rückspeisen/ „Reverse power Flow“ (RPF))
- Kommunikationsanbindung an ein übergeordnetes Backend (V2G) oder ein HEMS (V2H)

Eine quantitative Bewertung konnte im Rahmen des Verbundprojektes nicht durchgeführt werden, da derzeit keine belastbaren Angebote für DC-Wallboxen weder in einer Basis- noch in einer rückspeisefähigen Varianten eingeholt werden konnten.

7.3.2. AC On-Board

Aufwände im Fahrzeug
Zusätzlich zu den im DC Off-Board-Szenario erwähnten Kosten für Funktionsentwicklung/Umsetzung, Absicherung und Testeinrichtungen kommen hier hinzu:

- Ersatz des Halbbrücken-Gleichrichters durch eine aktive Gleichrichtung (Wechselrichter) mit Auslegung auf 11 kW Ladeleistung 3phasig an Stelle 4,6 kW einphasig, analog von 7 kW einphasig auf 11 kW zweiphasig ür USA
- Implementierung der Funktion „Netzfreischaltung“
- Implementierung eines Stromzählers zur Erfassung der aktuellen Ladeleistung und kommunikation des Leistungs-Istwertes in „Echtzeit“ an ein übergeordnetes Backend (V2G) oder ein HEMS (V2H) über die bidirektionale Kommunikationsschnittstelle anch ISO 15118
- Anpassung der ISO15118 Kommunikation auf den künftigen Rev. 2 Stand (mit Rückspeisen / „Reverse Power Flow“ (RPF)) zur Unterstützung der Funktionen zwischen Elektrofahrzeug und der rückspeisefähigen DC-Wallbox bzw. der Funktionen zwischen Elektrofahrzeug und einem übergeordnetem Backend (V2G) oder einem HEMS (V2H)

Ausgehend von der technischen Basis des BMW i3 Serienmodells wurden Kostenschätzungen vorgenommen für die Umsetzung der Funktionen „bidirektionaler Wechselrichter“, „Netzfreischaltung“ und „Leistungsmessung“. Die Werte sind nur als Orientierungswerte zu verstehen und unterliegen den Abhängikeiten aus technischen Weiterentwicklungen, Baukasten- und Skaleneffekten.
Die Kosten für zusätzliche Bauelemente oder den Austausch von Bauelementen für das bidirektionale Ladegerät schlagen mit ca. 120 € zu buche (Tabelle 4).

Kenngröße	**Auswirkung**
Kosten	Ca. Verdopplung der aktiven Bauelemente (MosFET anstatt von Dioden) inkl. der dazu nötigen Ansteuerschaltungen ➔ + 120€ (Kostenbewertung durch BMW-interne Wertanalyse)
Bauraum / **Gewicht**	Minimal größer (Ansteueraufwand, Bauteile)
Wirkungsgrad	Basis: 94% Auch im Ladebetrieb durch aktive Gleichrichtung Ca. 1-2% besser
Lebensdauer	Basis: 30.000h +10% (1kWh/Tag) → 33.000h +50% (5kWh/Tag) → 45.000h → Kann weitere Kosten/Bauraumauswirkungen haben

Tabelle 4: Kosten und Auswirkungen für ein bidirektionales On-Board Ladegerät.

Die Hardwarekosten für eine geeichte Energiemessung im Fahrzeug werden auf ca. 17 € geschätzt (Tabelle 6). Klärungsbedürftig im Rahmen von Folgeprojekten sind Fragestellungen zur Erfüllbarkeit von eichrechtlichen Anforderungen an ein Zählersystem im Fahrzeug: Genauigkeitsanforderungen sind ggf. mit Zusatzkosten erfüllbar. Hingegen ist der Umgang mit den Anforderungen nach Nacheichung, ggf. Tausch nach gesetzlichen Fristen wie derzeit mit den relevanten Gesetzesgrundlagen beispielsweise in Deutschland mit dem Mess- und Eichgesetz – MessEG, §37 und der Mess- und Eichverordnung – MessEV §§34ff beschrieben, klärungsbedürftig.

Für einen elektronischen Zähler in einem Fahrzeug würde sich daraus eine zulässige Gebrauchsdauer von acht Jahren ergeben. Da ein im Fahrzeug integrierter Stromzähler konzeptionell nicht als separates bauteil oder Modul, sondern in die Schaltung des Ladegeräts integriert würde, sind neue Konzepte für Ausgestaltung von eichrechtilchen Anforderungen für eine Leistungs- oder Energiemengenmesung im Fahrzeug erforderlich und mit den zuständigen Behörden zu erarbeiten.

6.	**Messgeräte zur Bestimmung von Messgrößen bei der Lieferung von Elektrizität**	**Austausch-frist in Jahren**
6.1	Elektrizitätszähler in der Ausführung als Einphasen- und Mehrphasen-Wechselstromzähler mit Induktionmesswerk einschließlich Doppeltarifzähler, mit Ausnahme der Zähler nach Nummer 6.2	16
6.2	Elektrizitätszähler in der Ausführung als Einphasen- und Mehrphasen-Wechselstromzähler mit Induktionmesswerk als Messwandlerzähler, als mechanische Marhtarfi-, Maximum- und Überverbrauchszähler sowie mehanische Zusatzeinrichtungen für Elektrizitätszähler	12
6.3	Elektrizitätszähler in der Ausführung als Einphasen- und Mehrphasen-Wechselstromzähler mit elektronischem Messwerk für direkten Anschluss und Anschluss an Messwandler sowie eingebaute und getrennt angeordnete elektronische Zusatzeinrichtungen für Elektrizitätszähhler, sofern diese netzbetrieben sind und bei batteriebetriebenen Geräten die Liebensdauer der Batterie mindestens für diesen Zeitraum ausreicht oder ein Batteriewechsel ohne Verletzung von Kennzeichen möglich ist	8
6.4	Elektrizitätszähler für Gleichstrom	4
6.5	Messwandler für Elektrizitätszähler	Nicht befristet

Tabelle 5: Zulässige Gebrauchsfristen für Stromzähler - Auszug aus Mess-und Eichverordnung – MessEV §§34ff, Anhang 7

Die Gültigkeitsdauer der Eichung der Zähler kann verlängert werden, wenn die Messrichtigkeit der Geräte vor Ablauf der Gültigkeitsdauer durch eine Stichprobenprüfung nachgewiesen worden ist. Die Verlängerungsdauer der Eichgültigkeit beträgt je nach Messgeräteart 3 bis 5 Jahre. Die Stichprobenprüfungen dürfen nur durch die Eichbehörde bzw. die staatlich anerkannten Prüfstellen nach festgelegten und veröfentlichten Verfahren durchgeführt werden. Zähler, deren Eichgültigkeitsdauer durch eine Stichporbenprüfung verlängert wurden, erhalten keinen neuen Hauptstempel. Sollte ein Messgerät Ihres Versorgungsunternehmens einen Hauptstempel aufweisen, der belegt, dass die Eichgültigkeitsdauer der Gerätes abgelaufen ist, könnte es sein, dass dieses Messgerät auf Grund der durchgeführten Stichprobenverängerung weiterhin als „gültig geeicht“ gilt. Um nähere Informationen zu erhalten, sollten Sie sich dann an Ihr Versorgungsunternehmen wenden. Dieses ist Ihnen gegenüber zur Auskunft verpflichtet.

Abbildung 18: Verlängerung der Gültigkeitsdauer - Auszug aus Mess-und Eichverordnung – MessEV §§34ff, Anhang 7

Änderungen / Kosten in €	**Bestehend**	**Mehrkosten [€]**
Präzise und stabile Shunt und Widerstandskaskade	0.1	1
Schneller, präziser A/D	In DSP von PFC	1.15
Datenverarbeitung / Mittelung	In DSP von PFC	5
Quartz 40 MHz	-	1
PCB (20cm²) + supply 750mW + periphery	-	2.5
Kalibrierung	-	1
Mechanik	-	2
Kabel	-	0
Produktion	-	0.5
Overhead 20%	-	3
Summe		**17**

Tabelle 6: Kosten für ein Gerät zur geeichten Energiemessung im Fahrzeug.

Für Systeme die Strom ins Netz einspeisen, gelten besondere Vorschriften, um die Sicherheit zum einen und Stabilität des Stromnetzes zum anderen zu gewährleisten. Maßgeblich ist hier die VDE-AR-N 4105:2011-08. Ein Auszug wichtiger Eigenschaften findet sich in Tabelle 7.

Eigenschaft	**Bemerkung / Wert**
Kann mittels integriertem Kuppelschalter (zwei in Reihe geschaltete Schalteinrichtungen) einfehlersicher, galvanisch trennen	
Kann Frequenz mit einer vorgegebenen Schrittweite messen	≤ 10 mHz
Kann RS sofort abschalten, wenn zulässiger Frequenzbereich verlassen wird	47,5 – 51,5 Hz
Kann in vorgegebenen Frequenzbereich bei Frequenzanstieg oder –abfall die Wirkleistung um 40 % pro Hz reduzieren oder erhöhen	50,2 – 51,5 Hz
Kann RS sofort abschalten, wenn zulässiger Spannungsbereich verlassen wird (obere Grenze kann bei Bedarf auf 1,15 U_n verändert werden, wenn zentraler NA-Schutz Trennung vom Netz bei U > 1,1 U_n sicherstellt)	0,8 U_n bis 1,1 U_n
Kann Spannung durch Auswertung des Halbschwingungs-Effektivwerts (50Hz) messen	
Kann Spannung für 1,1 U_n-Grenze durch Vergleich mit 10-Minuten-Mittelwert ermitteln	
Genauigkeit Spannungsmessung	< ±1 %
Genauigkeit Frequenzmessung	< ±0,1 %
Kann Gesamtsystem innerhalb vorgegebener Zeit abschalten	< 200 ms
Kann Inselnetze per aktivem oder passivem Verfahren erkennen und Gesamtsystem abschalten	

Tabelle 7: Auszug aus VDE-AR-N 4105:2011-08 zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Anschlusses und Parallelbetriebs von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz.

Die Kosten die durch ein System zur Spannungsfreischaltung entstehen werden auf ca. 44 € taxiert (Tabelle 8).

Änderungen / Kosten in €	**Beste-hend**	**Neues Modul**	**Mehrkosten [€]**
U RMS Messung	✓	PFC in Inverter , zusätzlich Output	0
U Über- und Unterspannungdetek-tion		Gleichrichter, Kondensator, Fensterkomparator	1
Frequency detection	0.4	Galvanische Trennung, Präzisionsquartz + Zähler	3
I und I DC Messung	✓	SW-Änderung PFC in Wech-selrichterbrücke	0
RCM	Nein	I DC ≥ 6mA	10*
I Erdungsüberwachung	Nein	Isolierte Strommessung	2
Haptschütz für L, N	Nein	I = 34A	4
Relais Treiber	Nein		2
Leiterplatte (100cm2) + Versor-gung (750mW) + Peripherie	Nein		4
Mechanik			5
Kabel			0
Produktion			5
Overhead 20%			8
Summe			**44**

Tabelle 8: Hardwarekosten für ein System zur Spannugsfreischaltung im Fahrzeug.

In Summe würden sich die drei Hauptfunktionen Bidirektionales Ladegerät, Leistungsmessung und Netzfreischaltung damit auf Mehrkosten von ca. 180€ addieren.

Aufwände außerhalb des Fahrzeugs

Da alle relevanten Funktionen bereits im Fahrzeug abgebildet werden, fallen für die Ladestelle im Rahmen dieser Analyse keine weiteren zusätzlichen Anforderungen und damit auch keine weiteren Kosten an. Es wird dabei eine Wallbox mit einem dreiphasigen Netzanschluss inclusive der jeweiligen Kommunikationsanbindung zum Elektrofahrzeug nach ISO 15118 und einer LAN-Schnittstelle unterstellt.
Aus der Sicht des Kunden würden im Falle einer Erst-Anschaffung für Ladepunkt, Installation und Betrieb Kosten nach Tabelle 9 entstehen:

Kategorie	**Kosten[€]**
Ladestation / DC Wallboc für Rückspeisen, incl. Unterzähler und Kommunikationsanbindung an Smart Meter Gateway	2000
Installation	500
Summe Invest	**2500**
Verwaltungsprozesse (Messstellenbetrieb) nach definiertem Kostendeckel für Messtellenbetrieb mit Smart Meter Gateway für Jahresverbrauch zwischen 4000 – 6000 kWh. Quelle: BMWi (http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze-und-Netzausbau/intelligente-netze-und-intelligente-zaehler,did=726780.html)	60
Summe Laufende Kosten	**60**

Tabelle 9: Prognostizierte Kosten für V2G außerhalb des Fahrzeugs.

7.3.3. Vergleich von DC Off-Board und AC-On Board

	DC Off-Board	**AC On-Board**
Vorteile	Geringer Änderungsaufwand im Elektrofahrzeug	Geringe Kosten WB (tbc: Gesamtkosten geringer als bei DC Off-Board)
	Geringe Kosten im Elektrofahrzeug	RS-fähige Wallbox zeitnah verfügbar
	Einfachere Handhabung hinsichtlich Variantenvielfalt	Direkte Stromversorgung aus dem Elektrofahrzeug
	Kein zusätzlicher Bauraumbedarf, keine zusätzlichen Steuergeräte	
Nachteile	Hohe Kosten für Wallbox (tbc: Gesamtkosten höher als bei AC On-Board)	Hoher Entwicklungs- und Absicherungssaufwand im Elektrofahrzeug
		Zusätzlicher Bauraumbedarf und Gewichtsmehrung
	Kein etablierter Markt für DC-Wallboxen, insbesondere einschliesslich der Rückspeisefähigkeit	Hohe Kosten im Elektrofahrzeug
	Keine direkte Stromversorgung aus dem Elektrofahrzeug	Erhöhung der Variantenvielfalt durch Einführung einer länderspezifischen Sonderausstattung „Rückspeisen“ →erhöhter Absicherungsaufwand, Variantenkosten in der Logistik

Tabelle 10: Vergleich von Vor- und Nachteilen der V2G-Varianten DC Off-Board und AC- On-Board.

In Tabelle 10 sind Vor- und Nachteile von DC Off-Board und AC On-Board gegenübergestellt. Eine Bewertung der Vor- und Nachteile aus Sicht von BMW ergibt eine Präferenz für die DC Off-Board-Variante.

Im folgenden wird daher implizit von der Variante DC Off-Board ausgegangen.

7.4. Fahrzeugseitige Randbedingungen für Rückspeisen

Unabhängig von der Umsetzungvariante ist der Einsatz eines Elektrofahrzeuges als Stromzwischenspeicher eine neue Funktion, für die Fahrzeuge bisher nicht vorgesehen waren. Aus einer Rückspeisefunktion leiten sich neue Anforderungen ab für

- Auslegung des HVS in Bezug auf Zyklisierbarkeit, Gewährleistung und Gebrauchsdauer im Kundenbetrieb
- Auslegung der Lebensdauer (Betriebsfestigkeit)
- Kommunikationsfähigkeit
- Weckzyklen
- Schutzfunktionen zur Vermeidung von nachteiligen Auswirkungen aus einem Rückspeise-Betrieb

7.5. Hochvoltspeicher

7.5.1. Randbedingungen und grundlegende Einflussgrößen

Im Falle des HVS existieren für die verschiedenen Märkte weltweit teilweise unterschiedliche Anforderungen an seine Eigenschaften. Vergleichsweise strenge Anforderungen gelten für den US-amerikanischen Markt. So muss ein HVS nach 8 Jahren im Einsatz noch eine Restkapazität von 70% aufweisen. Fällt die Restkapazität innerhalb von 8 Jahren unter 70%, hat der Fahrzeugbesitzer Anspruch auf einen kostenlosen Austausch des HVS, sofern er nicht bereits über 100.000 mls (ca. 160.000 km) gefahren ist. Es ist allgemein bekannt, dass durch die Nutzung des HVS dessen Kapazität sich mit der Zeit verändert. Wie stark diese Veränderung ist, hängt von verschiedenen Einflussgrößen ab. Die wichtigsten Größen sind Leistung, mit der Energie aus dem HVS entnommen oder diesem zugeführt wird, Temperatur während des Energieaustausches und Aufsumierter Energiedurchsatz.
Solange der Strom, der dabei fließt, kleiner 1 C, d.h. kleiner als die HVS-Kapazität in Ah ist, ist de Einfluss der Leistung vernachlässigbar und Temperatur und Energiedurchsatz spielen die dominante Rolle. Neben diesen Eigenschaften ist auch die Art und Weise wie die Veränderung des State of Charge (SOC) durchgeführt wird, der sogenannte SOC-Hub, von Bedeutung. Grundsätzlich kann man festhalten, dass ein Vollzyklus, also das vollständige Aufladen und anschließende Entladen eines zu Beginn komplett leeren HVS bei identischen Bedingungen, schädlicher für den HVS ist als sogenannte Mikrozyklisierung. Mikrozyklisierung bezeichnet das kontinuierliche Auf- und Entladen des HVS innerhalb eines relativ kleinen SOC-Bereichs solange bis der gleiche Energiedurchsatz erreicht ist wie bei einem Vollzyklus. Noch nicht abschließend geklärt ist die Frage, wie viel weniger schädlicher Mikrozyklisierung ist, ob sie noch einen relevanten Einfluss hat oder sogar vernachlässigt werden kann im Hinblick auf Kapazitätsveränderung.
Es gibt tatsächlich Hinweise, dass Mikrozyklisierung keinen negativen Einfluss auf die Kapazität hat (Shinzaki, Apr 2015), (D.U. Sauer, Mai 2013), (Kowal, Nov 2014), jedoch muss auch hier wieder die Art und Weise der Mikrozyklisierung genauer betrachtet werden. So gibt es Bereiche innerhalb des SOC-Bandes, innerhalb derer der Einfluss von Mikrozyklisierung auf die Kapazität geringer ist als in anderen Bereichen. Diese Bereiche sind von HVS-Typ zu HVS-Typ verschieden weshalb keine generelle Aussage getroffen werden kann, auch nicht innerhalb einer Art von HVS wie z.B. Li-Ionen. Schlussendlich muss also auch jeder HVS-Typ gesondert betrachtet werden.
Bei BMW wurde im Rahmen der Lebensdaueruntersuchungen von HVS ein Simulationsmodell entwicklet, das im Wesentlichen drei Faktoren berücksichtigt: Temperatur, Energiedurchsatz und Leistung. Die kalendarische Alterung, also die Alterung des HVS mit der Zeit, ohne dass dieser verwendet wird, wird in einem getrennten Modell berücksichtigt und die Ergebnisse beider Modelle für eine gesamthafte Bewertung kombiniert. Diese Simulation ist im wesentlichen auf normalen Fahr- und Ladebetrieb ausgelegt und daher nur begrenzt geeignet, Mikrozyklisierung bei moderaten Leistungen zu betrachten. Dennoch bildet sie einen geeigneten Ausgangspunkt zur Abschätzung des Einflusses von V2G auf den HVS.

7.5.2. Projektsynergien „Gesteuertes Laden V3.0“ mit Forschungsprojekt „Grid on Wheels“ (University of Delaware, USA)

Neben dem Projekt „Gesteuertes Laden V3.0“ ist die BMW AG am Forschungsprojekt „Grid on Wheels“ (University of Delaware, USA) beteiligt. BMW unterstützt dieses Projekt durch die Bereitstellung von 120 MINI E. Der Anstriebsstrang der MINI E von der Firma AC Propulsion ist so ausgelegt, dass er per se rückspeisefähig ist. Das Entladen erfolgt hierbei über die AC-Schnittstelle. Das Projekt hebt sich insbesondere dadurch hervor, dass eine Flotte von insgesamt 30 MINI E auch im realen ISO-Markt von PJM am Produkt der „Frequency Regulation“ teilnehmen. Eine vereinbarte Leistung von 100 kW (der in den USA meist geltenden Mindestvermarktungsgröße) wird hierbei von 16 stationären und 24 im Fahreinsatz befindlichen MINI E, mit einer jeweiligen Lade- / Entladeleistung von bis zu 18 kW, mit hoher Zuverlässigkeit erbracht.
Abbildung 20 zeigt ein typisches Regelleistungsignal in der „Frequency Regulation“. Daraus ergibt sich eine durchschnittliche Leistung von 2,3 kW (positiv und negativ absolut berücksichtigt). Geht man von einer täglich für V2G nutzbaren Zeit von ca 5,5 h aus, ergibt sich ein zusätzlicher Energiedurchsatz von ca. 12,7 kWh pro Tag. Das entspricht in etwa dem Energiedurchsatz des HVS eines durchschnittlichen Fahrers (Laufleistung 40 km/Tag, bei einem Energieverbrauch von 17 kWh/100 km) und bedeutet somit eine signifikante Erhöhung des täglichen Energiedurchsatzes und der Speicherzyklisierung.

7.5.3. Simulation der HVS-Belastung

Die wichtigsten Eingangsgrößen und der grobe Ablauf der Simulation sind in Abbildung 19 zu sehen. Neben dem historischen Signal eines Netzbetreibers zu Erbringung von Regelleistung (konkret Primärregelleistung) und einem Modell, das das Verhalten des HVS nachbildet, fließen auch individuelle Fahrprofile und Kundenprofile mit ein. Die Fahrprofile enthalten dabei Informationen über das Fahrverhalten realer Kunden, die im Rahmen von Projekten erhoben wurden.Die Kundenprofile beschreiben das Ladeverhalten (wie oft, mit welcher Leistung), die Region (Temperaturverteilung) und den Einsatz (Ansteckzeiten, Kurz-, Mittel-, Langstreckenfahrten) des Fahrzeugs.
Aus diesen Informationen werden Lastprofile erstellt, die dann neben den Eigenschaften des HVS die Grundlage für die Simulation bilden. Das Ergebnis der Simulation wird dann als Beanstandungsrate über die Zeit aufbereitet, wobei ein HVS als beanstandungswürdig gilt, wenn er o.g. Bedingungen hinsichtlich Kapazität nicht mehr erfüllt.

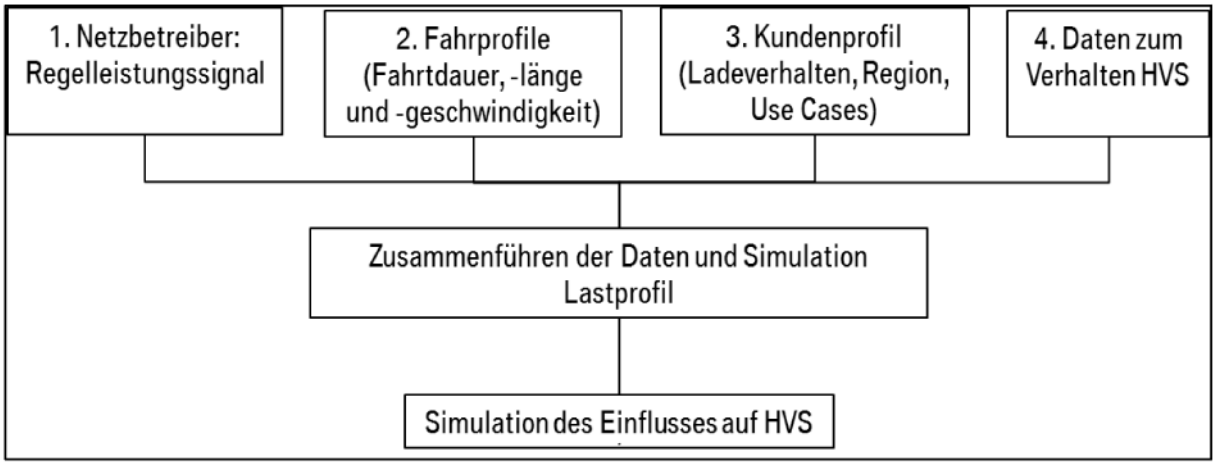


Abbildung 19: Eingangsgrößen und Ablauf Simulation.

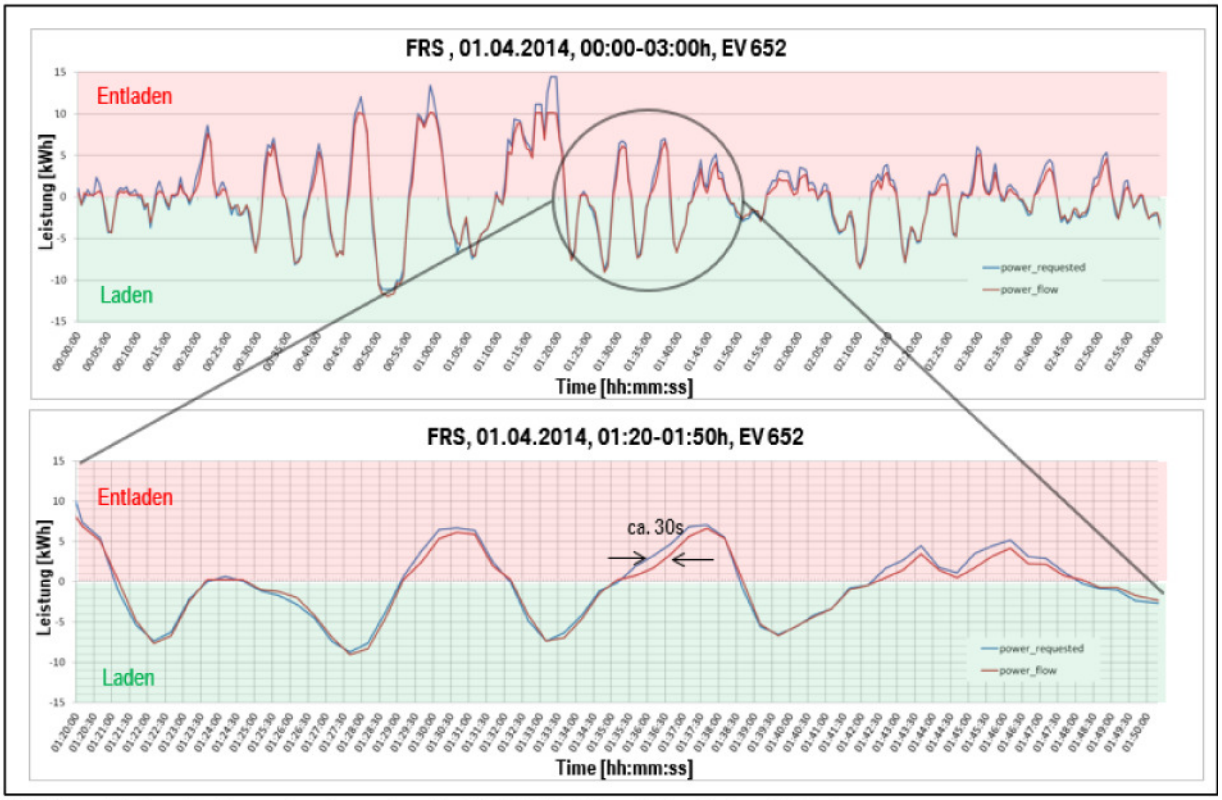


Abbildung 20: Regellesitungssignal aus dem Projekt "Grid in Wheels" der Universität Delaware.

Um zu evaluieren, wie sich dieser zusätzliche Energiedurchsatz auswirkt, wurden mit den festgelegten Prämissen Simulationen für zwei verschiedene HVS (HVS1 und HVS2) mit unterschiedlicher Kapazität und unterschiedlichem Entwicklungsstand durchgeführt. Abbildung 21 zeigt das Ergebnis für HVS1, der im Vergleich zu HVS2, eine geringere Kapazität und einen älteren Entwicklungsstand aufweist, in Abhängigkeit der täglichen Nutzung des BEVs für V2G. Das Ergebnis ist ein Hinweis darauf, dass mit zunehmender Nutzung des HVS auch mit einer steigenden Beanstandungsrate zu rechnen ist. Die Zeit x h der tägliche Nutzung leitet sich dabei aus der Betriebsfestigkeit der Steuergeräte sowie der Fahrzeugnutzung und der daraus resultierenden für nicht Fahranwendungen zur Verfügung stehenden Zeit, ab. Bei Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Zeit muss folglich mit einer verstärkten Abnahme der Kapazität gerechnet werden.

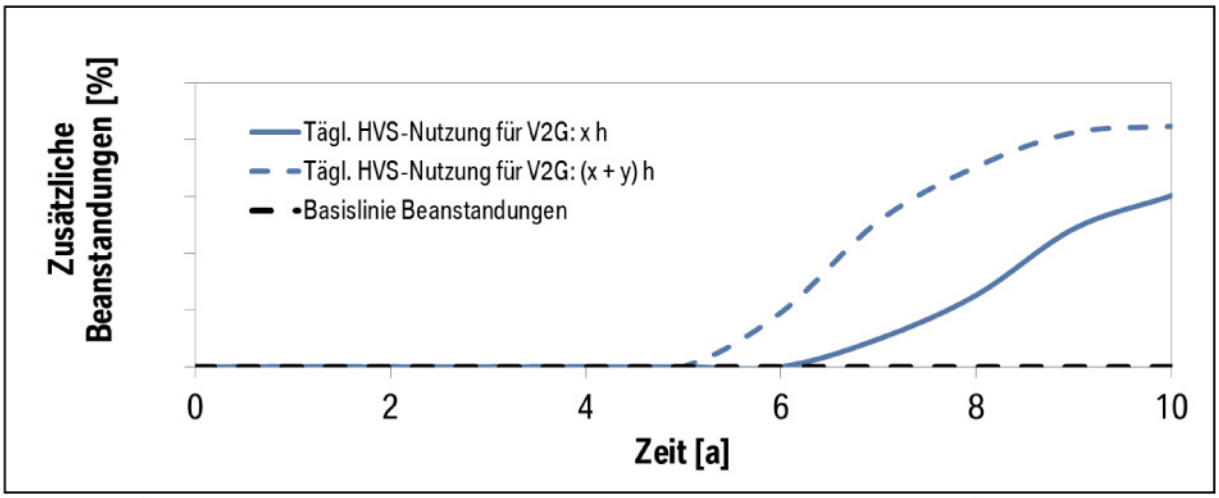


Abbildung 21: Änderung der Anzahl an Beanstandungen für HVS1 in Abhängigkeit der Nutzung für V2G.

Im Gegensatz zu HVS1 zeigt HVS2 (Abbildung 22) keinerlei verstärkte Abnahme der Kapazität, wobei die Bedingungen hinsichtlich Nutzungszeit und Energiedurchsatz identisch zu denen von HVS1 sind. Mögliche Gründe liegen hierbei zum einen in der höheren Kapazität und zum anderen im Entwicklungsstand des HVS. Insbesondere die höhere, von den Kunden aber nur selten genutze Kapazität, führt bei gleich bleibenden Einsatzbedingungen für V2G zu einer geringeren Anzahl an äquivalenten Vollzyklen, wodurch die relative Belastung des HVS abnimmt.

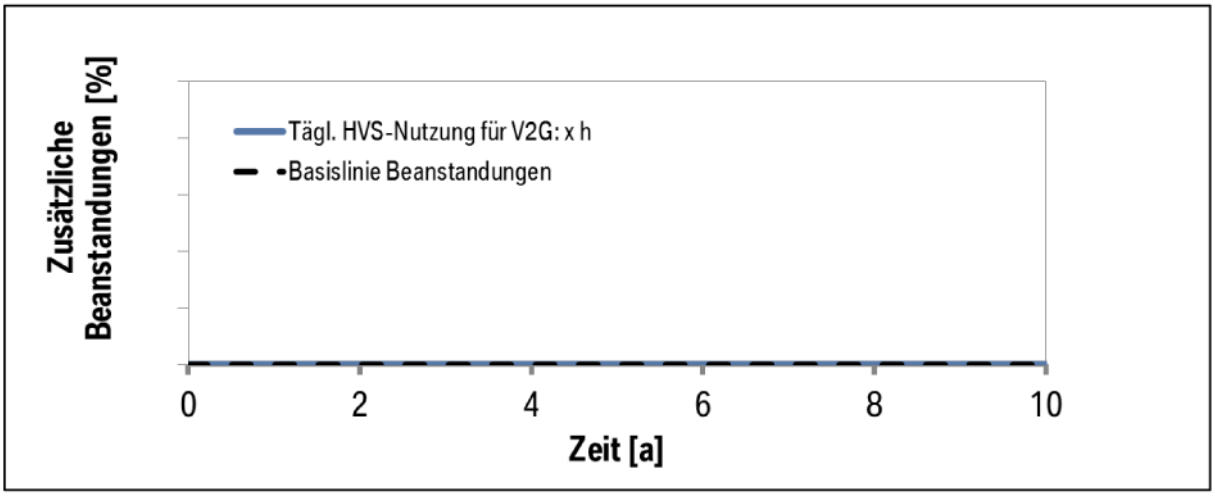


Abbildung 22: Änderungen der Anzahl an Beanstandunden für HVS2.

7.6. Steuergeräte

Neben der zusätzlichen Belastung der HVs durch erweiterte Zyklisierung ist auch die zusätzliche Belastung der Steuergeräte zu bewerten. Im Gegensatz zum HVS steigt die Belastung für die Steuergeräte auch dann an, wenn kein V2G-Betrieb stattfindet, sondern ausschließlich gesteuert geladen wird.

7.6.1. Betriebsfestigkeit

Für die Herstellung der Komponenten eines Fahrzeugs müssen diese mit Anforderungen hinterlegt werden, die den späteren Einsatzweck der Komponenten berücksichtigen. Das gilt nicht nur für den HVS im Falle von BEVs (z.B. Kapazität >70 % nach 8 a), sondern auch für alle weiteren Komponenten, insbesondere die Steuergeräte, die für den V2G-Betrieb benötigt werden. Im Allgemeinen werden diese darauf ausgelegt, dass auch ein Vielfahrer über einen Zeitraum von 15 a keinen Ausfall erleidet. Die Vorgehensweise zur Ermittlung der freien und somit für V2G nutzbaren Zeit ist in Abbildung 23 dargestellt.

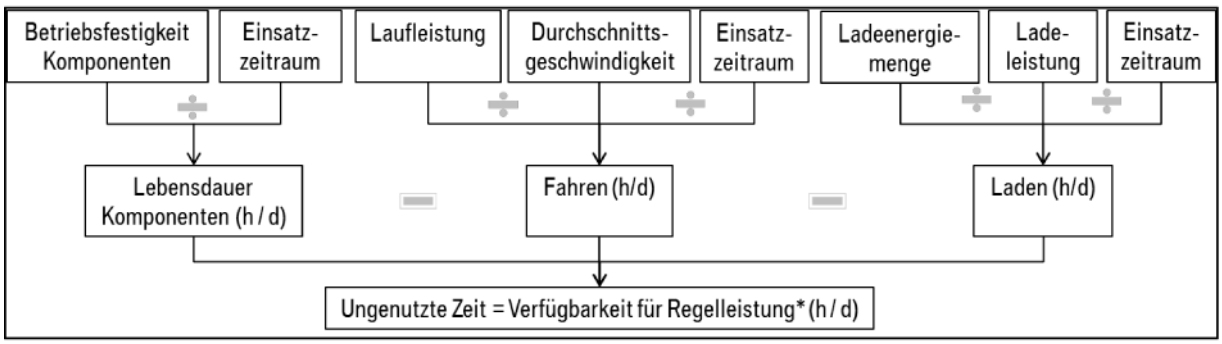


Abbildung 23: Vorgehen zur Ermittlung der für V2G nutzbaren Zeit.

Abbildung 24 zeigt die für V2G nutzbare Zeit in Abhängigkeit der jährlichen Fahrleistung.

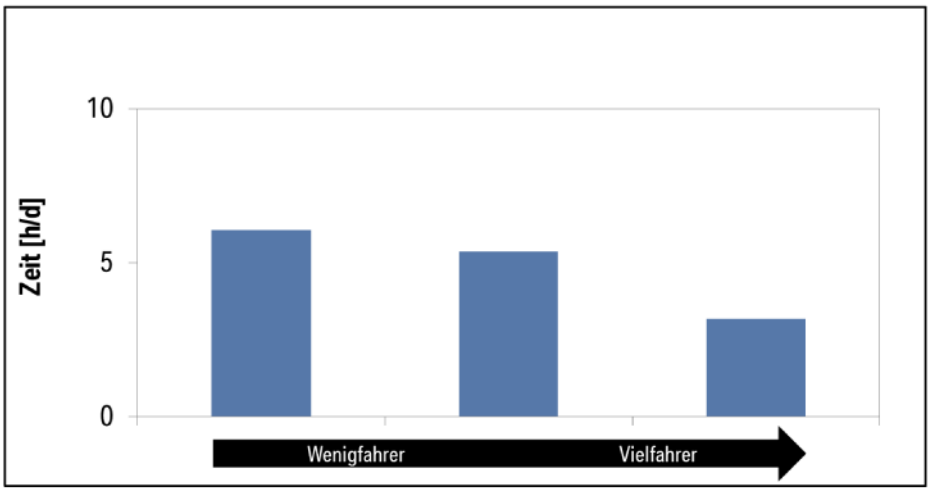


Abbildung 24: Nutzbare Zeit für V2G je Fahrertyp.

7.6.2. Weckzyklen

Neben der Betriebsfestigkeit spielt auch die Häufigkeit, mit der Steuergeräte vom Zustand „sleep-mode“ in den Zustand „Wach“ wechseln, eine wichtige Rolle für die Alterung der Geräte. Wie viele zusätzliche Weckzyklen durch V2G verursacht werden, hängt stark vom genauen Einsatz ab. Auch die Nachlaufzeit, das heißt die Zeit, die Steuergeräte im Wachzustand verbleiben, bevor sie einschlafen, kann in bestimmten Einsatzszenarien eine Rolle spielen. Auf eine eingehende Untersuchung wurde im vorliegenden Fall verzichtet. Es wurde jeoch eine Abschätzung durchgeführt, um festzustellen, in welchem Rahmen sich die Anzahl an Weckzyklen sich bewegt. Dabei wurde angenommen, dass das Fahrzeug an Sekundärregelleistung teilnimmt. In den Jahren 2012 und 2013 gab es ca. 16.000-17.000 Regelleistungsabrufe und Pausen die länger als 5 min gedauert haben. Geht man davon aus, dass einige der beteiligten Steuergeräte nach 5 min einschlafen, unabhängig davon ob gerade geladen wird oder nicht, kommt man bei 15 a Einsatzzeit auf potentiell 255.000 Weckvorgänge allein durch SRL (einige Steuergeräte sind nur dann aktiv, wenn es Statusänderungen gibt, weshalb auch Lade- bzw. Entladephasen aus deren Sicht Inaktivität bedeuten). Wird an 50 % aller Abrufe teilgenommen, summieren sich die Weckvorgänge auf 127.500.

7.7. Erlöse und Kosten-Nutzen

Durch V2G kann die Erlössituation bei Teilnahme am Strommakrt gesteigert werden. Dies ist intuitiv, da beim reinen gesteuerten Laden nur die täglich vom Kunden durch Fahren und Nebenverbrauchern verwendete Energiemenge zur Verfügung steht. Kann das Fahrzeug hingegen auch entladen werden, steht je nach Zeit und Anschlussleistung ein Vielfachers dieser Energiemenge zur Verfügung. Die Evaluierung der Erlössituation ist ein kontinuierlicher Prozess auf Grund der sich ständig verändernden Ertragslage am Strommarkt, den akteull anstehenden Änderungen der Regulatorik bei Regelleistung und den aktuelle noch fehlenden, aber bereits in der Erhebung befindlichen Informationen hinsichtlich Kosten, sowohl für das Fahrzeug als auch die notwendige Infrastruktur. Abbildung 25 zeigt beispielhaft die primären Stakeholder und das zu berücksichtigende Mengengerüst auf oberster Ebene. Ab welchem Wert der Erlös pro Jahr und Fahrzeug interssant wird hängt maßgeblich vom Stakeholder ab. Während für den Aggregator und BMW auch schon bei geringem Erlös ein interessantes Geschäftsmodell auf Grund der hohen Stückzahlen entstehen kann, wird der individuelle Kunde nur bei einem sehr deutlich spürbaren Erlös Interesse an einer Teilnahme am Strommarkt haben.

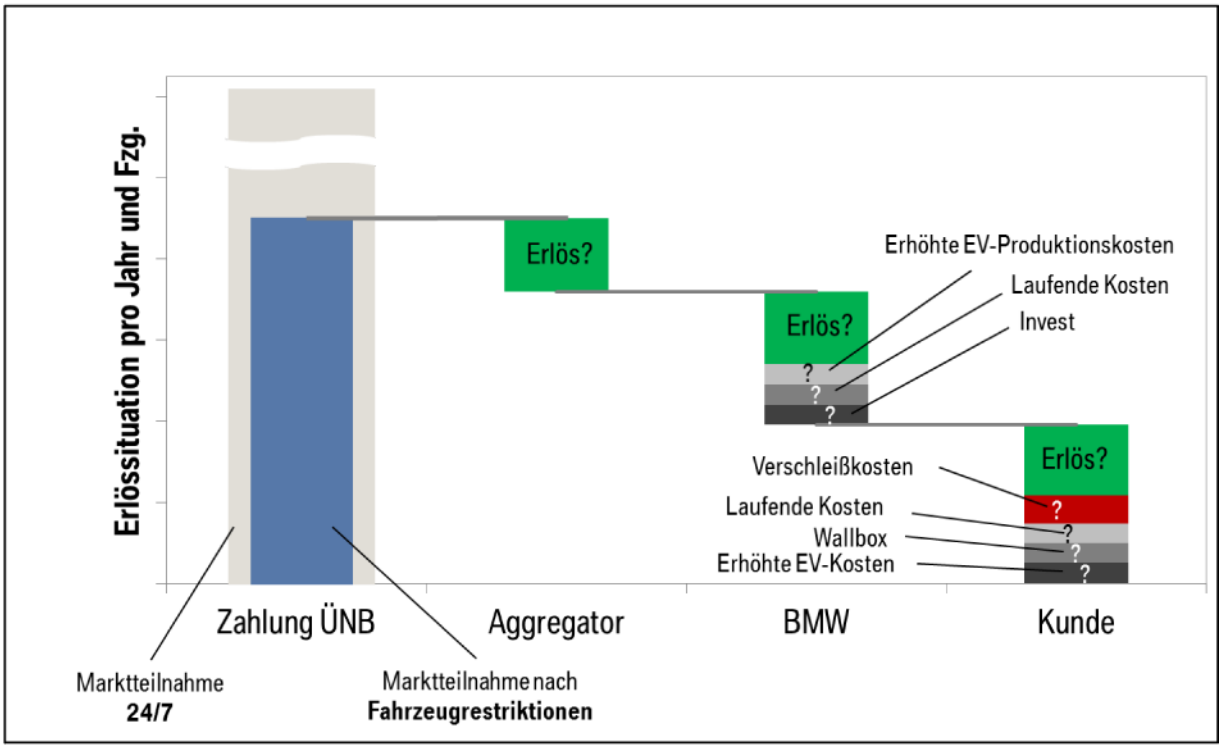


Abbildung 25: Kaskadierte Erlössituation bei Systemdienstleistungen.

7.8. Ausblick

Die Befähigung von Elektrofahrzeugen für so genannte „Smart Services“ als Synonym für die Vermarktung der Flexibilität und der Speicherkapazität kann zu einem wichtigen Kriterium für die Etablierung der Elektromobilität und deren Integration in die intelligenten Stromnetze („Smart Grids“) werden.
„Smart Service Readyness“ kann das Prädikat zur mehrfunktionalen Nutzung von Elektrofahrzeugen über die reine Mobilität hinaus werden. Bereits heute sind Fahrzeuge über Mobilfunk mit Kommunikationseinrichtungen ausgestattet und ermöglichen so dem Kunden, Mehrwerte über die reine Mobilität hinaus in Anspruch zu nehmen: Sei es Notruffunktionalität, Internetanbindung, Fahrerassistenz, oder Statusbenachrichtigungen über den aktuellen Ladezustand seines Elektrofahrzeuges. Im Falle der Netzintegration mit den in „Gesteuertes Laden V3.0“ dargestellten Möglichkeiten werden die Schlüsselfaktoren einerseits in den für den Nutzer erzielbaren monetären Mehrwerten und andererseits in der möglichst einfache Bedienbarkeit sowie der Vertrauenswürdigkeit der eingesetzten Technologien und der angebotenen Geschäftsmodelle bestehen.
Dies gilt in besonderem Maß für die Befähigung von Elektrofahrzeugen zum Rückspeisen. Hier ist neben der technischen Forschungs- und Entwicklungsarbeit in den Gebieten Fahrzeug-Elektrik/Elektronik Systemarchitektur, Hochvolt-Speichersysteme, rückspeisefähige DC-Ladepunkte (Wallboxen) der Systemnutzen und daraus ableitbare Erlöspotenziale für den Kunden mit seinem Elektrofahrzeug noch klarer herauszuarbeiten. Da Aufwand und Nutzen in jeweils unterschiedlichen Industrie- und Wirtschaftszweigen entstehen, bedarf es klarer Signale und einschätzbarer Rahmenbedingungen zu künftigen Anwendungsperspektiven von Flexibilität und Speicherkapazität aus Elektrofahrzeugen in der Energie- und Netzwirtschaft, um Geschäftsmodellen wie in „Gesteuertes Laden V3.0“ demonstriert, zum Erfolg zu verhelfen.
Weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeit zur Erarbeitung belastbarer Grundlagen für schlussendlich notwendige Produkt- und Investitionsentscheidungen ist erforderlich. Einen wichtigen Beitrag dazu kann auch die Entwicklung der Regulatorik im Zuge der Gesetzgebungsverfahren der deutschen Bundesregierung leisten in Form der Beseitigung von Hemmnissen bei der lokalen Erzeugung von Strom, dessen Zwischenspeicherung und Eigennutzung.

Untersuchung Potentiale gesteuertes Laden unter Nutzung der vollen Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug: Gesteuertes Laden V3.0

12/2012 bis 12/2015

Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

FuE-Programm "Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität" des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)

– Endbericht –

Teilprojekt 2: IKT und Ladetechnik
EWE AG, Oldenburg

Stand 31.12.2015

Inhaltsverzeichnis

I. Tabellenverzeichnis 6
II. Abbildungsverzeichnis 7
1 Einleitung 13
1.1 EWE Teilvorhaben 14
1.2 Autorenverzeichnis für das Teilprojekt 2 15
2 IT-Systeme 16
2.1 Einleitung 17
2.1.1 Aufgabenstellung 17
2.1.2 Lösungsansatz 17
2.1.3 Teilprojektziele 18
2.1.4 Teilprojektabgrenzung 18
2.2 Aufgaben der IT-Komponenten 20
2.2.1 Komponente „Aggregator“ 20
2.2.2 Komponente „EV-Pool“ 22
2.3 Erkenntnisse aus den Probephasen in Berlin 24
2.3.1 Zeitliche Übersicht der einzelnen Testphasen 24
2.3.2 Datengrundlage für die Auswertung der Probephasen 1 bis 3 26
2.3.3 Grafische Auswertungen der einzelnen Testphasen 28
2.3.4 Zusammenfassung 76
2.4 Datenauswertungen zur Wirtschaftlichkeit 78
2.4.1 Berechnungsgrundlagen und Annahmen 78
2.4.2 Ergebnisse 79
2.5 Auswertungen zur Kommunikation zwischen Fahrzeug und Backend 81
2.5.1 Anpassungsbedarf 81
2.5.2 Alternativen 81
2.6 Datenauswertungen zur Reduzierung von Ausgleichsenergie 82
2.6.1 Fehlerhafte Angaben der Verweilzeiten 82
2.6.2 Verbindungsabbrüche 87
2.6.3 Ladeverhalten 89
2.6.4 Ladeplaneinhaltung 92
2.6.5 Zusammenfassung der empfohlenen Maßnahmen 97
2.6.6 Ergebnisse 97
2.7 Kommunikationsanbindungen 100
2.7.1 Kommunikationsanbindungen im Probebetrieb 100

2.7.2 Ausblick Smart Meter ... 102
3 Ladetechnik ... 105
3.1 Aufgabenstellung und Vorgehen ... 106
3.2 Entwicklung EWE Ladepunkt ... 107
3.2.1 Anwendungsfälle ... 107
3.2.2 Funktionseinheiten ... 108
3.3 EWE Bedienanwendung ... 113
3.3.1 Funktionsumfang ... 113
3.4 Test und Erprobung des EWE Ladepunktes ... 117
3.4.1 Labortests ... 117
3.4.2 Fahrzeugtests ... 119
3.4.3 ISO 15118 Testival ... 119
3.4.4 Gesamtergebnis ... 119
4 Smart Grids ... 121
4.1 Einleitung ... 122
4.1.1 Autorenverzeichnis ... 122
4.2 Ländliche Referenznetze ... 123
4.2.1 Anforderungen an und Auswahl der Netze ... 123
4.2.2 Beschreibung der Netze ... 124
4.3 Prognose der Belastung von NS-Netzen ... 126
4.3.1 Ziel und grundsätzliche Herangehensweise ... 126
4.3.2 Basisuntersuchung ... 127
4.3.3 Ansatz zur Verbesserung der Prognose ... 130
4.4 Nutzen der Abschaltbarkeit /Steuerbarkeit von Ladevorgängen ... 135
4.4.1 Datengrundlage ... 135
4.4.2 Methodik ... 135
4.4.3 Ergebnisse ... 136
4.4.4 Einfluss der Abschaltbarkeit auf Netzauslegung ... 138
4.4.5 Einfluss der Abschaltbarkeit auf Netzkosten ... 139
4.5 Zusammenfassung der Erkenntnisse aus technischen Analysen ... 140
4.6 Geschäftsmodelle und rechtlicher Rahmen ... 141
4.6.1 Übersicht ... 141
4.6.2 Verringerung der Verteilnetzbelastung in EE-dominierten Gebieten ... 141
4.6.3 Verringerung der Verteilnetzbelastung in lastdominierten Gebieten ... 151
4.7 Zusatzuntersuchung zur Blindleistungsstellfähigkeit ... 154
4.7.1 Ziel der Untersuchungen ... 154

4.7.2 Methodik und Datengrundlage 154
4.7.3 Ergebnisse 155
4.7.4 Schlussfolgerungen 169

I. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Übersicht Teilprojekte 14
Tabelle 2-1: Übersicht Zeitdauer einzelner Probephasen 25
Tabelle 2-2: Wochentage mit verwertbaren Datenbeständen, Probephase 1 26
Tabelle 2-3: Wochentage mit verwertbaren Datenbeständen, Probephase 2 26
Tabelle 2-4: Wochentage mit verwertbaren Datenbeständen, Probephase 3 27
Tabelle 2-5: Wechsel von gesteuertem Laden auf Sofortladen, Probephase 1 52
Tabelle 2-6: Wechsel von Sofortladen auf gesteuertes Laden, Probephase 2 52
Tabelle 2-7: Wechsel von gesteuertem Laden auf Sofortladen, Probephase 2 52
Tabelle 2-8: Wechsel von gesteuertem Laden auf Sofortladen, Probephase 3 53
Tabelle 2-9: Abweichungen SRL_{IST} zu SRL_{SOLL}, Probephase 1 74
Tabelle 2-10: Abweichungen SRL_{IST} zu SRL_{SOLL}, Probephase 2 74
Tabelle 2-11: Abweichungen SRL_{IST} zu SRL_{SOLL}, Probephase 3 74
Tabelle 2-12: Stromnebenkosten 78
Tabelle 2-13: Abkürzungen Vermarktungsszenarien 79
Tabelle 2-14: Konzeptvergleich 88
Tabelle 2-15: Ergebnis Fahrplanoptimierung 97
Tabelle 2-16: Auswertung Verfügbarkeiten von Referenzanlagen 102
Tabelle 3-1: Testergebnisse 119
Tabelle 4-1: Aufstellung der Referenztage 132
Tabelle 4-2: Parameter der betrachteten Referenznetze 154
Tabelle 4-3: Varianten der E-Fahrzeug-Durchdringung und des Blindleistungsstellbereichs 156
Tabelle 4-4: Zunahme der jährlichen Netzverluste/-kosten pro NS-Abgang bei cos φ = 0,7 168
Tabelle 4-5: Jährliche Netzverluste / -kosten pro NS-Abgang bei cos φ = 1,0 und prozentuale Zunahme bei cos φ = 0,7 168
Tabelle 4-6: Zunahme der jährlichen Netzverluste / -kosten pro NS-Abgang bei cos φ = 0,9 168
Tabelle 4-7: Zunahme der jährlichen Netzverluste / -kosten pro NS-Abgang bei cos φ = 0,9 168

II. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Gesamtzeitplan 13

Abbildung 2-1: Systemarchitektur Gesamtprojekt 18

Abbildung 2-2: Funktionen Aggregator 21

Abbildung 2-3: Funktionen EV-Pool 23

Abbildung 2-4: Durchschnittliche Anzahl An- und Absteckvorgänge pro Wochentag und Fahrzeug, Probephase 1 31

Abbildung 2-5: Durchschnittliche Anzahl An- und Absteckvorgänge pro Wochentag und Fahrzeug, Probephase 2 31

Abbildung 2-6: Durchschnittliche Anzahl An- und Absteckvorgänge pro Wochentag und Fahrzeug, Probephase 3 31

Abbildung 2-7: Durchschnittliche Anzahl An- und Absteckvorgänge nach Tageszeit pro Fahrzeug und Tag, Probephase 1 33

Abbildung 2-8: Durchschnittliche Anzahl An- und Absteckvorgänge nach Tageszeit pro Fahrzeug und Tag, Probephase 2 33

Abbildung 2-9: Durchschnittliche Anzahl An- und Absteckvorgänge nach Tageszeit pro Fahrzeug und Tag, Probephase 3 33

Abbildung 2-10: Durchschnittliche Anwesenheit und geladene Energie nach Tageszeit und Wochentag pro Fahrzeug, Probephase 1 35

Abbildung 2-11: Durchschnittliche Anwesenheit und geladene Energie nach Tageszeit und Wochentag pro Fahrzeug, Probephase 2 35

Abbildung 2-12: Durchschnittliche Anwesenheit und geladene Energie nach Tageszeit und Wochentag pro Fahrzeug, Probephase 3 35

Abbildung 2-13: Durchschnittlicher Anteil „Gesteuertes Laden“ nach Tageszeit pro Fahrzeug, Probephase 1 37

Abbildung 2-14: Durchschnittlicher Anteil „Gesteuertes Laden“ nach Tageszeit pro Fahrzeug, Probephase 2 37

Abbildung 2-15: Durchschnittlicher Anteil „Gesteuertes Laden“ nach Tageszeit pro Fahrzeug, Probephase 3 37

Abbildung 2-16: Durchschnittlicher Anteil „Gesteuertes Laden“ nach Tag pro Fahrzeug, Probephase 1 39

Abbildung 2-17: Durchschnittlicher Anteil „Gesteuertes Laden“ nach Tag pro Fahrzeug, Probephase 2 39

Abbildung 2-18: Durchschnittlicher Anteil „Gesteuertes Laden“ nach Tag pro Fahrzeug, Probephase 3 39

Abbildung 2-19: Anteile Lademodi nach Ladevorgängen, Probephase 1 41

Abbildung 2-20: Anteile Lademodi nach Ladevorgängen, Probephase 2 41

Abbildung 2-21: Anteile Lademodi nach Ladevorgängen, Probephase 3 41

Abbildung 2-22: Durchschnittliche Abweichung Plan- von Ist-Verweilzeit je Fahrzeug und Ladevorgang, Probephase 1 43

Abbildung 2-23: Durchschnittliche Abweichung Plan- von Ist-Verweilzeit je Fahrzeug und Ladevorgang, Probephase 2 43

Abbildung 2-24: Durchschnittliche Abweichung Plan- von Ist-Verweilzeit je Fahrzeug und Ladevorgang, Probephase 3 43

Abbildung 2-25: Abweichung von der geplanten Verweildauer, Probephase 1 45

Abbildung 2-26: Abweichung von der geplanten Verweildauer, Probephase 2 45

Abbildung 2-27: Abweichung von der geplanten Verweildauer, Probephase 3 45

Abbildung 2-28: Durchschnittliche Abweichung der Verweilzeit nach Wochentag pro Nutzer, Probephase 1 47

Abbildung 2-29: Durchschnittliche Abweichung der Verweilzeit nach Wochentag pro Nutzer, Probephase 2 47

Abbildung 2-30: Durchschnittliche Abweichung der Verweilzeit nach Wochentag pro Nutzer, Probephase 3 47

Abbildung 2-31: Anzahl Verbindungsabbrüche pro Stunde, Probephase 1 49

Abbildung 2-32: Anzahl Verbindungsabbrüche pro Stunde, Probephase 2 49

Abbildung 2-33: Anzahl Verbindungsabbrüche pro Stunde, Probephase 3 49

Abbildung 2-34: Anzahl Verbindungsabbrüche je Fahrzeug, Probephase 1 51

Abbildung 2-35: Anzahl Verbindungsabbrüche je Fahrzeug, Probephase 2 51

Abbildung 2-36: Anzahl Verbindungsabbrüche je Fahrzeug, Probephase 3 51

Abbildung 2-37: Durchschnittliche Anzahl Ladevorgänge nach freier Batterieladekapazität pro Fahrzeug und Tag, Probephase 1 55

Abbildung 2-38: Durchschnittliche Anzahl Ladevorgänge nach freier Batterieladekapazität pro Fahrzeug und Tag, Probephase 2 55

Abbildung 2-39: Durchschnittliche Anzahl Ladevorgänge nach freier Batterieladekapazität pro Fahrzeug und Tag, Probephase 3 55

Abbildung 2-40: Durchschnittliche Anzahl Ladevorgänge nach geladener Energie pro Fahrzeug und Tag, Probephase 1 57

Abbildung 2-41: Durchschnittliche Anzahl Ladevorgänge nach geladener Energie pro Fahrzeug und Tag, Probephase 2 57

Abbildung 2-42: Durchschnittliche Anzahl Ladevorgänge nach geladener Energie pro Fahrzeug und Tag, Probephase 3 57

Abbildung 2-43: Durchschnittliche Lademenge in kWh nach Wochentag pro Verweildauer in h und angeschlossenem Fahrzeug, Probephase 1 59

Abbildung 2-44: Durchschnittliche Lademenge in kWh nach Wochentag pro Verweildauer in h und angeschlossenem Fahrzeug, Probephase 2 59

Abbildung 2-45: Durchschnittliche Lademenge in kWh nach Wochentag pro Verweildauer in h und angeschlossenem Fahrzeug, Probephase 3 59

Abbildung 2-46: Durchschnittliche Anzahl verschiebbarer Stunden nach Wochentag pro Ladevorgang, Probephase 1 61

Abbildung 2-47: Durchschnittliche Anzahl verschiebbarer Stunden nach Wochentag pro Ladevorgang, Probephase 2 61

Abbildung 2-48: Durchschnittliche Anzahl verschiebbarer Stunden nach Wochentag pro Ladevorgang, Probephase 3 61

Abbildung 2-49: Durchschnittliche Lademenge und Verbrauch in kWh nach Wochentag pro Pool, Probephase 1 63

Abbildung 2-50: Durchschnittliche Lademenge und Verbrauch in kWh nach Wochentag pro Pool, Probephase 2 63

Abbildung 2-51: Durchschnittliche Lademenge und Verbrauch in kWh nach Wochentag pro Pool, Probephase 3 63

Abbildung 2-52: Durchschnittliche Verfügbarkeit im Ansteckzeitraum nach Fahrzeug, Probephase 1 65

Abbildung 2-53: Durchschnittliche Verfügbarkeit im Ansteckzeitraum nach Fahrzeug, Probephase 2 65

Abbildung 2-54: Durchschnittliche Verfügbarkeit im Ansteckzeitraum nach Fahrzeug, Probephase 3 65

Abbildung 2-55: Latenzzeiten nach 15-Minuten-Mittelwert pro Fahrzeug von allen Fahrzeugen, Probephase 1 67

Abbildung 2-56: Latenzzeiten nach 15-Minuten-Mittelwert pro Fahrzeug von allen Fahrzeugen, Probephase 2 67

Abbildung 2-57: Latenzzeiten nach 15-Minuten-Mittelwert pro Fahrzeug von allen Fahrzeugen, Probephase 3 67

Abbildung 2-58: Aggregierte Latenzzeiten je Fahrzeug, Probephase 1 69

Abbildung 2-59: Aggregierte Latenzzeiten je Fahrzeug, Probephase 2 69

Abbildung 2-60: Aggregierte Latenzzeiten je Fahrzeug, Probephase 3 69

Abbildung 2-61: Anteil SRL und andere Märkte basierend auf SRL Soll, Probephase 1 71

Abbildung 2-62: Anteil SRL und andere Märkte basierend auf SRL Soll, Probephase 2 71

Abbildung 2-63: Anteil SRL und andere Märkte basierend auf SRL Soll, Probephase 3 71

Abbildung 2-64: Anteil SRL und andere Märkte an der Ladeenergie des Gesamtpools, Probephase 1 73

Abbildung 2-65: Anteil SRL und andere Märkte an der Ladeenergie des Gesamtpools, Probephase 2 73

Abbildung 2-66: Anteil SRL und andere Märkte an der Ladeenergie des Gesamtpools, Probephase 3 73

Abbildung 2-67: Abweichung SRL_{IST} zu SRL_{SOLL} nach 15 Minuten Mittelwerte vom Gesamtpool, Probephase 1 75

Abbildung 2-68: Abweichung SRL_{IST} zu SRL_{SOLL} nach 15 Minuten Mittelwerte vom Gesamtpool, Probephase 2 75

Abbildung 2-69: Abweichung SRL_{IST} zu SRL_{SOLL} nach 15 Minuten Mittelwerte vom Gesamtpool, Probephase 3 75

Abbildung 2-70: Kosten pro MWh nach Vermarktungsart 79

Abbildung 2-71: Kostenzusammensetzung nach Vermarktungskombination 80

Abbildung 2-72: Abweichungen der Abfahrtszeiten 83

Abbildung 2-73: Absteckverhalten 84

Abbildung 2-74: Durchschnittliche Verweilzeit pro Ladevorgang 84

Abbildung 2-75: Summe vorzeitige Absteckvorgänge pro Maßnahme 85
Abbildung 2-76: Gesamtabweichung pro Maßnahme 86
Abbildung 2-77: Verbindungsabbrüche pro Fahrzeug in Probephase 2 87
Abbildung 2-78: Durchschnittliche Dauer der Verbindungsabbrüche in Minuten 88
Abbildung 2-79: Ladeverhalten nach Wochentag 89
Abbildung 2-80: Prozentualer Anteil Sofort Laden nach Wochentag 90
Abbildung 2-81: Wahrscheinlichkeit der Fahrzeugverfügbarkeit pro Viertelstunde in Prozent 90
Abbildung 2-82: Ausgleichsenergie aufgrund von Sofortladevorgängen mit Minimal-Fahrplan 91
Abbildung 2-83: Durchschnittliche Ladeplanabweichung [W] nach Fahrzeug 92
Abbildung 2-84: Durchschnittliche Ist-Ladeleistung bei Sollwert 3.700 W nach Fahrzeug 93
Abbildung 2-85: Durchschnittliche Ist-Ladeleistung bei Sollwert 2.000 W nach Fahrzeug 93
Abbildung 2-86: Übersicht Fahrplaneinhaltung 94
Abbildung 2-87: Bestimmung der maximalen Ladekapazität pro Fahrzeug 94
Abbildung 2-88: Anzahl Ist Werte nach Leistung bei einem Sollwert von 3000 W 95
Abbildung 2-89: Abweichungen und Anzahl bei einer Sollwertvorgabe über Null 96
Abbildung 2-90: Ausregelgüte, Doppelhöcker 98
Abbildung 2-91: Ausregelgüte, Doppelhöcker, Detail 98
Abbildung 2-92: Ausregelgüte, dynamisch 99
Abbildung 2-93: Ausregelgüte, dynamisch, Detail 99
Abbildung 2-94: Anteil Ladevorgänge mit Verbindungsabbruch an Gesamtanzahl Ladevorgänge ... 101
Abbildung 2-95: Übersicht Smart Meter Gateway-Verbindungen 103
Abbildung 3-1: Topologie Ladepunkt 108
Abbildung 3-2: EWE Ladepunkt - Design 111
Abbildung 3-3: Systemarchitektur Bedienanwendung 113
Abbildung 3-4: Anmeldemaske 113
Abbildung 3-5: Ladedetails 114
Abbildung 3-6: Ladekalender 115
Abbildung 3-7: Anlegen einer Anwesenheit 116
Abbildung 3-8: Bedienanwendung aufgerufen über ein Smartphone 116
Abbildung 3-9: P3 Messsystem 119
Abbildung 4-1: Parameter der ländlichen Referenznetze 124
Abbildung 4-2: Netzstruktur der drei ländlichen Referenznetze (schematische Darstellung) 125
Abbildung 4-3: schematische Netzbelastung in (klein-)städtischen NS-Netzgebieten 126
Abbildung 4-4: schematische Netzbelastung in dörflichen und ländlichen NS-Netzgebieten 127
Abbildung 4-5: Gegenüberstellung der Tagesgänge der einzelnen Ortsnetzstationen zur Durchschnittsstation 129

Abbildung 4-6: Relative Abweichung der Prognose je Ortsnetzstation anhand eines Tagesgangs je Ortsnetzstation 129

Abbildung 4-7: Betrachtung der gemittelten relativen Abweichung bei Differenzierung nach Tagestypen und Jahreszeiten 130

Abbildung 4-8: Exemplarische Darstellung der zwei Untervarianten der Wochenbetrachtung bei der Prognose eines Montags 131

Abbildung 4-9: Vergleich verschiedener Prognoseverfahren für eine Ortsnetzstation mit geringer unterlagerten PV-Leistung 133

Abbildung 4-10: Vergleich verschiedener Prognoseverfahren für eine Ortsnetzstation mit hoher unterlagerten PV-Leistung 133

Abbildung 4-11: Verfügbare Ladeleistung abhängig vom gewählten Modell für Ortsnetzstationen mit geringer unterlagerter PV-Leistung (oben) und Ortsnetzstationen mit hoher unterlagerter PV-Leistung (unten) 134

Abbildung 4-12: Exemplarische Darstellung der verfügbaren Ladeleistung im Zeitraum 17 Uhr bis 7 Uhr im Ladezeitraum am 7.2.2012 um 18:45 Uhr (Jahreshöchstlast) 136

Abbildung 4-13: Maximale Anzahl zeitgleicher Ladevorgänge bei einer zulässigen Auslastung im Ortsnetz von 100 % 137

Abbildung 4-14: Maximale Anzahl zeitgleicher Ladevorgänge bei einer zulässigen Auslastung im Ortsnetz von maximal 60 % 138

Abbildung 4-15: Einsatz des E-Fahrzeugpools zur Entlastung/Behebung eines EE-bedingten Engpasses 142

Abbildung 4-16: Leitungsbelastung ohne E-Fahrzeugpool / ohne Batteriespeicher (schematisch) ... 142

Abbildung 4-17: Leitungsbelastung mit E-Fahrzeugpool-Speicher (schematisch) 143

Abbildung 4-18: Engpassenergie ohne und mit E-Fahrzeugpool-Speicher 145

Abbildung 4-19: Vergleich der annuitätischen Kosten der verschiedenen Varianten ohne und mit E-Fahrzeugpool-Speicher 146

Abbildung 4-20: Engpassenergie ohne und mit E-Fahrzeugpool-Speicher 147

Abbildung 4-21: Vergleich der annuitätischen Kosten der verschiedenen Varianten ohne und mit E-Fahrzeugpool-Speicher 147

Abbildung 4-22: Engpassenergie ohne und mit E-Fahrzeugpool-Speicher 148

Abbildung 4-23: Vergleich der annuitätischen Kosten der verschiedenen Varianten ohne und mit E-Fahrzeugpool-Speicher 149

Abbildung 4-24: Engpassenergie ohne und mit E-Fahrzeugpool-Speicher 150

Abbildung 4-25: Vergleich der annuitätischen Kosten der verschiedenen Varianten ohne und mit E-Fahrzeugpool-Speicher 150

Abbildung 4-26: Spannungsfall Dorf, 95 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1 157

Abbildung 4-27: Strombelastung Dorf, 95 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1 157

Abbildung 4-28: Spannungsfall Dorf, 150 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1 158

Abbildung 4-29: Strombelastung Dorf, 150 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1 158

Abbildung 4-30: Spannungsfall Dorf, 240 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1 159

Abbildung 4-31: Strombelastung Dorf, 240 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1 159

Abbildung 4-32: Spannungsfall Kleinstadt, 95 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1 160
Abbildung 4-33: Strombelastung Kleinstadt, 95 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1..... 160
Abbildung 4-34: Spannungsfall Kleinstadt, 150 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1 161
Abbildung 4-35: Strombelastung Kleinstadt, 150 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1..... 161
Abbildung 4-36: Spannungsfall Kleinstadt, 240 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1 162
Abbildung 4-37: Strombelastung Kleinstadt, 240 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1..... 162
Abbildung 4-38: Spannungsfall Dorf, 95 mm², 1-phasig versus 3-phasig, cos φ = 1 163
Abbildung 4-39: Strombelastung Dorf, 95 mm², 1-phasig versus 3-phasig, cos φ = 1 163
Abbildung 4-40: Spannungsfall Dorf, 150 mm², 1-phasig versus 3-phasig, cos φ = 1..... 164
Abbildung 4-41: Strombelastung Dorf, 150 mm², 1-phasig versus 3-phasig, cos φ = 1 164
Abbildung 4-42: Spannungsfall Dorf, 95 mm², 1-phasig worst case, cos φ variiert 165
Abbildung 4-43: Spannungsfall Dorf, 150 mm², 1-phasig worst case, cos φ variiert 166
Abbildung 4-44: Spannungsfall Dorf, 150 mm², 1-phasig worst case, cos φ variiert – Netzausbau-Erfordernisse 167

1 Einleitung

Gesteuertes Laden V3.0 ist ein vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit gefördertes Forschungs- und Entwicklungsprojekt. Ziel ist, durch ein intelligentes Energiemanagement - welches die Erfordernisse des Endkunden (Fahrzeugnutzer), zeitliche Schwankungen in der Verfügbarkeit erneuerbarer Energie und die infrastrukturellen Rahmenbedingungen berücksichtigt - ein technisches und wirtschaftliches Optimum für das Laden von mobilen Energiespeichern zu finden.

Die wesentlichen Arbeitsschwerpunkte liegen in der Erschließung der Speicherkapazität von Elektrofahrzeug-Batterien und der Steuerbarkeit der Ladevorgänge. Konkret wird dazu die Erzeugung von Regelleistung aus einem Fahrzeugpool unter der Berücksichtigung von Restriktionen eines VNB dargestellt.

Das Projekt wird unter der Führung von BMW von den folgenden Verbundpartnern bearbeitet: BMW, EWE, TU Ilmenau, TU Chemnitz, Fraunhofer IOSB, Clean Energy Sourcing. Weiterer assoziierter Partner ist Vattenfall. Die Laufzeit des Projektes ist von 12/2012 bis 12/2015.

Die Fahrzeuge werden an spezifischen Ladepunkten geladen, welche kommunikativ an einem steuernden IT-System angeschlossen sind. Die Fahrzeugnutzer geben dazu über eine Bedienanwendung die voraussichtliche Verweildauer ein. Im EWE Teilvorhaben wurde hierzu ein entsprechendes IT-System konzipiert und umgesetzt. Eine Erprobung des Gesamtsystems fand seit 2014 in drei aufeinanderfolgenden Probephasen von je 5 Monaten und mit je 10 Probanden in Berlin statt.

Die nachstehende Abbildung zeigt den Zeitplan des Gesamtprojektes.

Phasen	**2012**		**2013**				**2014**				**2015**		
	12	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Grundlagen und Analyse	x	x											
Konzeptphase			x										
Umsetzungsphase				x	x	x							
Probephase 1 in Berlin						x	x						
Probephase 2 in Berlin								x	x				
Probephase 3 in Berlin										x	x		
Probephase 4 (Optimierung)												x	x
Auswertung												x	x

Abbildung 1-1: Gesamtzeitplan

1.1 EWE Teilvorhaben

Das Gesamtprojekt „Gesteuertes Laden V3.0“ (GL3.0) ist in sechs Teilprojekte aufgeteilt. Die nachstehende Tabelle listet die einzelnen Teilprojekte auf.

Teilprojekt	Inhalt	verantwortlich
TP1	Systemintegration	BMW Group
TP2	IKT und Ladetechnik	EWE AG
TP3	Smart Markets & Geschäftsmodelle	BMW Group / FhG
TP4	Smart Grids	FhG IOSB-AST
TP5	wissenschaftliche Nutzerstudien	TU Chemnitz
TP6:	Probebetrieb	BMW Group

Tabelle 1-1: Übersicht Teilprojekte

Das EWE Teilvorhaben umfasst insbesondere das Teilprojekt 2 „IKT & Ladetechnik“ sowie die Mitarbeit in den Teilprojekten 3 und 4.

Das Teilprojekt 2 beinhaltet vor allem die Konzeptionierung, Umsetzung und Validierung eines IT-Systems zur Vermarktung der Ladevorgänge an verschiedenen Energiemärkten. Die Validierung des Systems erfolgte innerhalb von drei Probephasen in Berlin. Im Anschluss an die Probephasen fand eine Auswertungsphase zur Ermittlung von Optimierungsbedarfen statt. Die Auswertungsphase zeigte Optimierungsbedarfe hinsichtlich der Reduzierung von Ausgleichsenergie und in der Ausregelgüte des SRL_{SOLL}-Signales. Dazu wurden Maßnahmen definiert und innerhalb der Probephase 4 umgesetzt und validiert.

Ebenso Bestandteil des Teilprojektes 2 ist die Entwicklung eines steuerbaren Ladepunktes für die Elektrofahrzeuge. Diese Tätigkeiten erfolgten im Arbeitspaket AP 2.3. Insbesondere wurde hier das Ziel verfolgt, eine generische Lösung für eine Vielzahl zukünftiger Elektrofahrzeuge zu entwickeln. Es zeichnete sich bereits in der frühen Konzeptphase ab, dass die Umsetzung des neuen Kommunikationsstandards ISO 15118 bis zu Beginn der ersten Probephase in Berlin Anfang 2014 nicht umgesetzt werden konnte. Daher kamen für die drei Probephasen in Berlin spezifische BMW Ladepunkte, abgestimmt auf das Fahrzeug BMW ActiveE zum Einsatz. Zeitlich unabhängig von den Probephasen in Berlin entwickelte EWE im Rahmen des AP2.3 einen ISO 15118 konformen Ladepunkt, siehe Kapitel 3.

1.2 Autorenverzeichnis für das Teilprojekt 2

Ringo Drexler, EWE AG

Axel Heitbrink, EBG compleo GmbH

Brit Jünemann, EWE AG

Heike Lüschen, BTC AG

Alexander Tolksdorf, EWE AG

Michael Westerburg, EWE AG

2 IT-Systeme

Das Kapitel 2 beschreibt das IT-System, welches im Rahmen des Teilprojektes 2 in den Arbeitspaketen 2.1, 2.2 und 2.4 konzipiert, entwickelt und betrieben worden ist.

2.1 Einleitung

2.1.1 Aufgabenstellung

Zur Erreichung der Projektziele werden pro Probephase zehn Fahrzeuge über Ladepunkte an ein virtuelles Kraftwerk angebunden. Die Ladefahrpläne der Elektrofahrzeuge sind modulierbar. Dabei reagiert ein Fahrzeug zumeist auf das Absenken der Lastaufnahme allerdings nicht zwangsläufig auf die Wiedererhöhung der Ladeleistung. Wie hoch die Wahrscheinlichkeit einer Wiederanhebung der Lastaufnahme zu einem Ladezustand ist, wird im Rahmen des Projektes ermittelt. Zudem ist bei der Umsetzung von Ladefahrplänen zu beachten, dass Ladevorgänge einer Ladekurve unterliegen: Zu Beginn des Ladens kann eine hohe Last aufgenommen werden, während zum Ende des Ladevorgangs die Lastaufnahme sinkt. Somit sinkt auch die Wahrscheinlichkeit der Laststeigerung mit steigendem Ladestand. Über eine Anwendung kann der Fahrzeugnutzer seine Verweilzeit eingeben, welche nach dem Verbinden des Elektrofahrzeugs mit der Ladestation an das Backend übermittelt werden. Diese dienen als Basisinformation dafür, bis wann der Ladeplan abgeschlossen sein muss.

Die Ladeenergiemengen des gesamten Fahrzeug-Pools werden als negative SRL vermarktet, die darüber hinaus benötigten Energiemengen werden als Basislastgang am EPEX-Spotmarkt beschafft. Für die SRL-Vermarktung werden mittwochs Angebote für die gesamte kommende Woche abgegeben, während der Basislastgang an jedem Tag für den nächsten Tag gehandelt wird. Abweichungen vom Basisfahrplan werden auf dem Intraday-Markt bis 30 Minuten vor physischer Erfüllung gehandelt[1]. Alle Handelsaktivitäten erfolgen simulativ. Als Basis hierfür werden die Preisprognose „Point Carbon“, sowie die EPEX-Stundenpreise importiert.

2.1.2 Lösungsansatz

Innerhalb der Phase „Grundlagen und Umfeldanalyse“ wurde aus einem erarbeiteten Zielbild eine IKT-Systemarchitektur abgeleitet. Dabei galt es, notwendige technische Komponenten und deren Kommunikationsschnittstellen zu identifizieren. Die Funktionsumfänge der einzelnen Komponenten wurden grob benannt und die Verantwortlichkeiten festgelegt. Fragestellungen des Teilprojektes 3, die die weitere Detaillierung der Komponenten, Schnittstellen und Rollen behandeln, wurden identifiziert. Weiterhin war die Systemarchitektur bezüglich ihrer Umsetzbarkeit zu bewerten und im Anschluss daran umzusetzen.

Im Rahmen des Konzeptes einer Netzampel wurden die sogenannten VNB-Funktionen für ein lokales Lastmanagement implementiert und um eine Optimierung möglicher Phasenschieflasten für Probephase 3 des Probebetriebs erweitert. Eine Funktion zur Optimierung der Phasenschieflast wurde in die IT-Komponente EV-Pool verlagert.

Die Anbindung des parallel entwickelten EWE-Ladepunktes an die IT-Komponente EV-Pool wurde spezifiziert. Die gewählte Schnittstelle IEC 60870-5-104 zwischen EV-Pool und Ladepunkt entspricht den Anforderungen des ÜNB (Transmission Code). Als Schnittstelle zwischen Ladepunkt und Elektrofahrzeug wurde die ISO 15118 gewählt. Die Validierung des Systems erfolgte im ersten Halbjahr 2015 in einem Laborbetrieb und war vom Probebetrieb in Berlin unabhängig. Die Systemarchitektur wurde um eine Bedienanwendung erweitert, welche den Nutzern die Eingabe der voraussichtlichen Anwesenheit am Ladepunkt ermöglicht. Anforderungen aus Sicht der Nutzerforschung wurden berücksichtigt, insbesondere die Lademodeumschaltung direkt am Ladepunkt. Diese erforderte zusätzlichen Datenaustausch zwischen dem Ladepunkt und dem EV-Pool.

In der folgenden Abbildung werden die IT-Komponenten des Gesamtprojektes, welche im AP2.1 konzipiert wurden, dargestellt. Die blau eingefärbten Komponenten liegen im Verantwortungsbereich von EWE/BTC.

[1] Bis zum 16. Juni 2015 betrug die Vorlaufzeit für den kontinuierlichen Intraday-Handel 45 Minuten.

Im Folgenden werden die IT-Komponenten „Aggregator“ und „EV-Pool“ beschrieben.

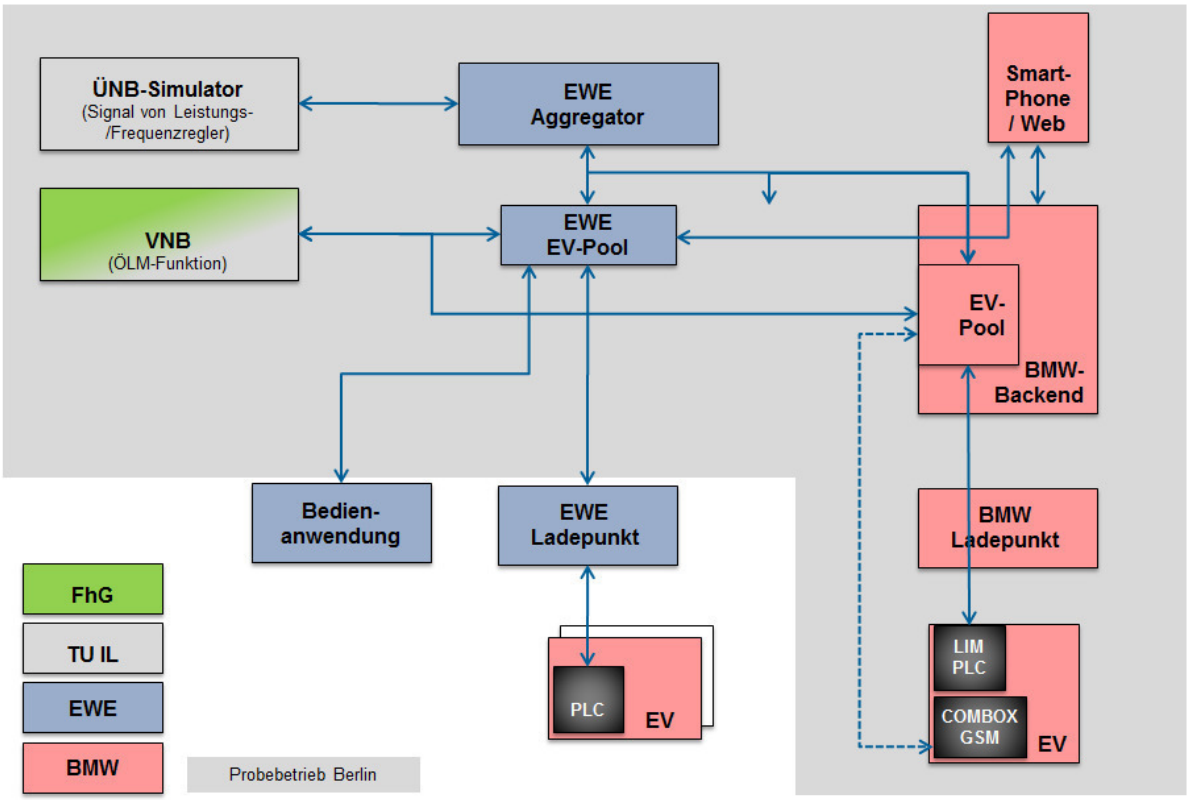


Abbildung 2-1: Systemarchitektur Gesamtprojekt

2.1.3 Teilprojektziele

Die folgenden Ziele wurden im Teilprojekt 2 gesetzt:

- Sach-/Qualitätsziele
  - Erfüllung gesetzlicher Anforderungen
  - Optimierung der Ladezeiten nach Märkten und VNB- Restriktionen
  - Nutzerakzeptanz
- Kostenziele
  - Senkung der Ladekosten
- Terminziele
  - Bereitstellung eines Systems bis zum Dezember 2013

2.1.4 Teilprojektabgrenzung

Folgende Punkte sind nicht Bestandteil des Teilprojektes:

- Entwicklung des ÜNB-Simulators.
- Fahrzeuge werden durch BMW zur Verfügung gestellt.
- Installation und Test der Ladepunkte inkl. der Internetanbindung.

- Software der Ladepunkte zur Anbindung des Fahrzeugs und zur Kommunikation mit dem EV-Pool.
- Mobile App zur Eintragung der Verweildauer.
- Entwicklung des BMW spezifischen EV-Pools.

2.2 Aufgaben der IT-Komponenten

2.2.1 Komponente „Aggregator“

Die IT-Komponente „Aggregator“ beinhaltet die Umsetzung der folgenden Punkte:

- Auslesen und Archivieren der Spotmarktangebote (Intraday, Day Ahead) von den EV-Pools
- Einlesen der Regelenergieangebote aller EV-Pools, Zusammenfassung nach Regelzone und Bilanzkreis und Generierung des gesamten Regelleistungsangebotes
- Abgabe der SRL-, Day Ahead- und Intraday-Angebote
- Auswertung der Zuschläge für das SRL-Angebot
- Auswertung und Archivierung der Ausschreibungsergebnisse
- Auswertung und Archivierung der vergangenen Abrufe
- Prognose eines Arbeitspreises für eine gewünschte Abrufwahrscheinlichkeit
- Prognose des Grenzleistungspreises
- Bedienanwendung zur Anpassung des SRL-Angebotes

2.2.1.1 Übersicht aus dem Funktionsnetz

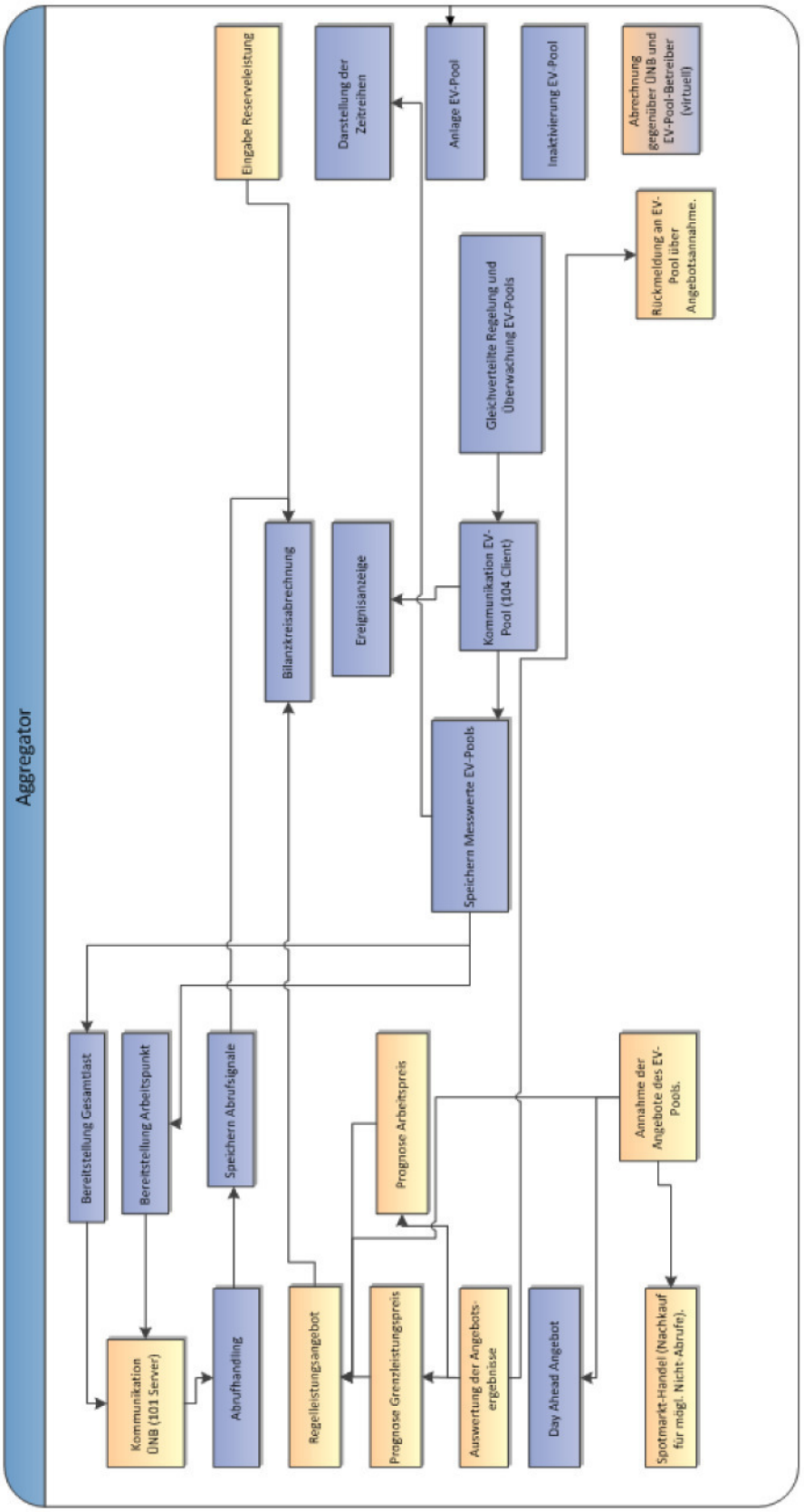


Abbildung 2-2: Funktionen Aggregator

2.2.2 Komponente „EV-Pool“

Die IT-Komponente „EV-Pool“ beinhaltet die Umsetzung der folgenden Punkte:

- Auslesen und Speichern der Werte pro EV-Pool und Ladepunkt über Clientfunktionen
- Webservice, der die Verweildauer und Wunsch-SOC für ein bestimmtes Fahrzeug entgegennimmt sowie die aktuelle Last bereitstellt
- Prognose der Verweilzeiten für die Folgewoche
- Prognose der Verbräuche für die Folgewoche
- Prognose der tatsächlichen Verweilzeit anhand der Eingaben
- Bewertung der Zuverlässigkeit der Fahrzeughalter in der Eingabe von Verweilzeiten
- Verwendung der prognostizierten Verweilzeit, so keine Verweilzeit eingegeben wurde, oder die prognostizierte Verweilzeit vor der eingegebenen endet
- Anpassung der Prognosen auf die Ist-Werte für die regelmäßige Gesamtfahrplanaufteilung
- Prognose des Arbeitspreises anhand der Abrufwahrscheinlichkeit
- Prognose des Grenzleistungspreises anhand der Ausschreibungsergebnisse
- Berechnung des negativen SRL-Angebots für die Folgewoche
- Täglich Berechnung des Basislastgangs für den nächsten Tag
- Viertelstündliche Aufteilung des Gesamtfahrplans in Einzelfahrplänen und Übermittlung der Abweichungen zwischen summierten Einzelfahrplänen und Gesamtfahrplan an den Handel zum Ausgleich auf dem Intraday Markt in Form von Endur Meldungen
- Berücksichtigung der Vermarktungszeiten
- Berücksichtigung der fahrzeugspezifischen Ladekurven

2.2.2.1 Übersicht aus dem Funktionsnetz

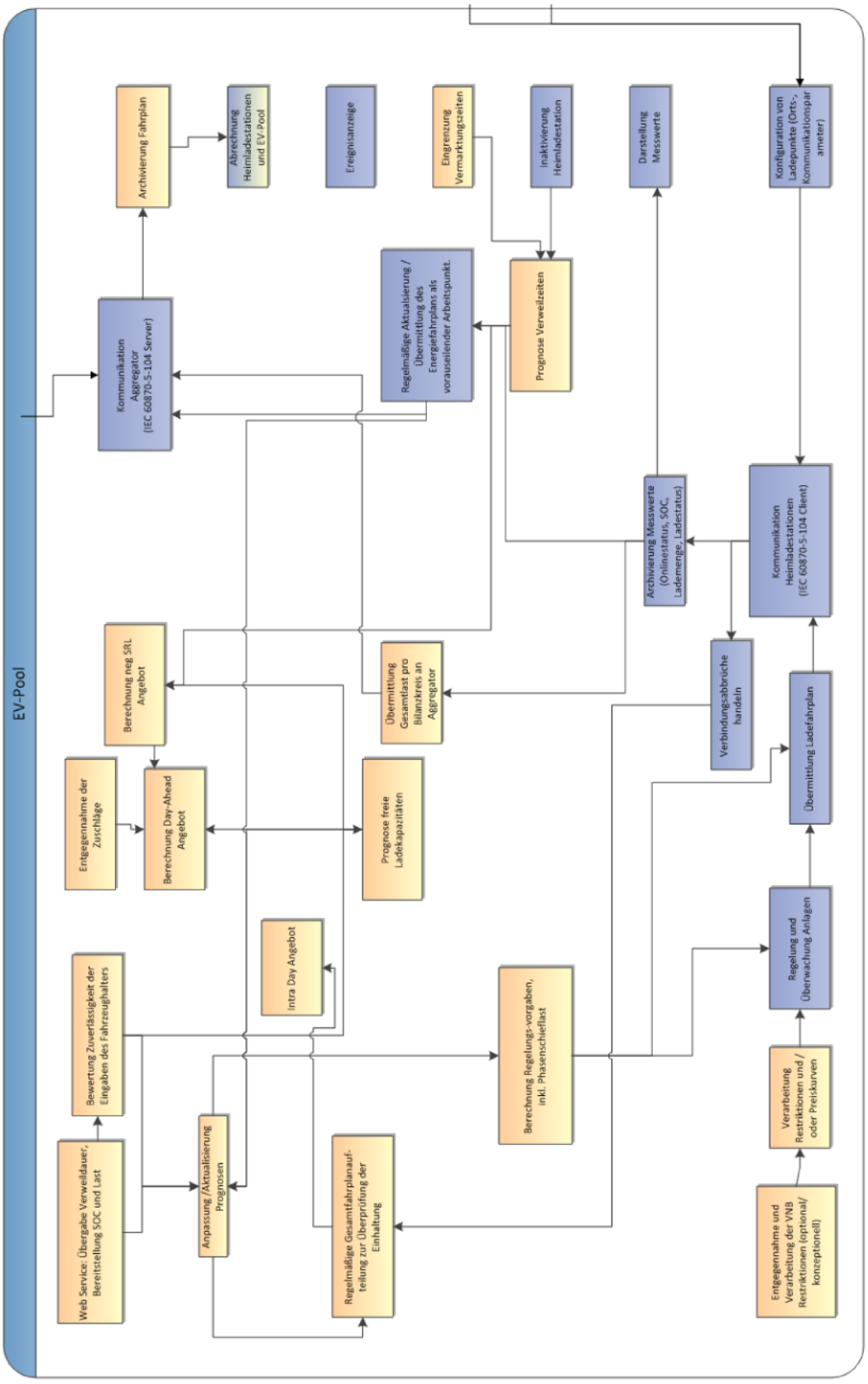


Abbildung 2-3: Funktionen EV-Pool

2.3 Erkenntnisse aus den Probephasen in Berlin

In diesem Kapitel erfolgt die inhaltliche und grafische Auswertung der Probephasen 1, 2 und 3 im Förderprojekt GL3.0 gemäß der durch EWE im Projekt definierten Fragestellungen. Kapitel 2.3.1 gibt eine Übersicht über die Zeiträume der einzelnen Testphasen. Hierzu zählen unter anderem Informationen zu den Eingewöhnungszeiträumen zu Beginn einer Probephase sowie zur Zeitspanne, in welcher die Poolsteuerung durch EWE oder BMW erfolgte. Das Kapitel 2.3.2 gibt eine Übersicht über die Datengrundlage. In Kapitel 2.3.3 erfolgen die Auswertungen der von EWE definierten Fragestellungen in Bezug auf die Probephasen 1, 2 und 3.

2.3.1 Zeitliche Übersicht der einzelnen Testphasen

Wie in Tabelle 2-1 veranschaulicht wurden im Förderprojekt GL3.0 und drei Probephasen und ein Präqualifikations-Vortest durchgeführt. Für jeden Probebetrieb wurden zehn Probanden aus dem Privatkundensegment durch Fachexperten des Institutes für Psychologie der TU Chemnitz in Zusammenarbeit mit BMW ausgewählt. Die Probanden erhielten einen fiktiven „Grünstromvertrag“ inklusive einem Anreizsystem mit Bonuspunkten, um ein möglichst realitätsnahes Szenario des gesteuerten Ladens nachzubilden und dessen Wirksamkeit zu validieren.

In den einzelnen Probephasen erfolgte eine wechselseitige Fahrplansteuerung der eingesetzten Elektrofahrzeuge durch BMW und EWE. Zwischen den Testzeiträumen wurden Ruhephasen mit einer Dauer von ca. zwei Monaten eingelegt. Die Unterbrechung zwischen der ersten und zweiten Probephase wurde vordergründig für die Aufbereitung der Elektrofahrzeuge durch BMW und für die Installation der erforderlichen Ladepunkte genutzt. Die Pause zwischen der zweiten und dritten Testphase wurde im Wesentlichen für die den Implementierungstests von VNB-Restriktionen und Phasenschieflastausgleich sowie für die Umstellung der handelbaren Zeiten ausschließlich auf Hochtarif-Zeiten (08 Uhr bis 20 Uhr Mo. – Fr. außer Feiertag) genutzt. In Probephase 1 und 2 wurde vor allem der Betrieb von Ladepunkten am heimischen Parkplatz untersucht. In Probephase 3 wurden Probanden ausgewählt, deren Arbeitsplätze eine geografische Nähe aufwiesen. Dies diente zum einen der Abbildung von lokalen VNB-Restriktionen und Phasenschieflast. Zum anderen wurden das Verhalten der Nutzer beim Laden am Firmenparkplatz und die Vermarktung der Ladeenergiemengen zu HT-Zeiten untersucht.

Probephase 1, Anzahl Probanden = 10	
03.03.2014	Fahrzeugübergabe
03.03.2014 – 17.03.2014	Gewöhnungszeitraum
18.03.2014 – 13.05.2014	Baseline Messung
12.05.2014 – 27.06.2014	Poolsteuerung durch BMW-Backend
30.06.2014 – 16.07.2014	Poolsteuerung durch EWE-Backend
17.07.2014 – 11.08.2014	Poolsteuerung durch BMW-Backend
14.07.2014 – 28.07.2014	Fahrzeugrückgabe
29.07.2014 – 08.08.2014	Deinstallation Hardware
Probephase 2, Anzahl Probanden = 10	
01.09.2014	Fahrzeugübergabe
01.09.2014 – 12.09.2014	Gewöhnungszeitraum
15.09.2014 – 10.10.2014	Baseline Messung
14.10.2014 – 14.11.2014	Poolsteuerung durch EWE-Backend
17.11.2014 – 09.01.2014	Poolsteuerung durch BMW-Backend
12.01.2015 – 28.01.2015	Poolsteuerung durch EWE-Backend
02.02.2015 – 16.02.2015	Deinstallation der Ladeinfrastruktur
Probephase 3, Anzahl Probanden = 10	
24.03.2015	Fahrzeugübergabe
25.03.2015 – 24.04.2015	Gewöhnungszeitraum
13.04.2015 – 24.04.2015	Poolsteuerung durch BMW-Backend
27.04.2015 – 08.05.2015	Poolsteuerung durch EWE-Backend
11.05.2015 – 05.06.2014	Poolsteuerung durch BMW-Backend
08.06.2015 – 03.07.2015	Poolsteuerung durch EWE-Backend
20.07.2015 – 31.07.2015	Fahrzeugrückgabe
03.08.2015 – 19.08.2015	Deinstallation der Ladeinfrastruktur
Präqualifikations-Vortests	
06.07.2015 – 17.07.2015	BMW Backend
20.07.2015 – 31.07.2015	EWE Backend
Probephase 4, ohne Probanden	
10.08.2015 – 31.08.2015	Fahrzeugrückführung und Installation
01.09.2015 – 11.09.2015	Vorbereitung Fahrzeuge und Ladeinfrastruktur
09.09.2015 – 16.09.2015	BMW EV-Pool: SRL Validierung
17.09.2015 – 30.10.2015	Evaluierungstests überarbeitete Poolsteuerung
17.09.2015 – 09.10.2015	Pooltest und Optimierung BMW-EV Pool
12.10.2015 – 13.11.2015	Externer Testlauf mit 5 EV's (LI München)
16.11.2015 – 20.11.2015	Fahrzeugrückgabe

Tabelle 2-1: Übersicht Zeitdauer einzelner Probephasen

2.3.2 Datengrundlage für die Auswertung der Probephasen 1 bis 3

Dieses Kapitel gibt eine Übersicht über die Anzahl der Wochentage, welche in den einzelnen Probephasen zur grafischen Auswertung in Kapitel 2.3.3 herangezogen wurden. Weiterhin wurden bei den verwertbaren Datenbeständen Verbindungsabbrüche herausgerechnet. Als nicht verwertbar wird ein Tag eingestuft, sobald ein Systemausfall über zwölf Stunden keine Datenaufzeichnung ermöglichte oder für 24 Stunden keine Verbindung zum Fahrzeug bestand. Der Testzeitraum der Probephase 1 umfasste 89 Wochentage. Aufgrund von technischen Schwierigkeiten in dieser Startphase, lagen lediglich 33 Tage als verwertbare Daten vor. Diese gliedern sich, wie in Tabelle 2-2 veranschaulicht, auf folgende Wochentage auf:

Wochentag	Verwertbare Tage	Nicht verwertbare Tage
Montag	5	8
Dienstag	5	8
Mittwoch	5	8
Donnerstag	7	6
Freitag	6	7
Samstag	3	9
Sonntag	2	10

Tabelle 2-2: Wochentage mit verwertbaren Datenbeständen, Probephase 1

Vor allem an Samstagen und Sonntagen liegen wenige verwertbare Datenbestände vor.

Die Gesamtzahl der nicht verwertbaren Wochentage beläuft sich mit 56 Tagen auf einen Anteil von circa 63 %.

Im Gegensatz zur ersten Probephase konnte in der zweiten Probephase eine signifikante Steigerung der verwertbaren Wochentage erreicht werden. Von 108 Wochentagen konnten 106 für die folgende Datenauswertung herangezogen werden. Der Anteil der nicht verwertbaren Tage liegt mit knapp 2 % weit unter dem Wert aus Probephase 1. Diese Entwicklung zeigt, dass es bereits in der zweiten Probephase zu einer starken Verbesserung in Bezug auf das Zusammenspiel der technischen Systemkomponenten kam.

Wochentag	Verwertbare Tage	Nicht verwertbare Tage
Montag	16	0
Dienstag	16	0
Mittwoch	15	0
Donnerstag	15	0
Freitag	15	0
Samstag	14	1
Sonntag	14	1

Tabelle 2-3: Wochentage mit verwertbaren Datenbeständen, Probephase 2

Bezugnehmend auf die Ergebnisse der Probephase 3 veranschaulicht Tabelle 2-4, dass in dieser Probephase die Quote der verwertbaren Wochentage bei 100 % liegt. Absolut konnten in dieser Probephase 98 Tage zur Auswertung herangezogen werden.

Wochentag	Verwertbare Tage	Nicht verwertbare Tage
Montag	14	0
Dienstag	14	0
Mittwoch	14	0
Donnerstag	14	0
Freitag	14	0
Samstag	14	0
Sonntag	14	0

Tabelle 2-4: Wochentage mit verwertbaren Datenbeständen, Probephase 3

2.3.3 Grafische Auswertungen der einzelnen Testphasen

In den folgenden Auswertungen bezieht sich die Haupttarifzeit (HT) auf den Zeitraum von 08:00 Uhr bis 20:00 Uhr an den Tagen Montag bis Freitag. Der Zeitraum für den Niedertarif (NT) erstreckt sich montags bis freitags von 20:00 Uhr bis 08:00 Uhr sowie ganztägig über die Wochenenden und Feiertage.

Aufgrund der enormen Anzahl an Verbindungsabbrüchen in allen drei Probephasen wurden diese für die Auswertungen als Ladevorgänge mit Unterbrechungen zusammengefasst.

Vor allem Systeminstabilitäten führten zu einer teilweise schlechten Datenqualität. Diese erstreckten sich über sämtliche Systeme, wie z. B. bei der ÜNB-Simulation, bei der EV-Pool-Steuerung und Fehler in der Benutzer App. Dies führte sowohl zu Dateninkonsistenzen als auch zu fehlenden Daten.

Unter anderem war es aufgrund von Systemrestriktionen in den einzelnen Probephasen nicht möglich die tatsächlichen An- und Absteckzeiten der Elektrofahrzeuge zu ermitteln. Daher wurde ein Ansteckvorgang im System erst erfasst, wenn das Anstecksignal von dem Ladepunkt übertragen wurde. Wurde ein Fahrzeug z. B. um 20:00 Uhr angesteckt und die Verbindung zum ladepunkt erst um 22 Uhr hergestellt, so betrug die hinterlegte Ansteckzeit im Backend 22:00 Uhr.

Zur Annäherung an die tatsächlichen An- und Absteckzeiten wurden alle Ladevorgänge, mit der vom Kunden geplanten Abfahrtszeit und unterschiedlichen Ankunftszeiten zu einem Ladevorgang zusammengefasst und die Abbrüche in diesem Gesamtladevorgang als Verbindungsabbruch definiert.

Da die für die Auswertung benötigten Verweilzeiten nicht kontinuierlich durch die Kunden gepflegt wurden, wird als Verbindungsabbruch nur eine maximale Dauer von bis zu 60 Minuten gewertet. Ansonsten wäre es möglich, dass ein Fahrzeughalter z. B. ausschließlich Sonntags 08:00 Uhr als Absteckzeit erfasst und sein Fahrzeug jeden Abend um 22 Uhr an- und jeden Morgen um 08:00 Uhr wieder absteckt. Ohne die Begrenzung der Unterbrechungsdauer würde die ganze Woche als ein Ladevorgang von Montagabend 22:00 Uhr bis Sonntagmorgen 08:00 Uhr mit sechs Verbindungsabbrüchen à 14 Stunden gewertet werden.

Als Absteckzeitpunkt wird immer der letzte Verbindungsabbruch gewertet. Es ist möglich, dass diese Annäherung insbesondere in Probephase 3 nicht den realen Ergebnissen entspricht. Da in dieser Probephase teilweise innerhalb von zwölf Stunden Ladezeit laut Kundenfeedback nur einmal drei und einmal vier Minuten eine Verbindung zum System aufgebaut wurde.

In den folgenden Unterkapiteln sind die geforderten Auswertungen zur Probephase 1, 2 und 3 aufgeführt.

2.3.3.1 Durchschnittliche Anzahl An- und Absteckvorgänge pro Wochentag und Fahrzeug (ERG01a)

In den nachfolgenden Abbildungen bedeutet Anwesenheit, dass ein Fahrzeug angesteckt wurde und die Kommunikationsverbindung zum Backendsystem gegeben ist. Die reine Anwesenheit gibt keine Auskünfte über die freie Batteriekapazität und den eingestellten Lademodus.

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die durchschnittlich pro Fahrzeug durchgeführten An- und Absteckvorgänge je Wochentag.

Aus Abbildung 2-4 wird ersichtlich, dass in Probephase 1 vor allem am Montag und Dienstag je Fahrzeug mehr an- als abgesteckt wurde. Am Samstag wurde überdurchschnittlich oft abgesteckt. Jedoch ist zu erwähnen, dass vor allem am Wochenende lediglich fünf von 19 Tagen für die Auswertung herangezogen werden konnten.

Im Gegensatz zu Probephase 1 verteilt sich in Probephase 2 die Häufigkeit der An- und Absteckvorgänge relativ gleichmäßig auf die einzelnen Wochentage. Dieser Verlauf ist hauptsächlich darauf zurückzuführen, dass die Systemstabilität in Probephase 2 im Gegensatz zu Probephase 1 wesentlich stabiler war und somit auch eine gleichmäßige Anzahl an Wochentagen mit verwertbaren Daten vorlag. Von 108 Wochentagen konnten hier 106 für die Datenauswertung herangezogen werden.

In Probephase 3 gab es, im Gegensatz zu Probephasen 1 und 2, am Dienstag die höchste Anzahl von An- und Absteckvorgängen. Am Wochenende wurden nur sehr wenige Fahrzeug an- oder abgesteckt. Dies ist damit zu begründen, dass in Probephase 3 vor allem das gesteuerte Laden am Arbeitsplatz untersucht wurde und somit am Wochenende kaum Fahrzeuge am Arbeitsplatz verfügbar waren.

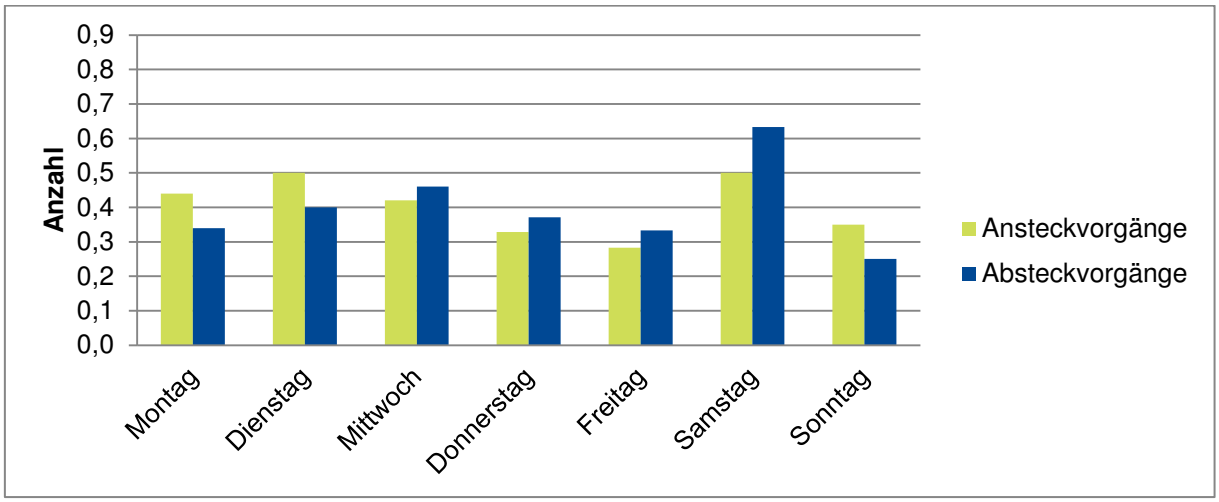


Abbildung 2-4: Durchschnittliche Anzahl An- und Absteckvorgänge pro Wochentag und Fahrzeug, Probephase 1

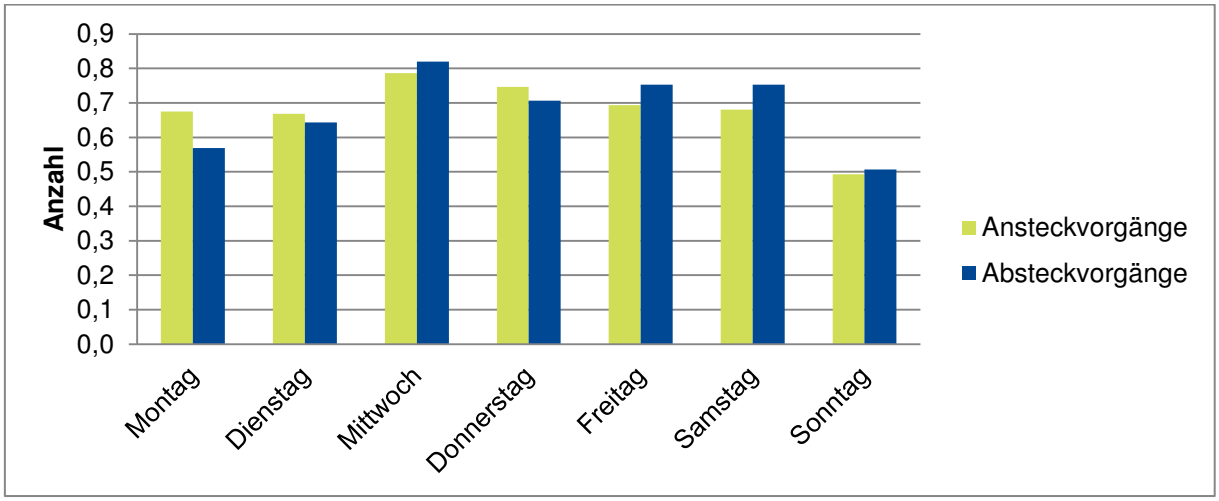


Abbildung 2-5: Durchschnittliche Anzahl An- und Absteckvorgänge pro Wochentag und Fahrzeug, Probephase 2

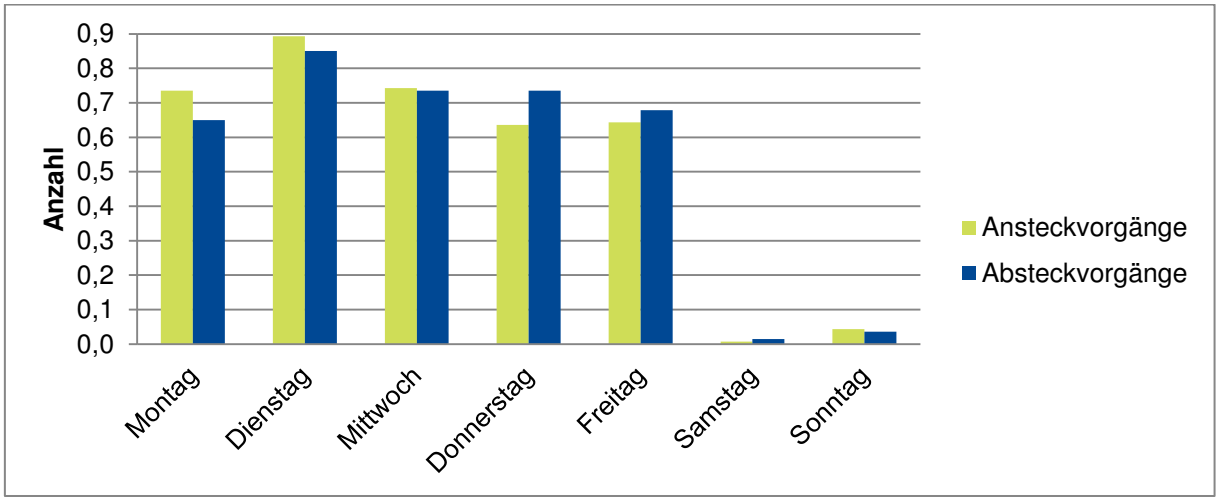


Abbildung 2-6: Durchschnittliche Anzahl An- und Absteckvorgänge pro Wochentag und Fahrzeug, Probephase 3

2.3.3.2 Durchschnittliche Anzahl An- und Absteckvorgänge nach Tageszeit pro Fahrzeug und Tag (ERG01b)

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die durchschnittliche Anzahl An- und Absteckvorgänge nach Tageszeit pro Fahrzeug und Tag.

Wie in Abbildung 2-7 skizziert, erfolgen die meisten Absteckvorgänge in Probephase 1 bereits morgens, mit einem Peak um 07:00 Uhr. Die meisten Ansteckvorgänge erfolgen abends, gehäuft von 16:00 bis 18:00 Uhr und von 21:00 bis 23:00 Uhr. Der Peak der Absteckvorgänge um 07:00 Uhr ist für die SRL Vermarktung zu NT-Zeiten nicht optimal, da die NT-Zeit bis 08:00 Uhr morgens andauert. Ladekapazitäten der Fahrzeuge müssen bis zum Ende der NT-Zeit für Abrufe frei gehalten werden. Haben diese dann ihren Wunschladezustand noch nicht erreicht, müssen sie mit Energiemengen vom Spotmarkt vollgeladen werden. Steckt ein Nutzer vor oder um 08:00 Uhr ab, muss das Fahrzeug bereits vorher vollgeladen werden und steht nicht bis zum Ende der NT-Zeit für Abrufe bereit. Eine Häufung der Absteckvorgänge gegen 09:00 Uhr wäre somit vorteilhafter für eine optimierte SRL-Vermarktung.

Ähnlich der Probephase 1 wurden in Probephase 2 die meisten Fahrzeuge um 08:00 Uhr morgens abgesteckt. Das Anstecken erfolgte gehäuft zwischen 17:00 und 21:00 Uhr. Da die SRL-NT-Zeit bis 08:00 Uhr morgens andauert, ist das Abstecken um 08:00 Uhr als Nachteil zu sehen, wenn es auch so erwartet war.

Im Gegensatz zu den ersten beiden Probephasen wurden die Fahrzeuge überwiegend morgens zwischen 08:00 Uhr und 11:00 Uhr angesteckt und abends zwischen 17:00 und 19:00 Uhr abgesteckt. Die HT-Zeit reicht allerdings bis 20:00 Uhr. Dieses geänderte Verhaltensmuster zu Probephase 1 und 2 repräsentiert im Wesentlichen das angenommene Verhaltensmuster eines Vollzeitarbeitnehmers.

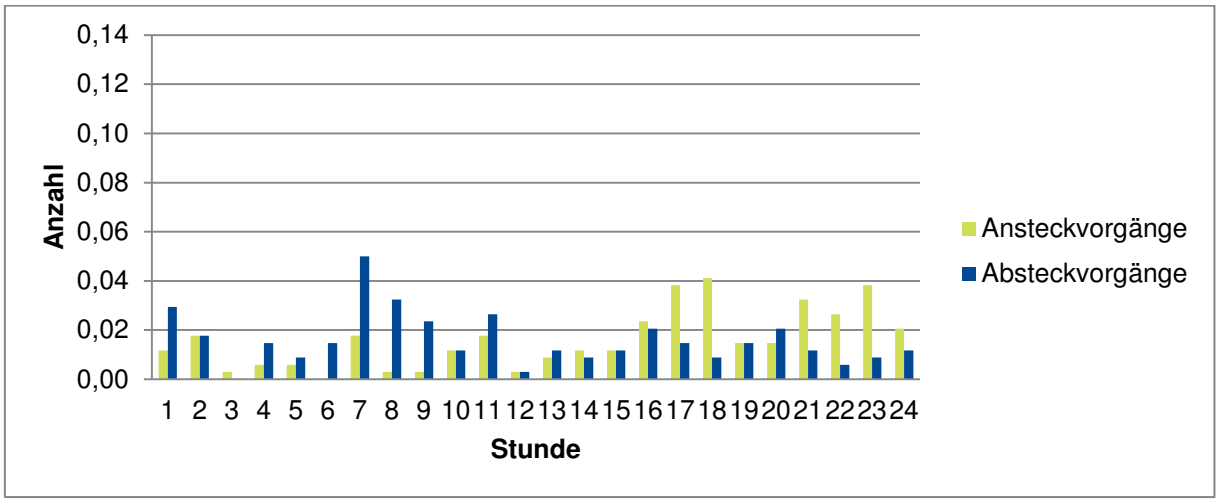


Abbildung 2-7: Durchschnittliche Anzahl An- und Absteckvorgänge nach Tageszeit pro Fahrzeug und Tag, Probephase 1

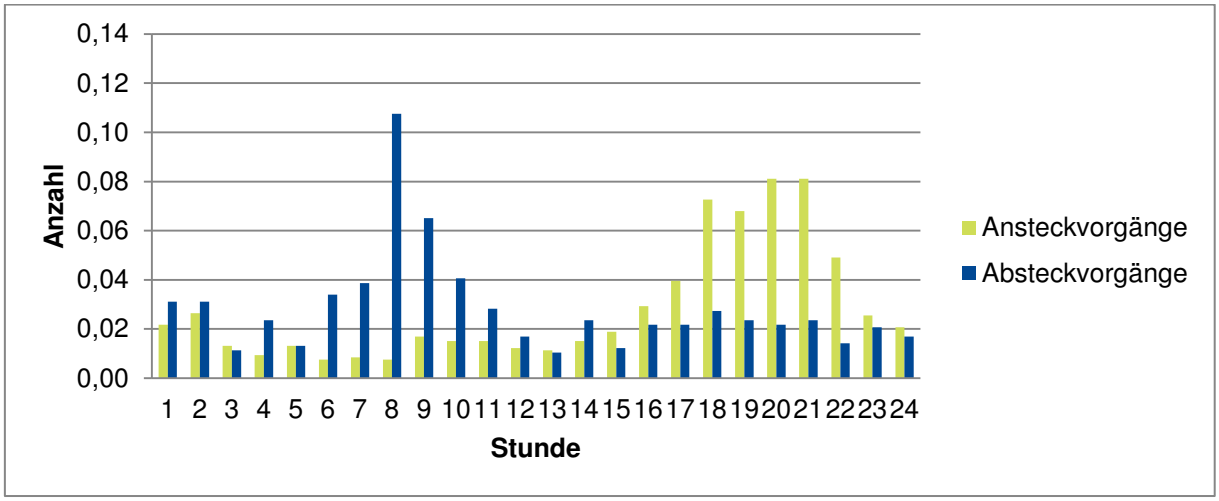


Abbildung 2-8: Durchschnittliche Anzahl An- und Absteckvorgänge nach Tageszeit pro Fahrzeug und Tag, Probephase 2

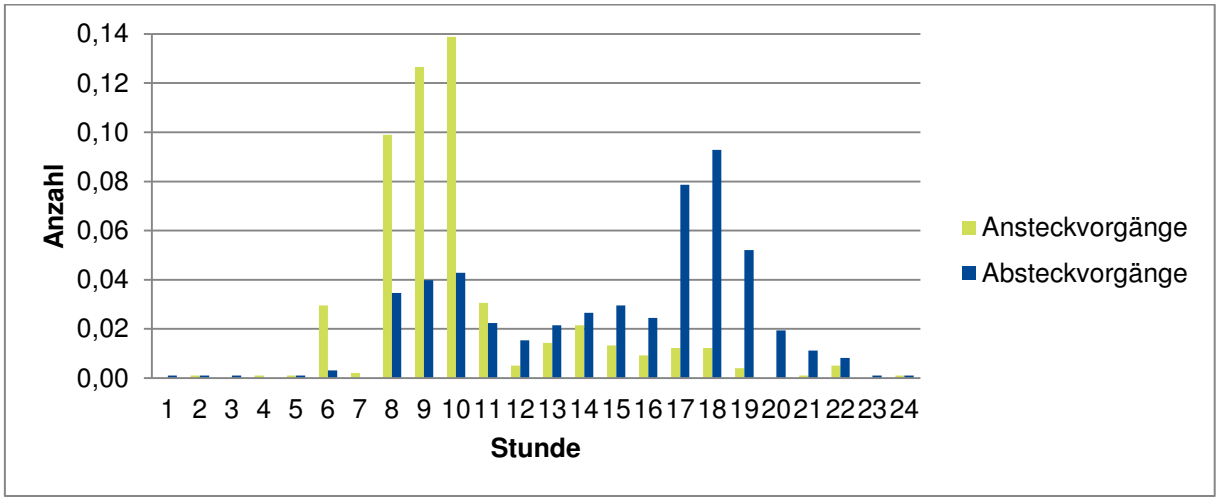


Abbildung 2-9: Durchschnittliche Anzahl An- und Absteckvorgänge nach Tageszeit pro Fahrzeug und Tag, Probephase 3

2.3.3.3 Durchschnittliche Anwesenheit und geladene Energie nach Tageszeit und Wochentag pro Fahrzeug (ERG01c)

Dieses Kapitel fokussiert die Auswertung der durchschnittlichen Anwesenheiten und geladenen Energien nach Tageszeit und Wochentag pro Fahrzeug.

Abbildung 2-10 skizziert die durchschnittliche Anwesenheit eines Fahrzeuges pro Wochentag einschließlich der in diesem Zeitraum geladenen Energie in Probephase 1. Hierbei werden am Mittwoch und Donnerstag die höchsten Anwesenheitswerte und Maxima bei der geladenen Energie erreicht.

Im Gegensatz zu Probephase 1 beobachtet man in Probephase 2 über den gesamten Wochenverlauf eine deutliche Wiederholungsfrequenz der anwesenden Fahrzeuge, welche am Wochenende abflacht. Die geladene Energiemenge ist am Donnerstag und Freitag am höchsten. In Probephase 1 wurde der Höchstwert bereits am Mittwoch erreicht. Die An- und Absteckaktivitäten nehmen ähnlich der ersten Probephase zum Wochenende ab. Dies wird durch die deutlich abflachende Amplitude ab Freitag ersichtlich.

In Probephase 3 wurden im Zeitraum von Montag bis Freitag wie erwartet die meisten Fahrzeuge angesteckt. Am Montag und Dienstag wurde die größte Energiemenge geladen.

Am Wochenende sind sowohl die Anzahl der angesteckten Fahrzeuge als auch die Höhe der geladenen Energie am geringsten.

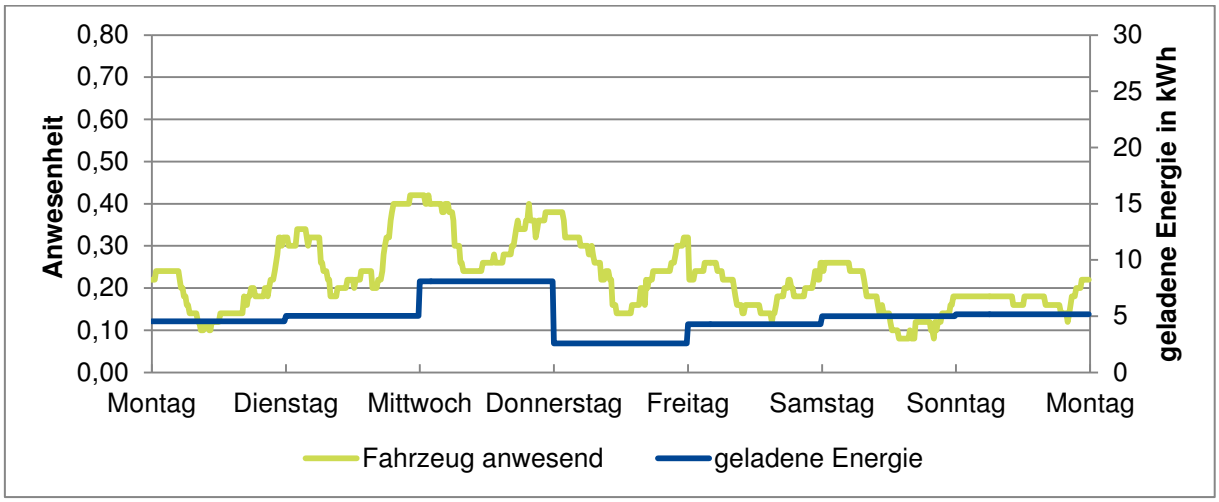


Abbildung 2-10: Durchschnittliche Anwesenheit und geladene Energie nach Tageszeit und Wochentag pro Fahrzeug, Probephase 1

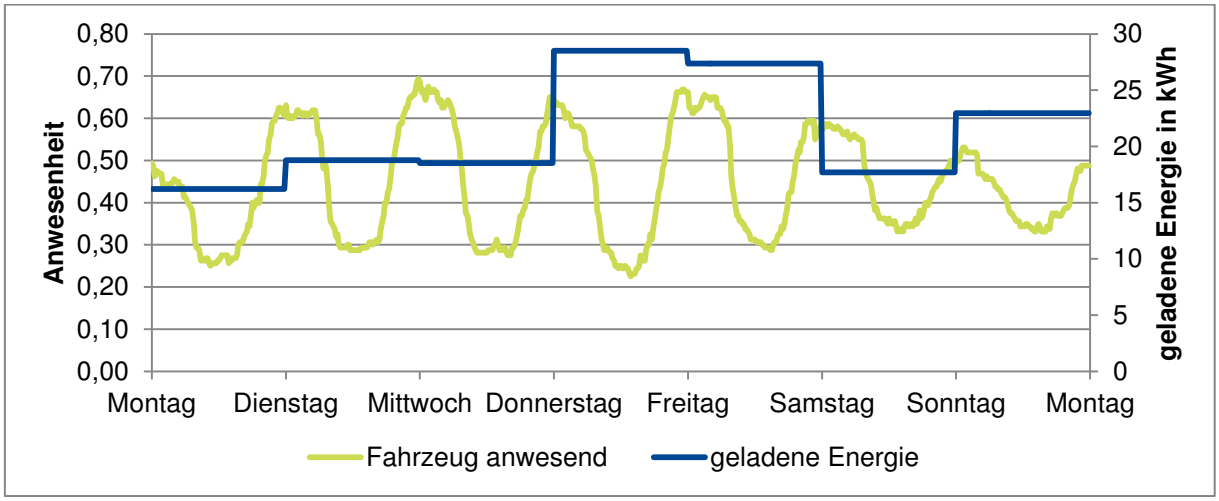


Abbildung 2-11: Durchschnittliche Anwesenheit und geladene Energie nach Tageszeit und Wochentag pro Fahrzeug, Probephase 2

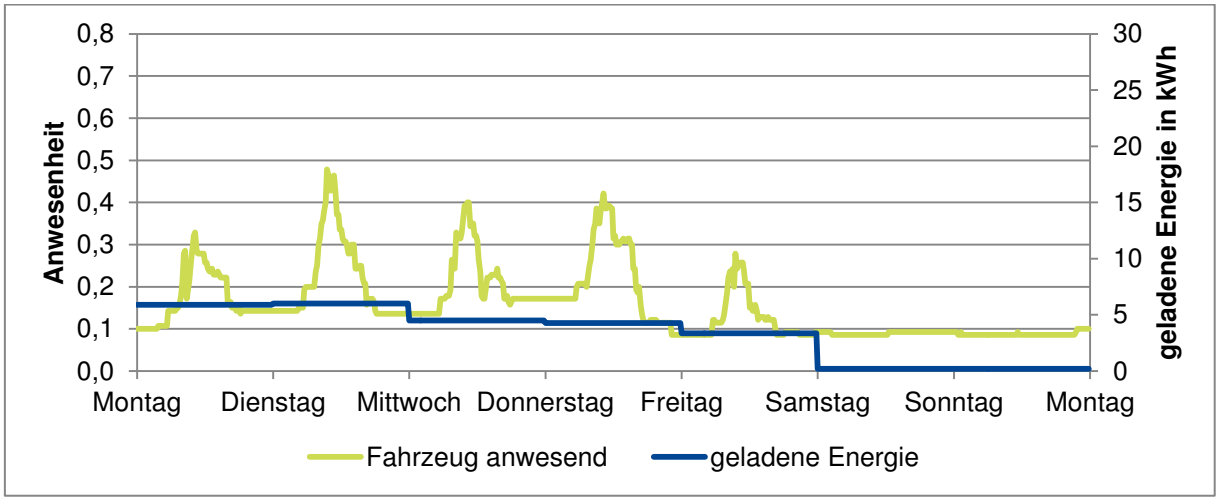


Abbildung 2-12: Durchschnittliche Anwesenheit und geladene Energie nach Tageszeit und Wochentag pro Fahrzeug, Probephase 3

2.3.3.4 Durchschnittlicher Anteil „Gesteuertes Laden“ nach Tageszeit pro Fahrzeug (ERG02a)

Dieses Kapitel soll einen Überblick über den durchschnittlichen Anteil gesteuerten Ladens nach Tageszeit pro Fahrzeug geben. In den nachfolgenden Grafiken bedeutet Anwesenheit, dass ein Fahrzeug angesteckt wurde und die Kommunikationsverbindung zum Backendsystem gegeben ist.

Aus Abbildung 2-13 wird deutlich, dass der prozentuale Anteil von gesteuerten Ladevorgängen in Probephase 1 vor allem im Zeitraum von 15:00 Uhr bis 17:30 Uhr am niedrigsten ist. Da zur HT-Zeit die Preise am Spotmarkt höher sind, als zu NT-Zeit, würde hier normalerweise ein möglichst geringes Intraday-Angebot erstellt werden, welches nur das notwendige Laden der Fahrzeuge gewährt. Durch diese „Strategie“ würden jedoch alle Sofortladevorgänge in die Ausgleichsenergie fallen. Dies geschieht sowohl beim Anstecken, als auch beim zu späten Abstecken. Aus diesem Grund ist es erforderlich einen minimalen Fahrplan zu definieren, der die beobachteten Sofortladevorgänge in der HT-Zeit weitestgehend kompensiert.

Auch in Probephase 2 ist der prozentuale Anteil der gesteuerten Ladevorgänge tagsüber am niedrigsten. Da auch hier die Marktpreise am Tag höher sind als nachts, würde normalerweise ein möglichst geringes Intraday-Angebot erstellt werden, welches nur das notwendige Laden der Fahrzeuge gewährleistet. Durch diese „Strategie“ würden allerdings wieder alle Sofortladevorgänge sowohl beim Anstecken als auch beim verspäteten Abstecken wieder Ausgleichsenergie benötigen. Aus diesem Grund sollte ein minimaler Fahrplan definiert werden, der die Sofortladevorgänge tagsüber kompensiert.

Im Gegensatz zu den beiden ersten Probephasen werden in Probephase 3 die Fahrzeuge überwiegend in der HT-Zeit geladen. In den frühen Morgenstunden, ab 05:00 Uhr sinkt der Anteil gesteuerter Ladevorgänge rapide von 97 % auf 80 % ab. Der Anteil der Sofortladevorgängen hier am höchsten. Ab 07:00 Uhr steigt auch der Anteil der Fahrzeuge, die online sind, von 10 % auf 35 % rapide an. Dies ist vor allem durch die Ankunft der Nutzer am Arbeitsplatz begründet.

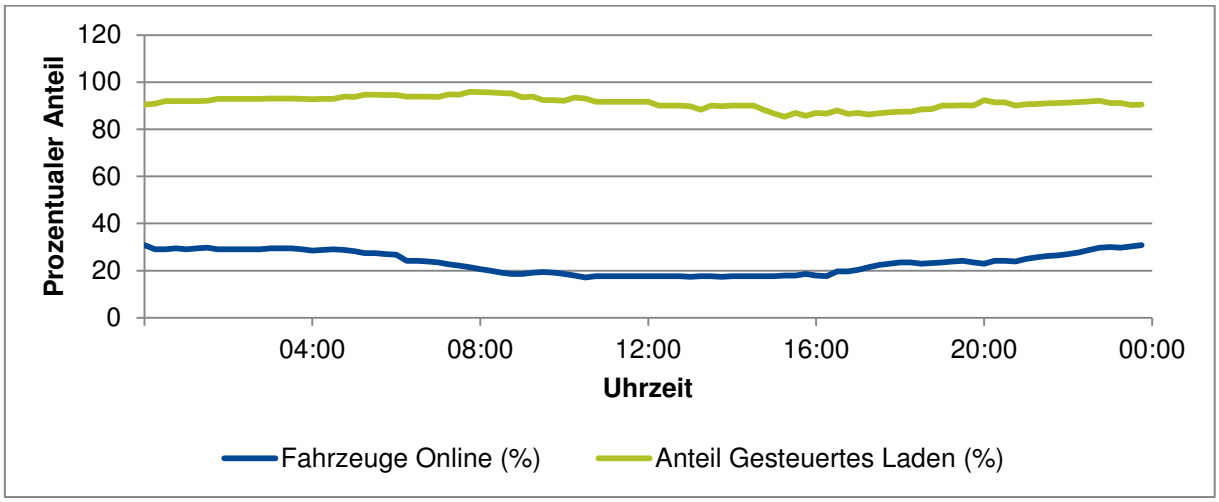


Abbildung 2-13: Durchschnittlicher Anteil „Gesteuertes Laden“ nach Tageszeit pro Fahrzeug, Probephase 1

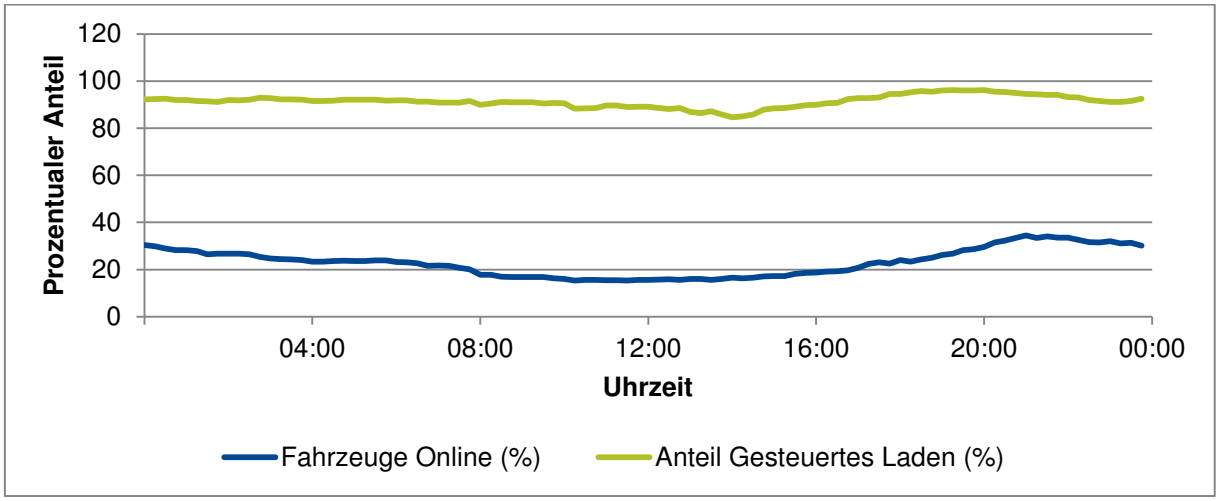


Abbildung 2-14: Durchschnittlicher Anteil „Gesteuertes Laden“ nach Tageszeit pro Fahrzeug, Probephase 2

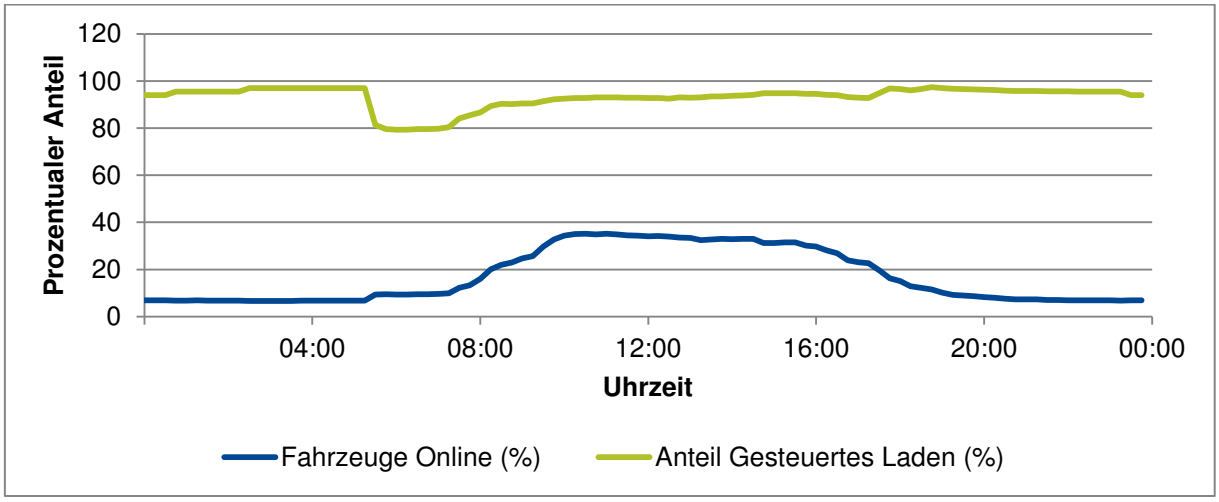


Abbildung 2-15: Durchschnittlicher Anteil „Gesteuertes Laden“ nach Tageszeit pro Fahrzeug, Probephase 3

2.3.3.5 Durchschnittlicher Anteil „Gesteuertes Laden“ nach Tag pro Fahrzeug (ERG02b)

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über den durchschnittlichen Anteil des gesteuerten Ladens an den erfassten Ladevorgängen pro Tag, Fahrzeug und Phase.

In der ersten Probephase sind deutlich Zeiträume ohne gesteuertes Laden zu erkennen, was vor allem darauf zurückzuführen ist, dass in diesem Zeitraum keine verwertbaren Daten vorliegen.

Im Gegensatz zu Probephase 1 ist das Gesamtbild in Probephase 2 wesentlich homogener gestaltet. Dies liegt im Wesentlichen an der größeren Anzahl an verwertbaren Daten. Bis auf wenige Ausnahmen ist gut zu erkennen, dass der Anteil des gesteuerten Ladens im Wesentlichen zwischen 70 und 100 % schwankt. Im Zeitraum vom 30.10.2014 bis zum 12.11.2014 wurde vollständig gesteuert geladen.

In Probephase 3 konnten wesentlich mehr Zeiträume mit einem 100 %igen Anteil an gesteuertem Laden erreicht werden als in den Probephasen 1 und 2. Die wiederkehrenden auftretenden Lücken sind zum großen Teil auf das Wochenende bezogen. Da viele Fahrzeuge am Wochenende nicht am Arbeitsplatz zur Verfügung standen, konnte in diesen Zeiträumen auch nicht gesteuert geladen werden.

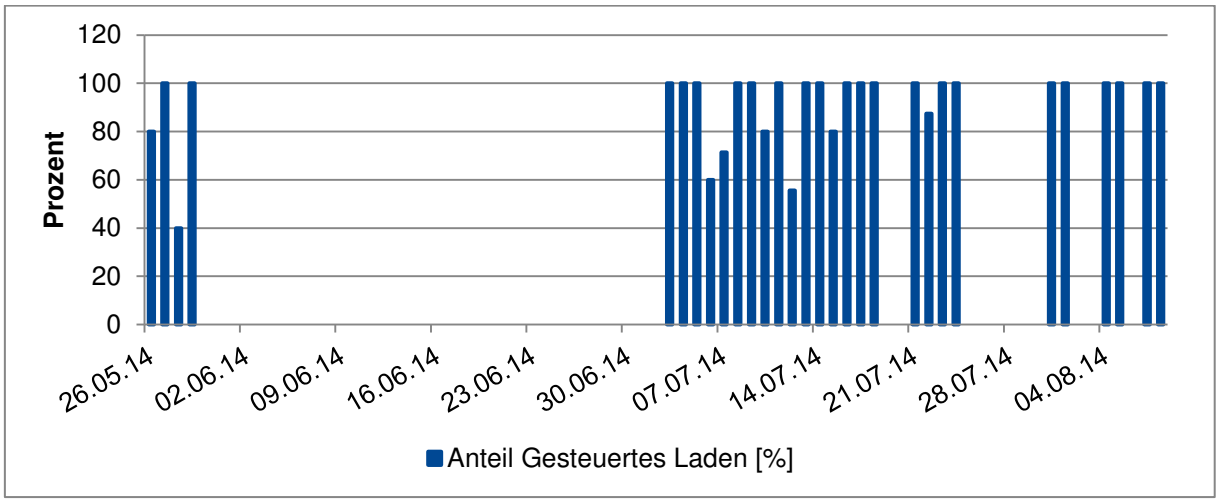


Abbildung 2-16: Durchschnittlicher Anteil „Gesteuertes Laden“ nach Tag pro Fahrzeug, Probephase 1

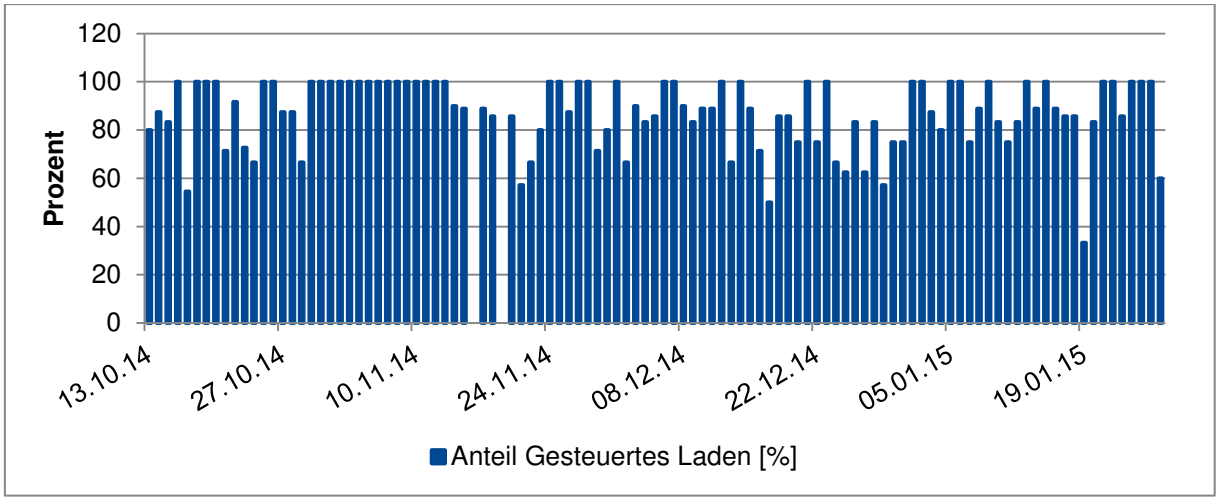


Abbildung 2-17: Durchschnittlicher Anteil „Gesteuertes Laden“ nach Tag pro Fahrzeug, Probephase 2

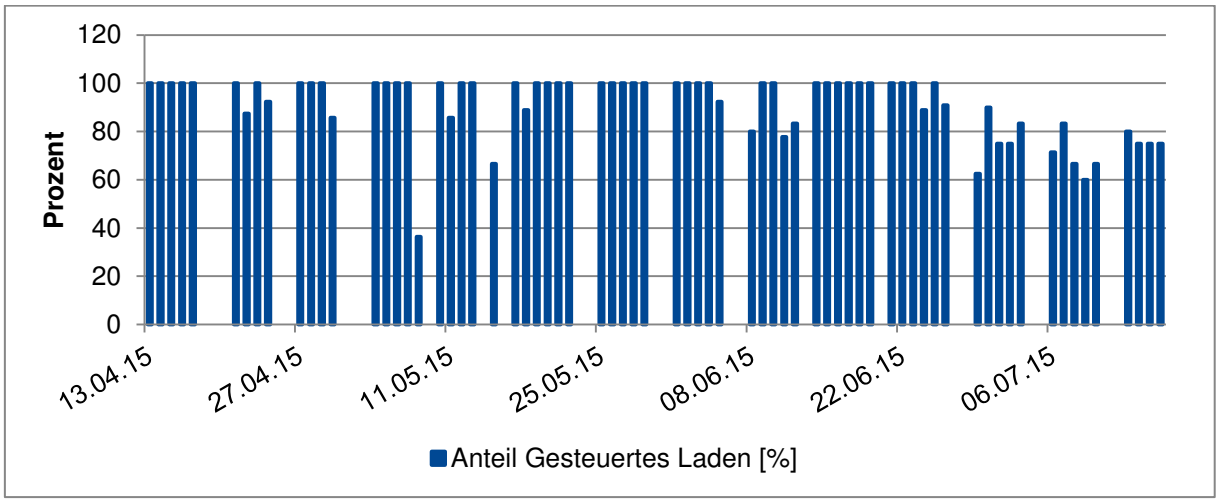


Abbildung 2-18: Durchschnittlicher Anteil „Gesteuertes Laden“ nach Tag pro Fahrzeug, Probephase 3

2.3.3.6 Anteile Lademodi (ERG07)

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über den jeweiligen Anteil der genutzten Lademodi in den einzelnen Probephasen.

Abbildung 2-19 zeigt das Verhältnis zwischen gesteuerten und Sofort-Laden Vorgängen, welche in der ersten Probephase stattgefunden haben. Der Anteil der gesteuerten Ladevorgänge in dieser Probephase ist mit 85 % um das sechsfache höher als die Inanspruchnahme des Modus „Sofortladen“. Der jeweilige Lademodus wird über die App-Einstellungen gewählt. Es wird solange nicht geladen, bis erstmals eine Verbindung zum Backend hergestellt wurde.

Ähnlich zu Probephase 1 entspricht der Anteil der in Anspruch genommenen Sofortladevorgänge in der zweiten Probephase ca. 14 %. Lediglich die Gesamtanzahl der Ladevorgänge ist hier deutlich höher.

Der Anteil der Sofortladevorgänge in Probephase 3 liegt bei circa 8 %. Dies ist deutlich geringer als in Probephase 1 und 2. Der Grund hierfür kann ein stark verändertes Ladeverhalten aufgrund des neuen Ladeortes am Arbeitsplatz sein. Ein Grund für den geringeren Anteil an Sofortladevorgängen kann die Situation des Ladens am Arbeitsplatz darstellen. Hierdurch sind die Abfahrtzeiten möglicherweise besser von den Probanden planbar.

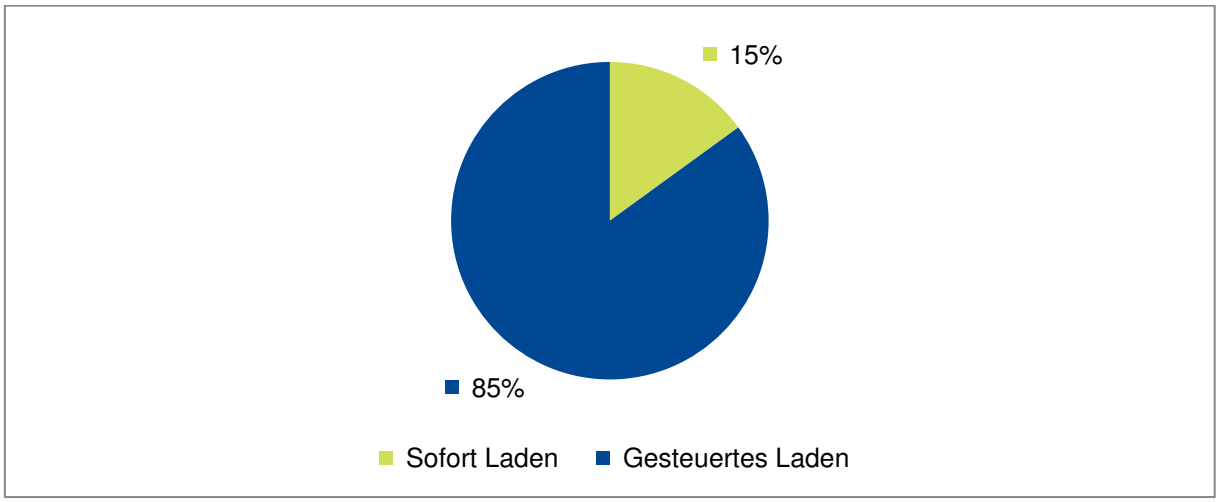


Abbildung 2-19: Anteile Lademodi nach Ladevorgängen, Probephase 1

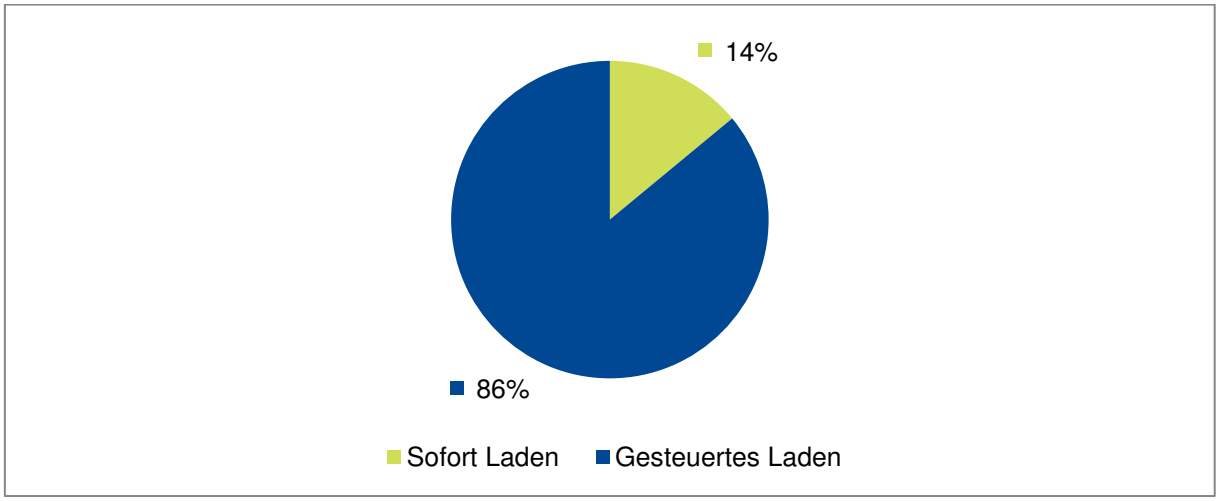


Abbildung 2-20: Anteile Lademodi nach Ladevorgängen, Probephase 2

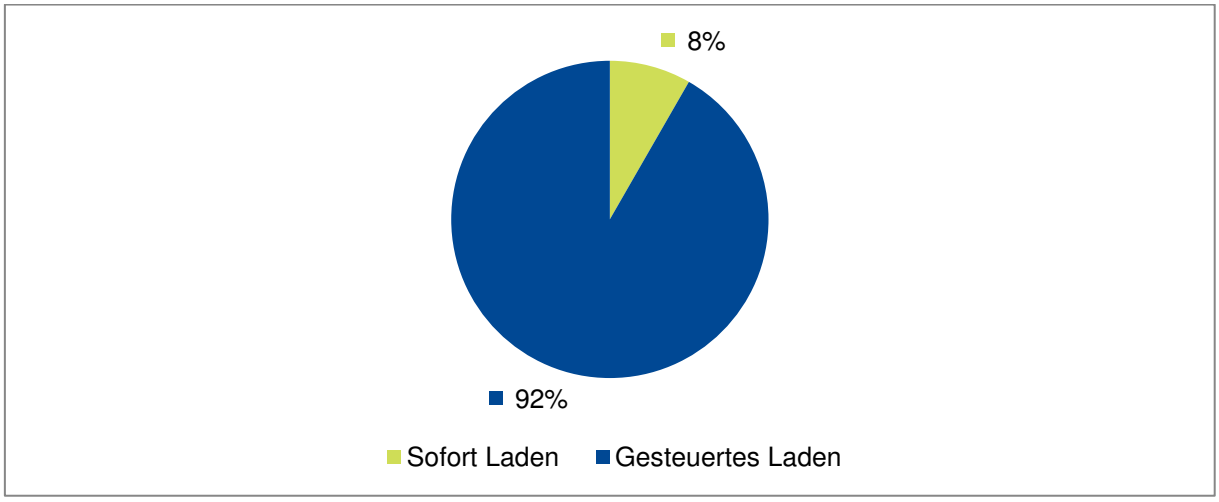


Abbildung 2-21: Anteile Lademodi nach Ladevorgängen, Probephase 3

2.3.3.7 Durchschnittliche Abweichung Plan- von Ist-Verweilzeit je Fahrzeug und Ladevorgang (ERG 10)

In diesem Kapitel erfolgt die Darstellung der durchschnittlichen Abweichung zwischen den geplanten und den realisierten Verweilzeiten je einzelnem Fahrzeug und Ladevorgang in den unterschiedlichen Phasen.

Eine Unterscheidung zwischen nicht durchgängig gepflegten Daten in der Nutzer-App und einer tatsächlichen Abweichung ist nicht möglich. Unabhängig davon, woraus die Abweichungen resultieren, begründen diese hohen durchschnittlichen Abweichungen.

Wie in Abbildung 2-22 dargestellt, sind die durchschnittlichen Abweichungen von den vorgegebenen Abfahrtszeiten in Probephase 1 überwiegend sehr hoch. Das Fahrzeug VR99962 übertrifft die durchschnittliche Ist-Ladezeit sogar um circa 50 %. Dies kann ein Indiz für nicht ausreichend gepflegte Kalender sein. Dieser Umstand wirkt sich negativ auf die Vorhersagbarkeit und Planbarkeit für eine optimierte SRL-Vermarktung der Fahrzeuge aus.

Betrachtet man die Abweichungen zwischen den geplanten und tatsächlichen Verweilzeiten in Probephase 2, sind diese immer noch sehr hoch. Im Vergleich zur ersten Probephase fallen die Abweichungen jedoch geringer aus. Bei vier Fahrzeugen beträgt die durchschnittliche Abweichung zwischen Plan und IST immer noch weit über zehn Stunden. Diese Abweichungen wirken sich negativ auf die Vermarktung der Energiemengen aus und begründen einen erhöhten Anteil an Ausgleichsenergiemengen.

Die Plan-Ist-Abweichungen sind in der dritten Probephase deutlich höher als in den Probephasen 1 und 2. Ein Grund für diese Verschlechterung könnten die vermehrt aufgetretenen Verbindungsabbrüche sein.

In Probephase drei wurden vier Austauschfahrzeuge benötigt. Die kommunikative Anbindung der Ladepunkte erfolgte bei allen Nutzern über Ethernet.

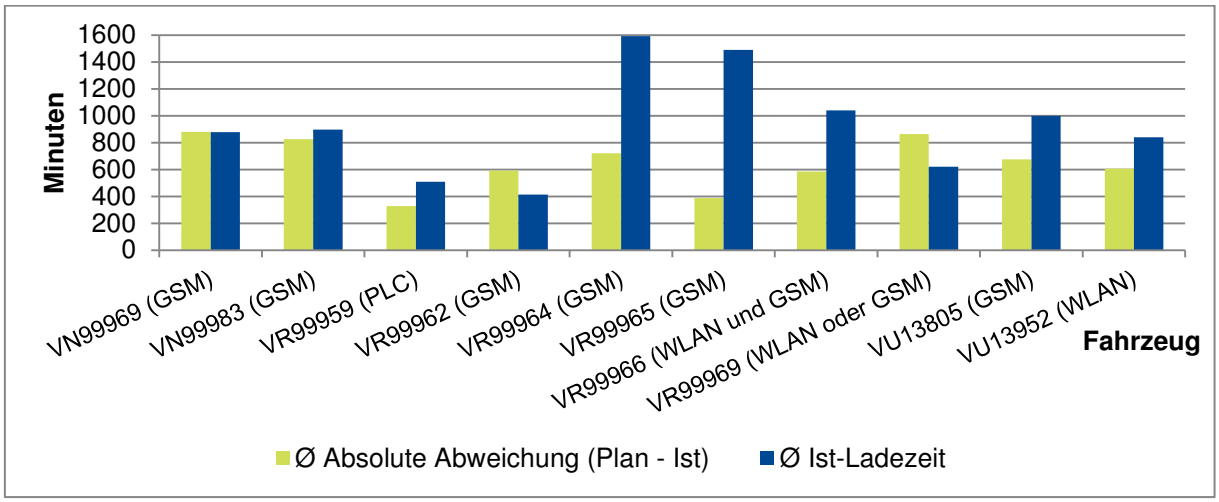


Abbildung 2-22: Durchschnittliche Abweichung Plan- von Ist-Verweilzeit je Fahrzeug und Ladevorgang, Probephase 1

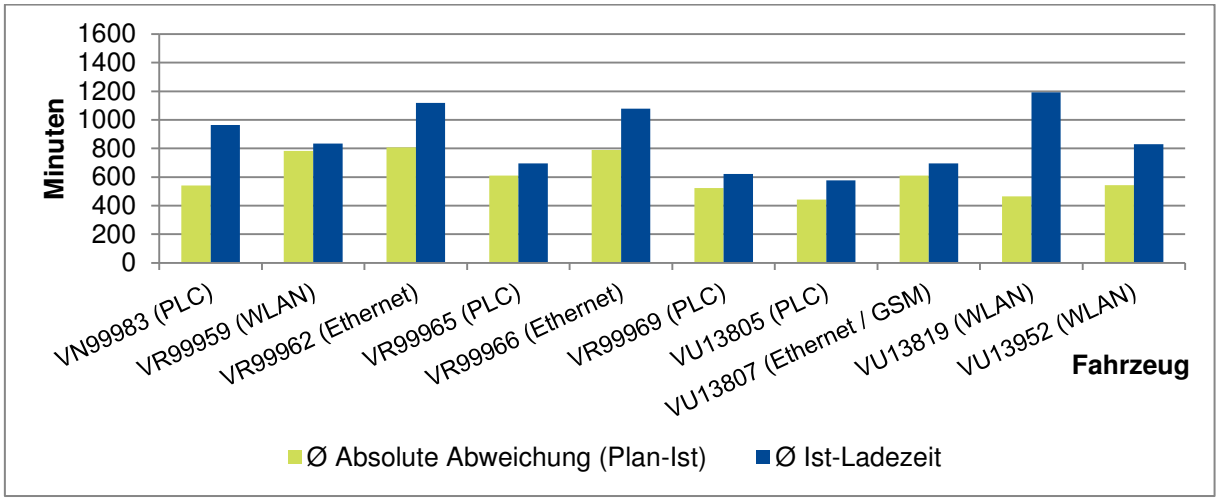


Abbildung 2-23: Durchschnittliche Abweichung Plan- von Ist-Verweilzeit je Fahrzeug und Ladevorgang, Probephase 2

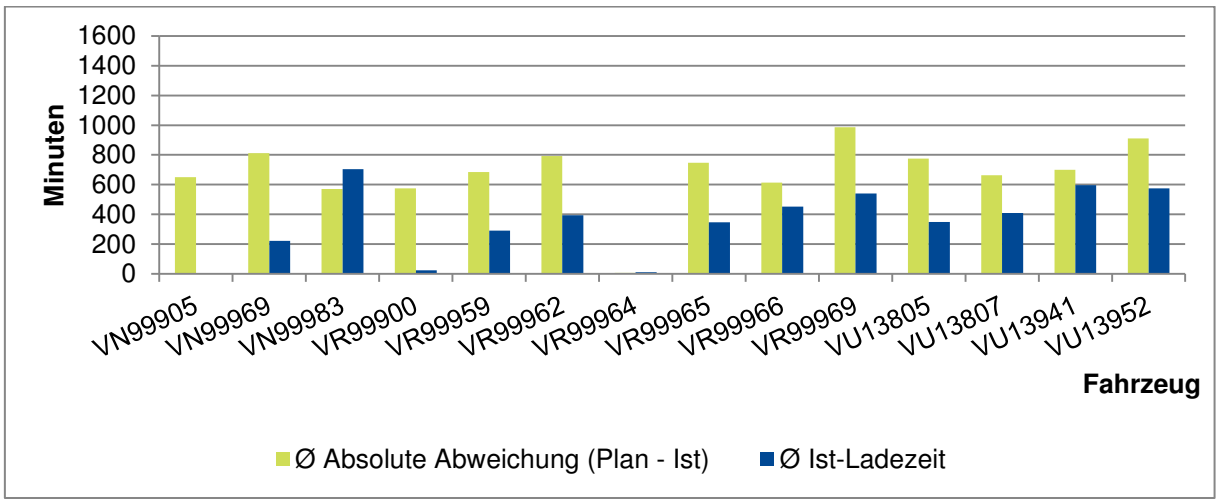


Abbildung 2-24: Durchschnittliche Abweichung Plan- von Ist-Verweilzeit je Fahrzeug und Ladevorgang, Probephase 3

2.3.3.8 Abweichung von der angegebenen Verweilzeit je Wochentag (ERG 38)

Dieses Kapitel fokussiert sich auf die Auswertung von Menge und Art der Abweichung zwischen der Plan und Ist-Verweilzeit.

Zur Berechnung der Abweichung (Δt) wurde die folgende Formel verwendet:

$$\Delta t = \frac{Min(0; |geplante\ Abfahrtzeitpunkt - Absteckzeitpunkt| - Flexibilität)}{(geplante\ Abfahrtzeitpunkt - Ansteckzeitpunkt)}$$

Eine Unterscheidung zwischen einer nicht eingetragenen Abfahrt eines Probanden oder einer fehlerhaft eingetragenen Abfahrt ist aus den vorliegenden Daten nicht möglich. Teilweise wurden die Abfahrtzeiten in der Probanden-App nicht kontinuierlich gepflegt, sodass sich insgesamt hohe Abweichungen ergeben.

Die in Abbildung 2-25 dargestellten Abweichungen im negativen Bereich bedeuten, dass das Fahrzeug bezogen auf die geplante Verweildauer zu früh abgesteckt wurde. Weiterhin ist zu erkennen, dass die in der Probephase 1 der überwiegende Anteil der eingesetzten Fahrzeuge deutlich zu früh abgesteckt wurden. Teilweise betrugen die Abweichungen sogar 100 % von der geplanten Verweildauer.

Wie Abbildung 2-26 veranschaulicht, sind Abweichungen von der angegebenen Verweilzeit von bis zu 100 % relativ gleichmäßig über alle Wochentage verteilt. Nur selten wird ein Fahrzeug zu spät abgesteckt. Lediglich in vier dieser Fälle gab es Ausreißer, in denen die Fahrzeuge viel zu spät abgesteckt wurden. Die hohen prozentualen Abweichungen sind darin begründet, dass nur sehr kurze Ladezeiträume eingegeben wurden.

In Probephase 3 wurden die eingesetzten Fahrzeuge ähnlich der beiden vorhergehenden Probephasen überwiegend zu früh abgesteckt. Im Hinblick auf überschrittene Verweildauern wurde vor allem donnerstags und freitags teilweise zu spät abgesteckt. Einzelne Ausreißer bewegen sich sogar im Bereich einer zehn- bis zwölffachen Überschreitung der geplanten Verweildauer. Ein Grund hierfür ist, dass teilweise sehr geringe Verweilzeiten geplant wurden, die nicht eingehalten wurden.

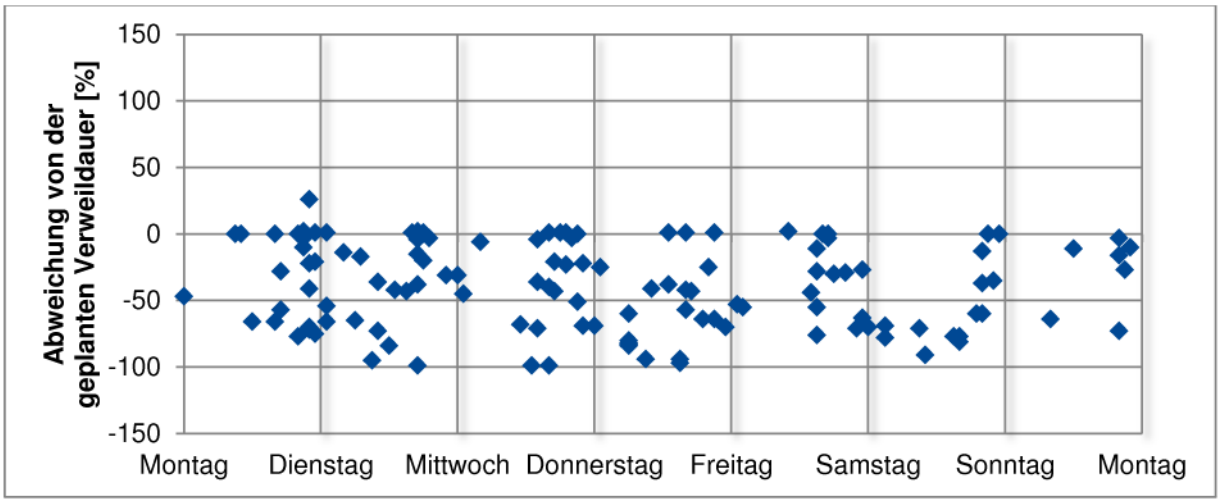


Abbildung 2-25: Abweichung von der geplanten Verweildauer, Probephase 1

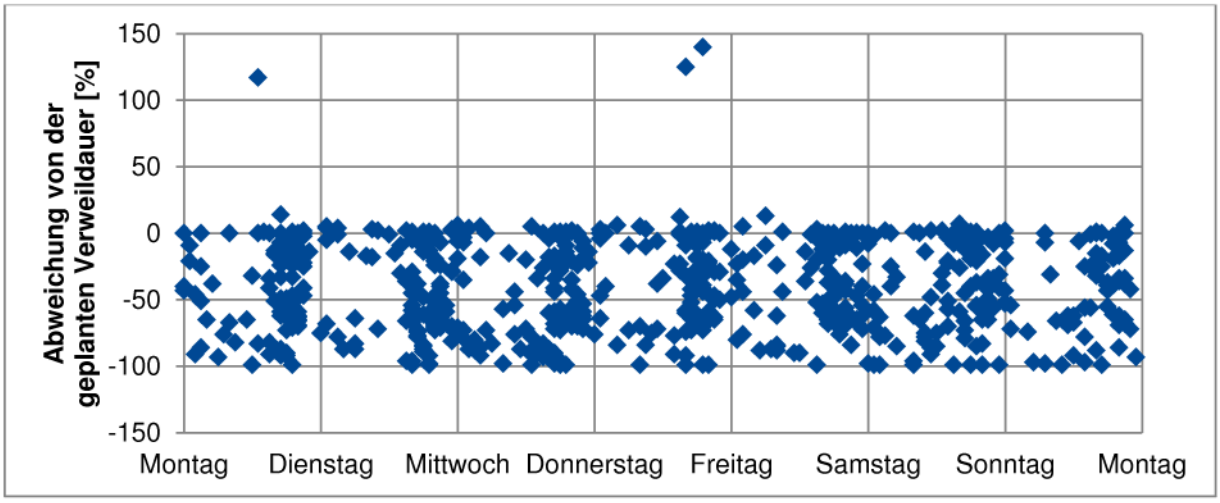


Abbildung 2-26: Abweichung von der geplanten Verweildauer, Probephase 2

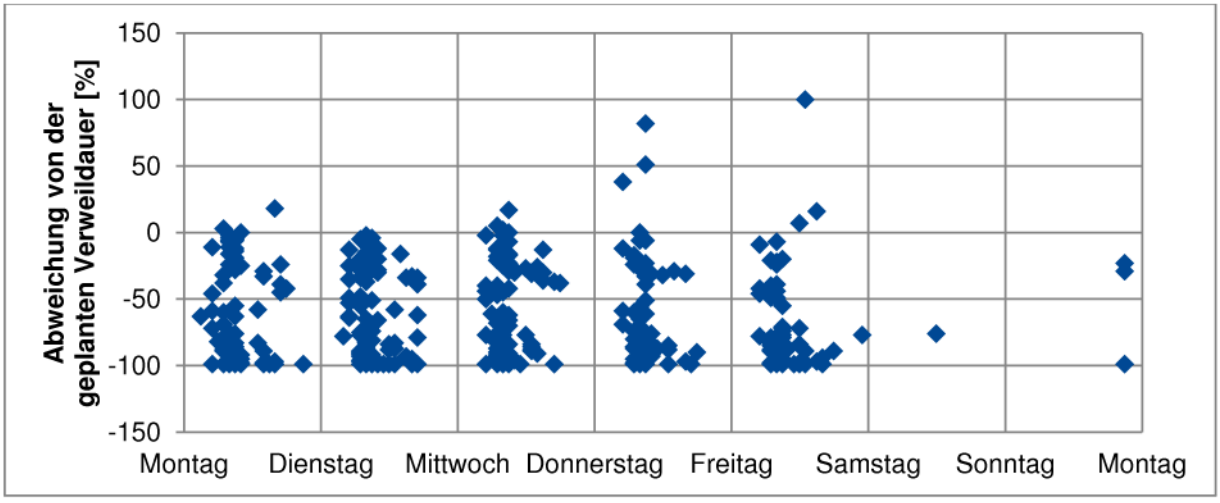


Abbildung 2-27: Abweichung von der geplanten Verweildauer, Probephase 3

2.3.3.9 Durchschnittliche Abweichung der Verweilzeit nach Wochentag pro Nutzer (ERG 70)

In diesem Kapitel erfolgt die grafische Bewertung der durchschnittlichen zeitlichen Abweichung von der geplanten Verweilzeit pro Nutzer, Wochentag und Phase. Eine Differenzierung zwischen einer nicht eingetragenen Abfahrt eines Probanden oder einer fehlerhaft eingetragenen Abfahrt ist aus den vorliegenden Daten nicht möglich. Teilweise wurden die Abfahrtzeiten in der Probanden-App nicht kontinuierlich gepflegt, sodass sich insgesamt hohe Abweichungen ergeben.

In Abbildung 2-28 wurde die mittlere Abweichung zwischen tatsächlicher und geplanter Verweilzeit nach Wochentagen in der ersten Probephase aufgetragen. Es fällt auf, dass die mittlere Abweichung im Zeitraum von Donnerstag bis Samstag mit täglich weit über 10 Stunden am höchsten ist. Diese hohen Werte sind vor allem dadurch begründet, dass nicht immer für jeden Tag, an dem Fahrzeuge abgesteckt wurden, auch tatsächlich eine Abfahrzeit geplant war. Unter anderem wurde oft nur ein Tag pro Woche mit einer Abfahrtszeit versehen. Wurde z. B. ausschließlich die Abfahrtszeit „sonntags, 08:00 Uhr“ angelegt, so wird beim Abstecken am Montagmorgen um 08:00 Uhr eine Abweichung von 144 Stunden zum nächsten Sonntag bestimmt.

In Probephase 2 beträgt die mittlere Abweichung der Abfahrtszeit von der angegebenen Abfahrtszeit im Schnitt über 10 Stunden. Dies ist dadurch begründet, dass nicht in allen Fällen Abfahrtszeiten konstant gepflegt wurden. Die sehr große maximale Abweichung für Donnerstag resultiert daraus, dass ein Nutzer seine nächste gültige Abfahrzeit für einen Dienstag eingegeben, das Fahrzeug allerdings an einem Donnerstag abgesteckt hat. Um Abweichungen in der Planung der Ladeenergiemengen durch solche Fehler zu verringern, wurde die IT-Komponente EV-Pool im weiteren Verlauf um eine Routine erweitert, welche die Abfahrtszeit selbstständig reduziert. Die maximale Abweichung wurde somit durch den EV-Pool auf 14 Stunden pro Ansteckvorgang beschränkt.

In Probephase 3 beträgt die mittlere Abweichung der Abfahrtszeit von der angegebenen Abfahrtszeit pro Wochentag im Schnitt 12 Stunden. Bei einer Herausrechnung der Wochenenden beträgt die Abweichung im Schnitt 7,5 Stunden. Dies ist sinnvoll, da in dieser Probephase nur sehr wenige Ladevorgänge an den Wochenenden stattfanden. Analog zu Probephase 2 wurden auch in Probephase 3 die Abfahrtszeiten nicht kontinuierlich gepflegt. So wurde zum Beispiel nur am Sonntag um 08:00 Uhr als Abfahrtszeit definiert. Das Fahrzeug wurde dann jedoch erst Montagabend angesteckt und Dienstagmorgen wieder abgesteckt.

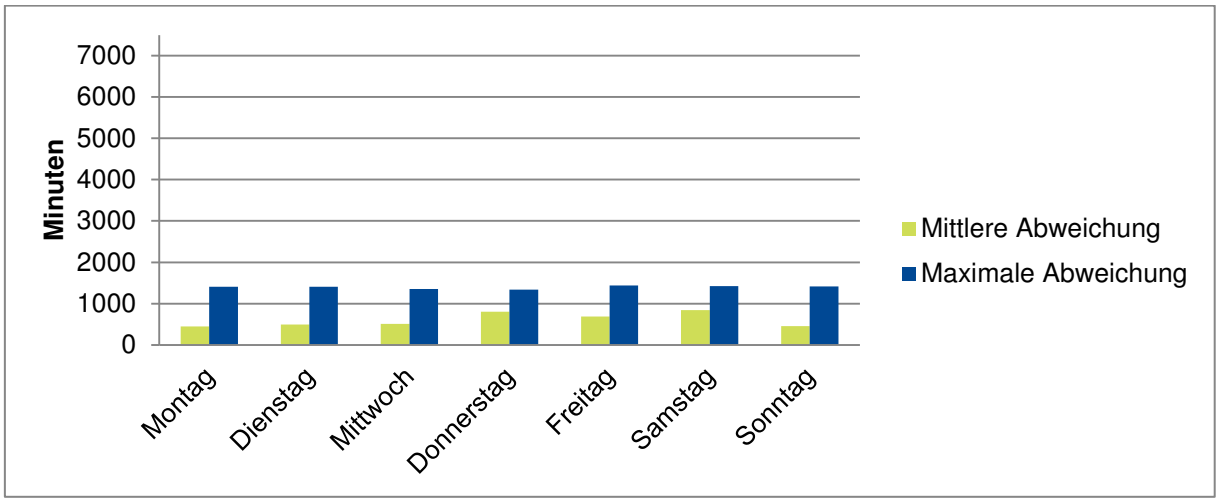


Abbildung 2-28: Durchschnittliche Abweichung der Verweilzeit nach Wochentag pro Nutzer, Probephase 1

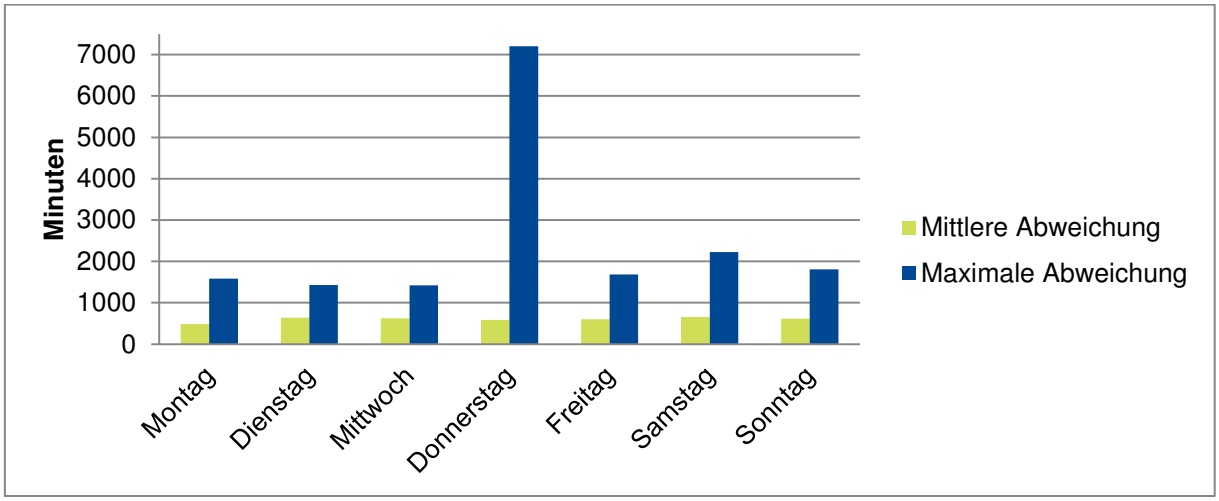


Abbildung 2-29: Durchschnittliche Abweichung der Verweilzeit nach Wochentag pro Nutzer, Probephase 2

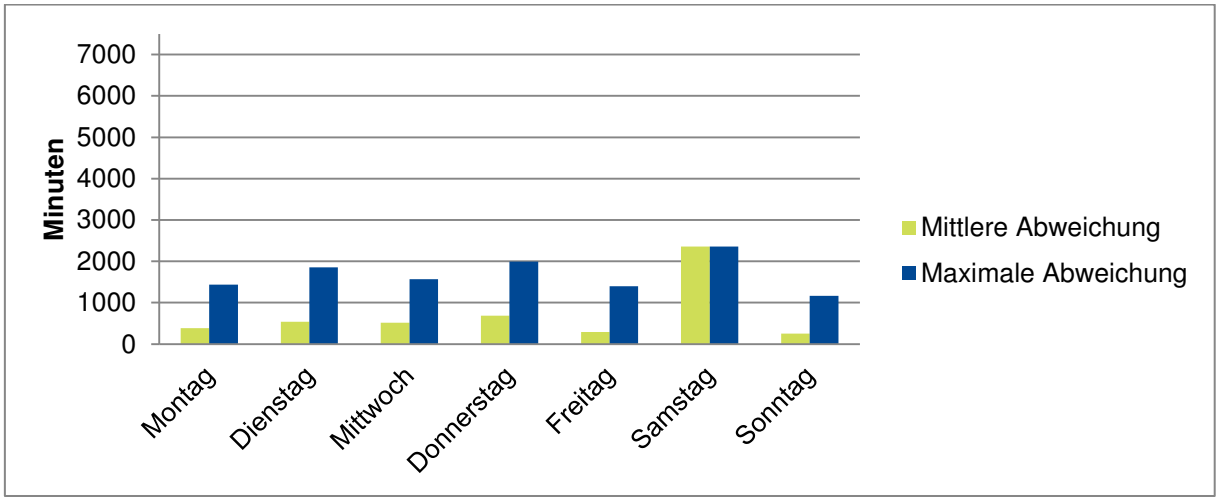


Abbildung 2-30: Durchschnittliche Abweichung der Verweilzeit nach Wochentag pro Nutzer, Probephase 3

2.3.3.10 Anzahl Verbindungsabbrüche pro Stunde (ERG 20a)

Das folgende Kapitel gibt einen Überblick über die Anzahl der Verbindungsabbrüche in den einzelnen Probephasen. Ein Verbindungsabbruch liegt vor, wenn eine bestehende Verbindung zum Backend unterbrochen wird und sich innerhalb einer Stunde wieder aufbaut. Theoretisch können Verbindungsabbrüche auch länger andauern. Für EWE war jedoch nicht direkt ersichtlich, ob ein nicht sichtbares Fahrzeug abgesteckt wurde, oder ob eine Unterbrechung der Kommunikationsverbindung vorlag. Daher wurden Verbindungsabbrüche als solche gewertet, wenn das Fahrzeug innerhalb von 60 Minuten mit demselben oder einem höheren SOC wieder eine Verbindung zum IT-Backend aufgebaut hat.

In der ersten Probephase existieren viele Zeiträume, in denen keine Verbindungsabbrüche nachgewiesen werden können. Insgesamt konnten in dieser Probephase circa 125 Verbindungsabbrüche identifiziert werden. Aufgrund der unvollständigen Datenlage ist die Auswertung allerdings nur bedingt aussagefähig.

In der zweiten Probephase wurden ebenfalls Verbindungsabbrüche registriert. Insgesamt konnten in dieser Probephase während 720 Ladevorgängen 671 Verbindungsabbrüche detektiert werden.

In Probephase 3 wurden 180 Verbindungsabbrüche in insgesamt 518 Ladevorgängen registriert. Die tatsächliche Anzahl der Verbindungsabbrüche kann auch hier aus oben genannten Gründen nicht ermittelt werden. Alle Fahrzeuge in Probephase 3 waren über Ethernet angebunden. Aufgrund diverser Umstände wurde die Verbindung der Ladepunkte zum BMW-Backend häufig unterbrochen. Daraus resultierten längere und häufigere Verbindungsabbrüche als bei den über Ethernet angebundenen Fahrzeugen in Probephase 1 und 2.

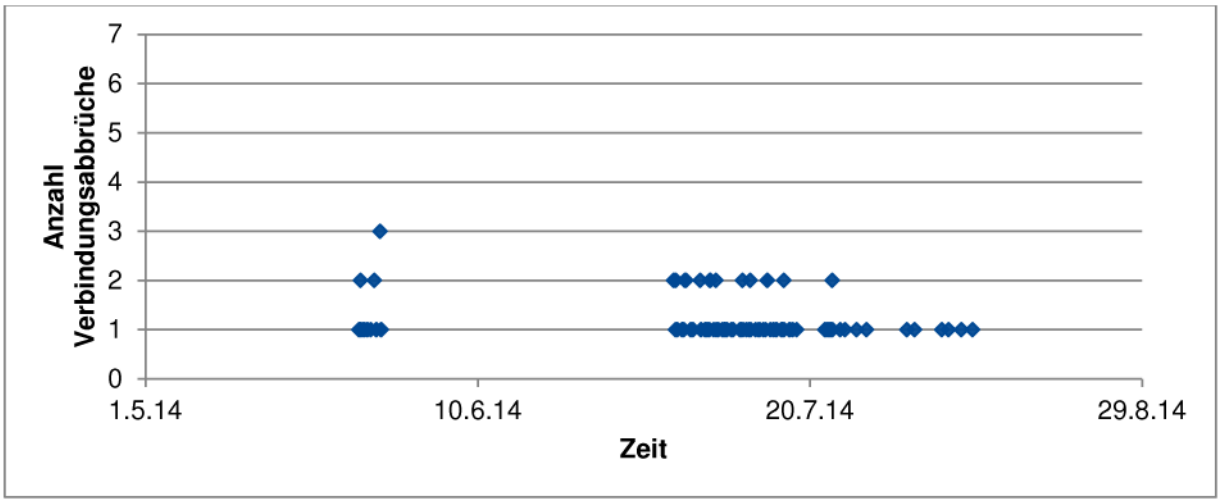


Abbildung 2-31: Anzahl Verbindungsabbrüche pro Stunde, Probephase 1

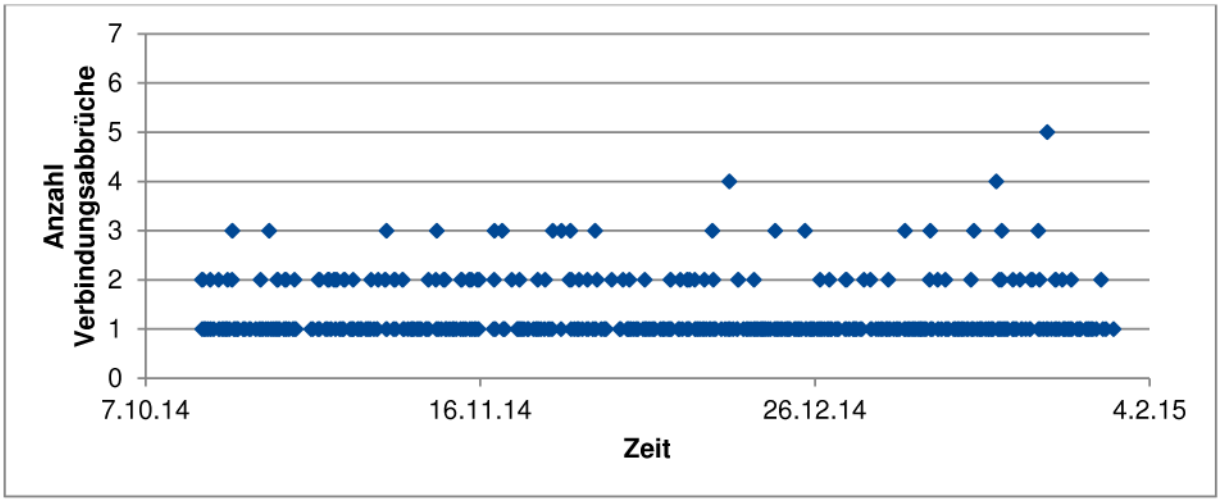


Abbildung 2-32: Anzahl Verbindungsabbrüche pro Stunde, Probephase 2

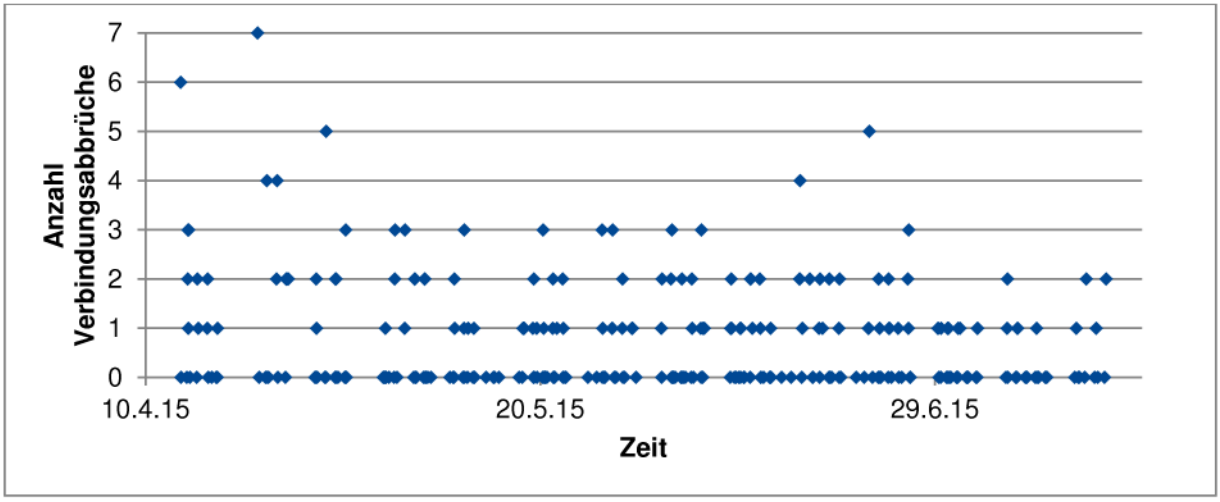


Abbildung 2-33: Anzahl Verbindungsabbrüche pro Stunde, Probephase 3

2.3.3.11 Anzahl Verbindungsabbrüche je Fahrzeug (ERG 20b)

In den folgenden Abbildungen werden die Verbindungsabbrüche pro Fahrzeug ausgewertet.

Die vorliegende Datenbasis ist nicht geeignet, um in einer der genutzten Technologien einen Vorteil bezüglich einer Stabilität der Kommunikationsverbindung zu erkennen. Dies liegt zum einen daran, dass bestimmte Technologien, wie GSM-Verbindungen, häufiger als andere eingesetzt wurden. Zum anderen sind die Verbindungsqualitäten auch innerhalb einer Technologie nicht immer vergleichbar hoch. Dies weist darauf hin, dass die Technologie nicht der einzige Grund für die Verbindungsqualität sowie die Häufigkeit und Dauer der Verbindungsabbrüche ist. Ferner wurden Fahrzeuge in Einzelfällen getauscht, sodass ein EV in Probephase 1 bspw. die erste Zeit über WLAN angeschlossen war und nach einem Wechsel an einem Ladepunkt genutzt wurde, der über GSM mit dem Backend verbunden war. Da die Auswertungen nach Fahrzeugen und nicht nach Ladepunkten gefahren wurden, entstehen hier Überschneidungen.

Deutlich zu sehen ist, dass die Häufigkeit der Verbindungsabbrüche in Probephase 1 und 2 unabhängig von der eingesetzten Technologie ist. In Probephase 3 waren alle Ladepunkte über Ethernet angebunden.

In Probephase 3 konnte die Anzahl der Verbindungsabbrüche auf circa ein Zehntel der Abbrüche aus den Probephasen 1 und 2 reduziert werden. Jedoch betrug die Dauer der Verbindungsabbrüche hier deutlich länger als eine Stunde. Verbindungsabbrüche mit einer längeren Dauer von einer Stunde wurden nicht systemisch erfasst.

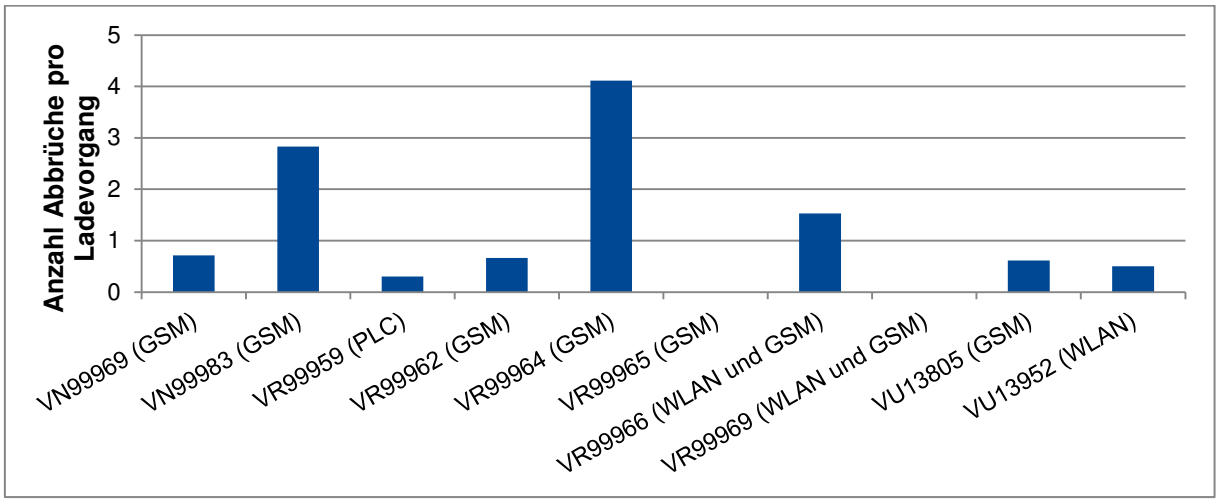


Abbildung 2-34: Anzahl Verbindungsabbrüche je Fahrzeug, Probephase 1

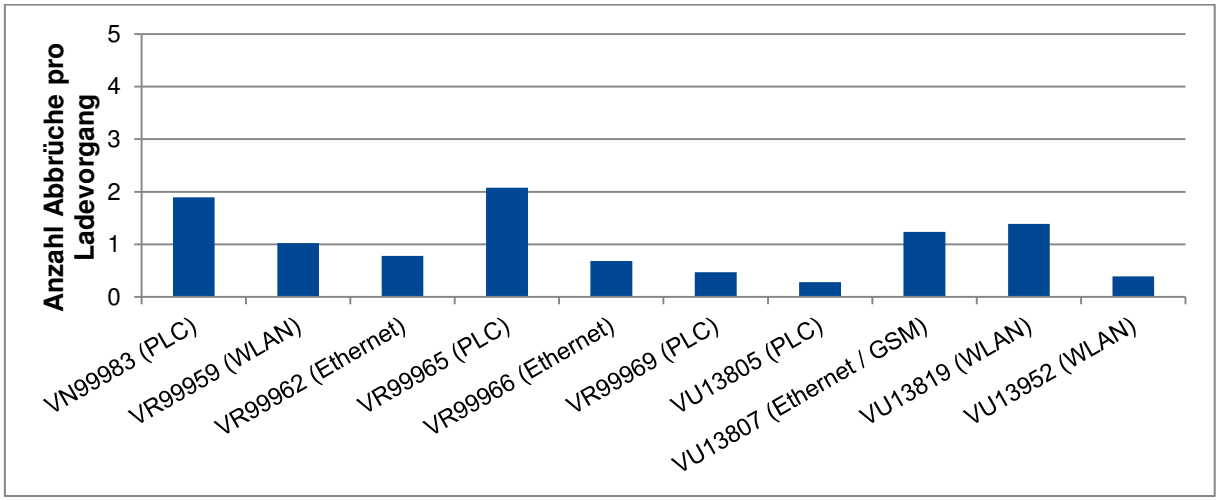


Abbildung 2-35: Anzahl Verbindungsabbrüche je Fahrzeug, Probephase 2

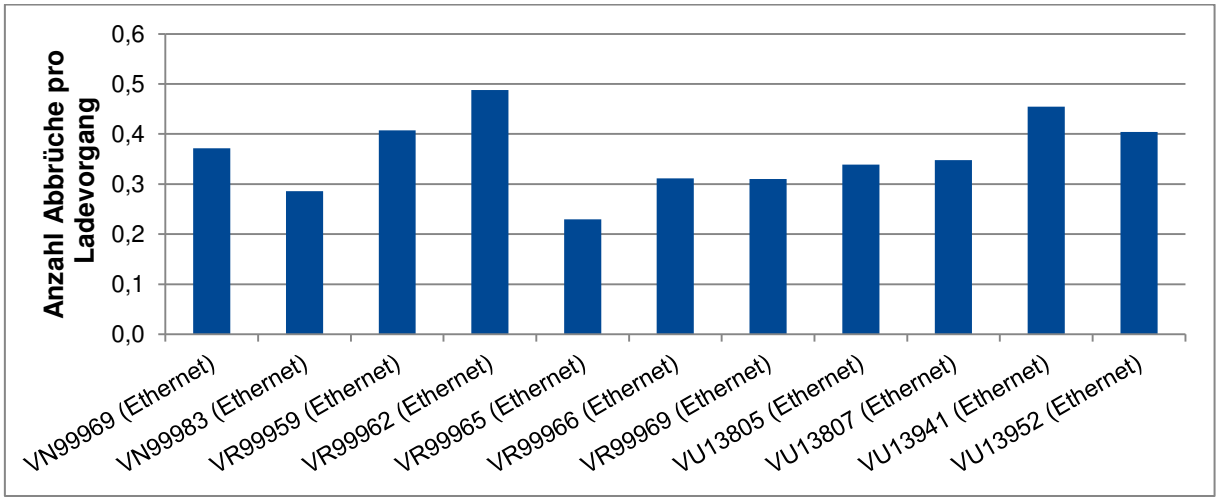


Abbildung 2-36: Anzahl Verbindungsabbrüche je Fahrzeug, Probephase 3

2.3.3.12 Wechsel zwischen den Lademodi (ERG 26)

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die Anzahl der Wechselvorgänge zwischen gesteuertem Laden und Sofortladen in den einzelnen Probephasen.

In der Probephase 1 gab es nur einen Wechsel vom gesteuerten zum Sofortlademodus. Der Anteil der Mode-Wechsel war somit in Probephase 1 sehr gering. Einen Wechsel vom Sofortladen zum gesteuerten Laden gab es in dieser Probephase nicht.

Vorgang	Ladezeit nach Wechsel in Minuten	Ladezeit vor Wechsel in Minuten	Freie Lademenge bei Wechsel in kWh	Freie Lademenge bei erstem Ladevorgang in kWh
1	4	13	13	24

Tabelle 2-5: Wechsel von gesteuertem Laden auf Sofortladen, Probephase 1

Anders als in Probephase 1 wurde in Probephase 2 häufiger vom Sofortladen zum gesteuerten Laden gewechselt. Diese Wechsel erfolgten immer in den ersten zwei Stunden nach dem Anstecken des Fahrzeugs. Der Anteil derartiger Ladevorgänge an allen Ladevorgängen in Probephase 2 ist mit 0,6 % jedoch sehr gering.

Vorgang	Ladezeit nach Wechsel in Stunden	Ladezeit vor Wechsel in Stunden	Freie Lademenge bei Wechsel in kWh	Freie Lademenge bei erstem Ladevorgang in kWh
1	0	1	21	23
2	2	0	10	10
3	8	0	15	15
4	1	1	6	8

Tabelle 2-6: Wechsel von Sofortladen auf gesteuertes Laden, Probephase 2

Auch der Wechsel vom gesteuerten Laden zum Sofortladen erfolgte in Probephase 2 häufiger als in Probephase 1. Die vorwiegenden Wechsel fanden in den ersten drei Stunden nach Anstecken des Fahrzeugs statt. Die Ladezeit nach dem Wechsel der Lade Modi war in zwei von drei Fällen sehr gering.

Vorgang	Ladezeit nach Wechsel in Stunden	Ladezeit vor Wechsel in Stunden	Freie Lademenge bei Wechsel in kWh	Freie Lademenge bei erstem Ladevorgang in kWh
1	0	0	12	13
2	3	2	8	15
3	13	1	14	16

Tabelle 2-7: Wechsel von gesteuertem Laden auf Sofortladen, Probephase 2

In der Probephase 3 wurde nicht vom Sofortlademodus zum gesteuerten Lademodus gewechselt.

Dennoch gab es einen Wechsel vom Gesteuerten- zum Sofortlademodus. Dieser fand statt, nachdem das Fahrzeug vier Stunden im gesteuerten Lademodus verweilte. In dieser Zeit wurde das Fahrzeug nicht geladen. Nach dem Umschalten blieb das Fahrzeug noch für 6 Stunden angesteckt.

Vorgang	Ladezeit nach Wechsel in Stunden	Ladezeit vor Wechsel in Stunden	Freie Lademenge bei Wechsel in kWh	Freie Lademenge bei erstem Ladevorgang in kWh
1	6	4	26	26

Tabelle 2-8: Wechsel von gesteuertem Laden auf Sofortladen, Probephase 3

2.3.3.13 Durchschnittliche Anzahl Ladevorgänge nach freier Batterieladekapazität pro Fahrzeug und Tag (ERG 27a)

In diesem Kapitel wird sowohl auf die durchschnittliche Anzahl der Ladevorgänge nach freier Batteriekapazität als auch auf die durchschnittliche Anzahl Ladevorgänge nach geladener Energie pro Fahrzeug und Tag eingegangen. Aus Abbildung 2-37 wird ersichtlich, dass in Probephase 1 überwiegend Fahrzeuge mit einer freien Batteriekapazität zwischen 15 und 23 kWh angesteckt wurden. Ein deutlicher Peak ist bei einer freien Lademenge von 22 kWh zu sehen. Selten wurden die Fahrzeuge mit einem sehr niedrigen SOC angeschlossen. Die freie Batteriekapazität beim Anstecken lag in Probephase 1 zwischen 2 und 28 kWh

Ähnlich der ersten Probephase wurden in Probephase 2 die Fahrzeuge überwiegend mit einer freien Lademenge zwischen 13 und 23 kWh angesteckt. Selten wurden die Fahrzeugbatterien bis zu sehr niedrigen SOCs gefahren. Dies Verhalten ist analog zu Probephase 1.

In Probephase 3 wurden vorwiegend Fahrzeuge mit einer freien Lademenge zwischen 10 und 15 kWh angesteckt. Selten werden die Fahrzeugbatterien nahezu leer gefahren. Im Gegensatz zur ersten und zweiten Probephase wurden die Fahrzeuge in Probephase 3 bereits mit deutlich höherem Ladestand angesteckt.

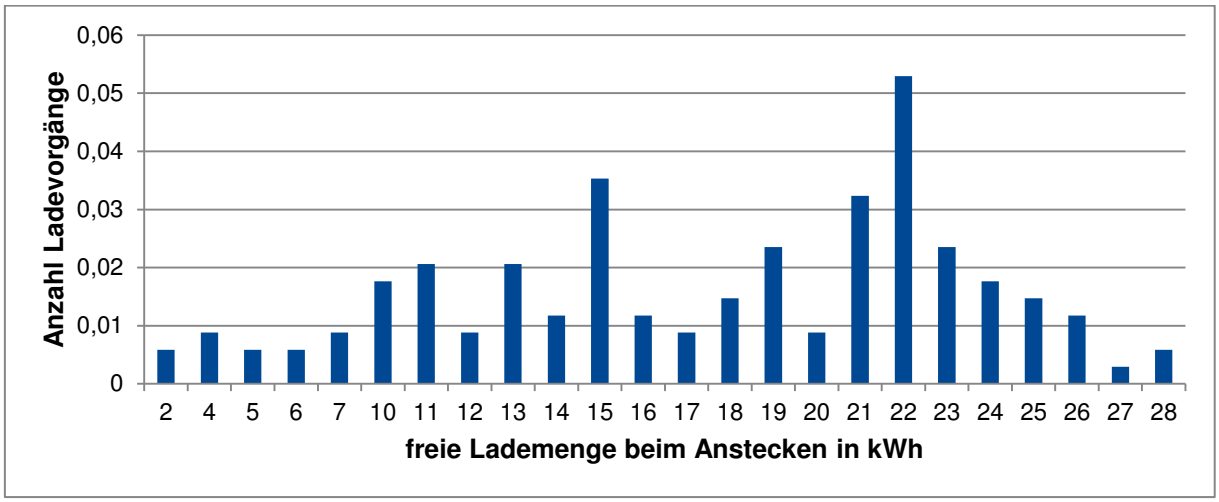


Abbildung 2-37: Durchschnittliche Anzahl Ladevorgänge nach freier Batterieladekapazität pro Fahrzeug und Tag, Probephase 1

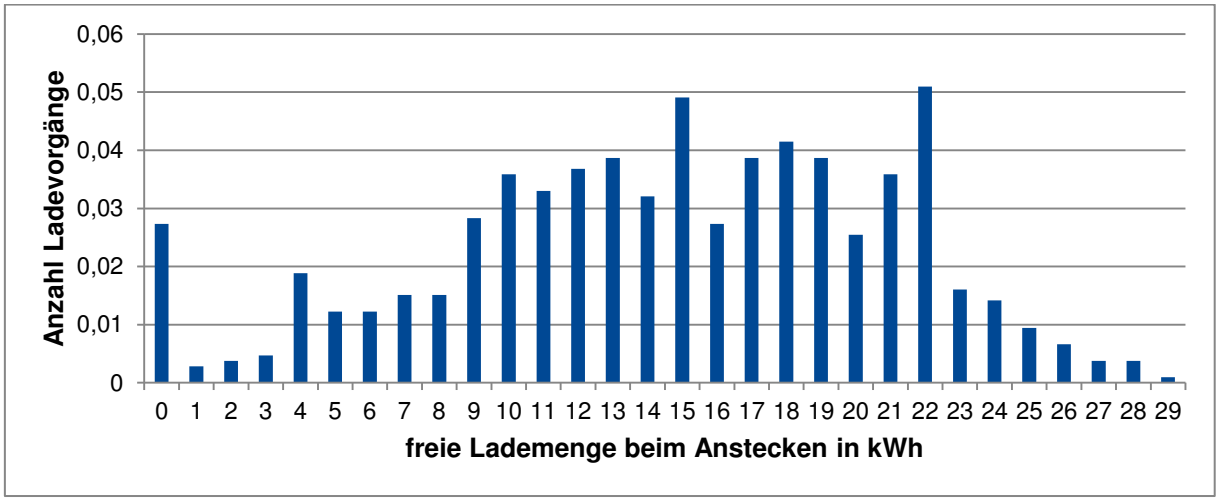


Abbildung 2-38: Durchschnittliche Anzahl Ladevorgänge nach freier Batterieladekapazität pro Fahrzeug und Tag, Probephase 2

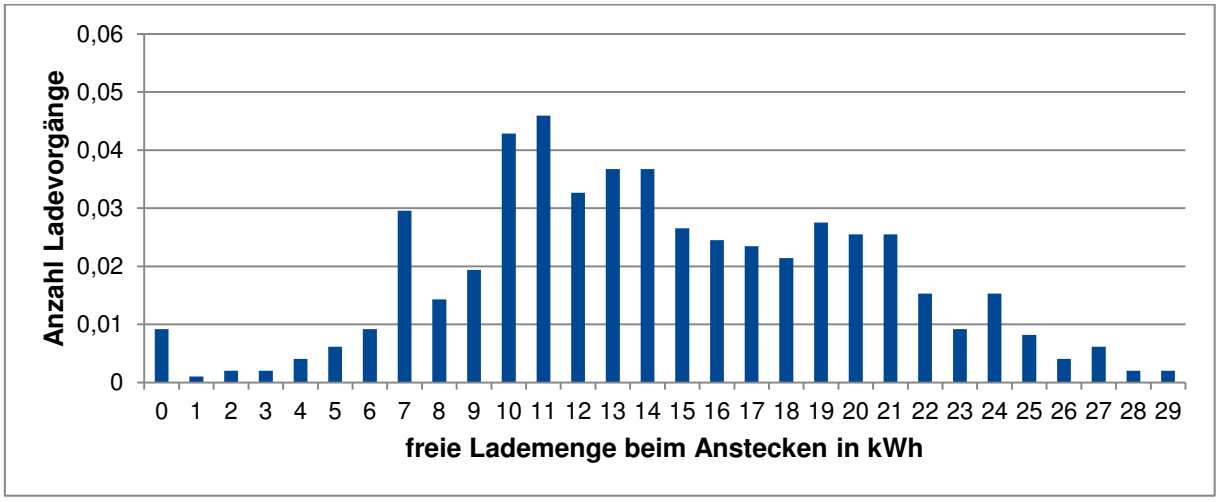


Abbildung 2-39: Durchschnittliche Anzahl Ladevorgänge nach freier Batterieladekapazität pro Fahrzeug und Tag, Probephase 3

2.3.3.14 Durchschnittliche Anzahl Ladevorgänge nach geladener Energie pro Fahrzeug und Tag (ERG 27b)

Dieses Kapitel geht auf die durchschnittliche Anzahl der Ladevorgänge nach geladener Energie pro Fahrzeug und Tag ein. Während der Probephase 1 wurden 132 Ladevorgänge durchlaufen. Diese wurden in Abbildung 2-40 hinsichtlich Ihrer Verteilung den entsprechenden Lademengen zugeordnet. Im Schnitt wurden 8,45 kWh pro Ladevorgang geladen.

In Probephase 1 liegen 22 Ladevorgängen vor, in denen nicht geladen wurde. In Probephase 2 liegen hingegen nur 13 Ladevorgänge ohne eigentliche Ladung vor. Gründe dafür waren, dass entweder vor geplantem Ladebeginn abgesteckt wurde, ein Verbindungsabbruch vorlag oder das Fahrzeug mit einem Ladestand über dem minimalen SOC angesteckt wurde. Im Schnitt wurden in der zweiten Probephase 8,1 kWh pro Ladevorgang geladen. Das Ladeverhalten war somit dem aus Probephase 1 sehr ähnlich. Donnertags erfolgte in dieser Probephase die durchschnittlich höchste Leistungsaufnahme. Am Wochenende sind sowohl Leistungsaufnahme als auch die Anzahl der Ladevorgänge am geringsten.

Die Anzahl an Ladevorgängen, während derer nicht geladen wurde, ist in Probephase 3 mit 145 Ladevorgängen deutlich höher als in den Probephasen 1 und 2.

Im Schnitt wurden in dieser Probephase 6,59 kWh pro Ladevorgang geladen. Dies ist deutlich geringer als in den ersten beiden Probephasen und ergibt mit den höheren Ladeständen beim Anstecken ein stimmiges Gesamtbild der Probephase 3. Zum Vergleich wurden 8,45 kWh in Probephase 1 und 8,1 kWh in Probephase 2 pro Ladevorgang geladen.

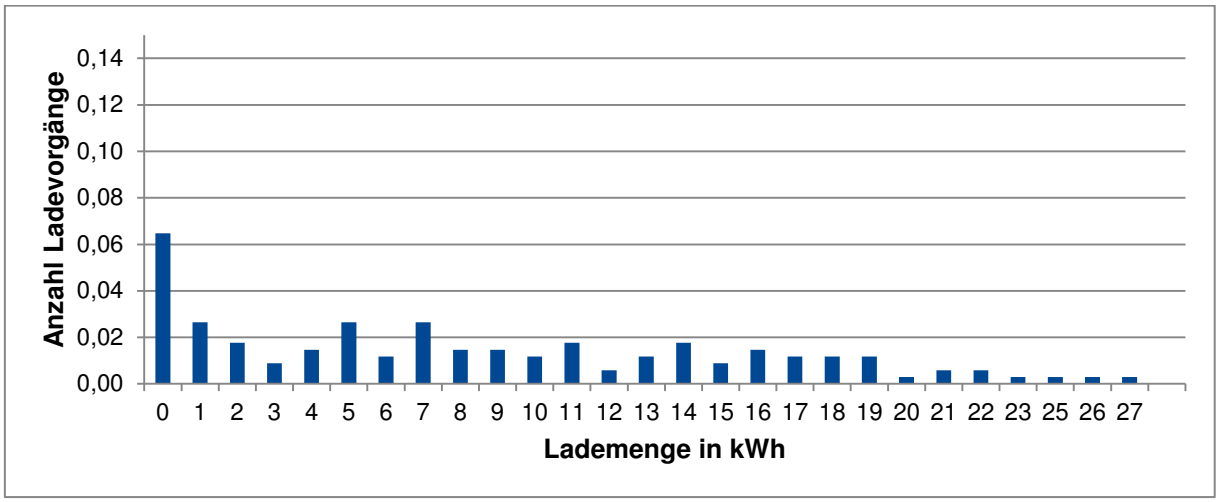


Abbildung 2-40: Durchschnittliche Anzahl Ladevorgänge nach geladener Energie pro Fahrzeug und Tag, Probephase 1

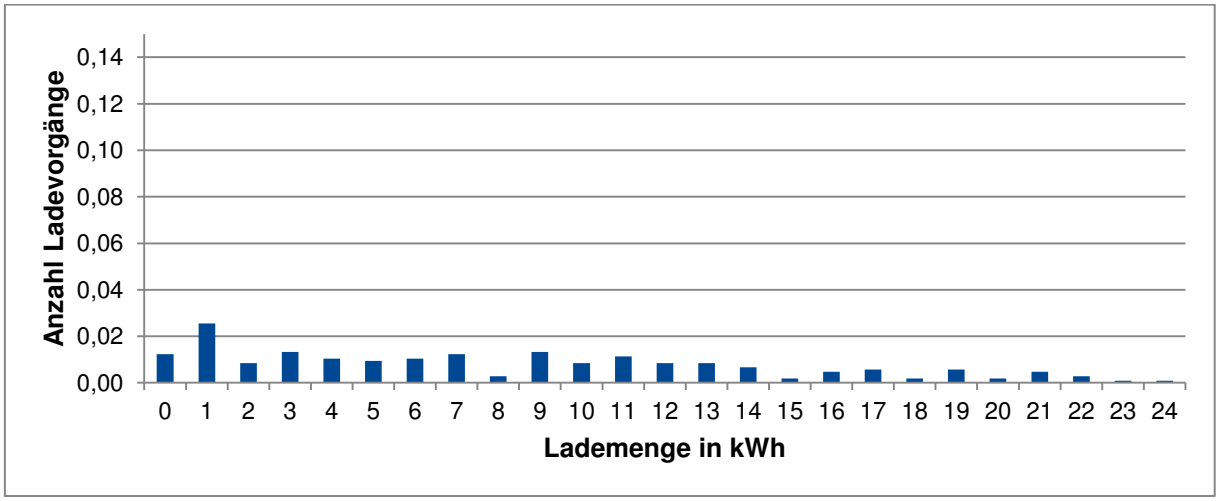


Abbildung 2-41: Durchschnittliche Anzahl Ladevorgänge nach geladener Energie pro Fahrzeug und Tag, Probephase 2

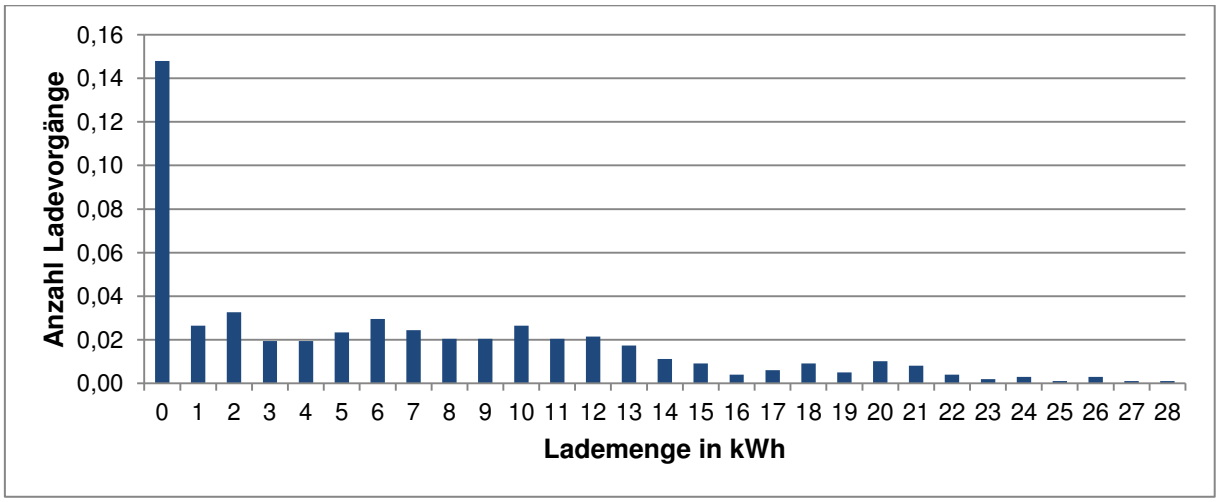


Abbildung 2-42: Durchschnittliche Anzahl Ladevorgänge nach geladener Energie pro Fahrzeug und Tag, Probephase 3

2.3.3.15 Durchschnittliche Lademenge in kWh nach Wochentag pro Verweildauer in h und angeschlossenem Fahrzeug (ERG 41a)

In diesem Unterkapitel wird die durchschnittliche Lademenge pro einstündige Verweildauer und Fahrzeug abgebildet. Als Verweildauer wird hierbei die Zeit gewertet, in der das Fahrzeug angesteckt war und eine Kommunikationsverbindung zum Backend bestand.

In Probephase 1 wurden durchschnittlich zwischen 0,7 kWh und 1,2 kWh pro Stunde und Fahrzeug geladen. Vor allem mittwochs wurde im Durchschnitt die höchste und montags und donnerstags die niedrigste Lademenge pro Fahrzeug aufgenommen.

In Probephase 2 wurden durchschnittlich zwischen 0,5 kWh und 1 kWh pro Stunde geladen. Im Gegensatz zur ersten Probephase ist die durchschnittliche Lademenge etwas geringer. Den größten Ausschlag gab es dienstags. Weiterhin ist anzumerken, dass sich die durchschnittliche Lademenge an allen anderen Wochentagen im Bereich von 0,5 kWh bis 0,6 kWh pro Stunde bewegt. Somit ist das Verhältnis von geladener Energie zur Verweildauer relativ gleichmäßig verteilt. Im Vergleich zur Probephase 1 besteht eine wesentlich geringere Volatilität.

Im Unterschied zu den ersten beiden Probephasen erstreckt sich in der Probephase 3 die durchschnittliche Lademenge über eine größere Bandbreite von bis zu 1,4 kWh zwischen der minimalen und maximalen Lademenge pro Stunde. In den ersten beiden Probephasen betrug die Bandbreite jeweils 0,46 kWh, was circa einem Drittel von Probephase 3 entspricht. In Probephase 3 wird durchschnittlich zwischen 0,20 kWh und 1,63 kWh pro Stunde geladen, wobei die beiden dafür verantwortlichen Extremwerte am Samstag und Sonntag entstanden sind. Durch die geringe Anzahl an Ladevorgängen am Wochenende sind diese Werte nicht aussagekräftig. An den Tagen Montag bis Freitag liegen die Lademengen im Bereich zwischen 0,5 kWh und 0,8 kWh. Dies entspricht in etwa den Werten der zweiten Probephase.

Da die Fahrzeuge in der Praxis eine Ladeleistung von maximal 3,2 kW aufnahmen, ergibt sich aus den Daten für alle drei Probephasen ein gutes Verschiebepotential.

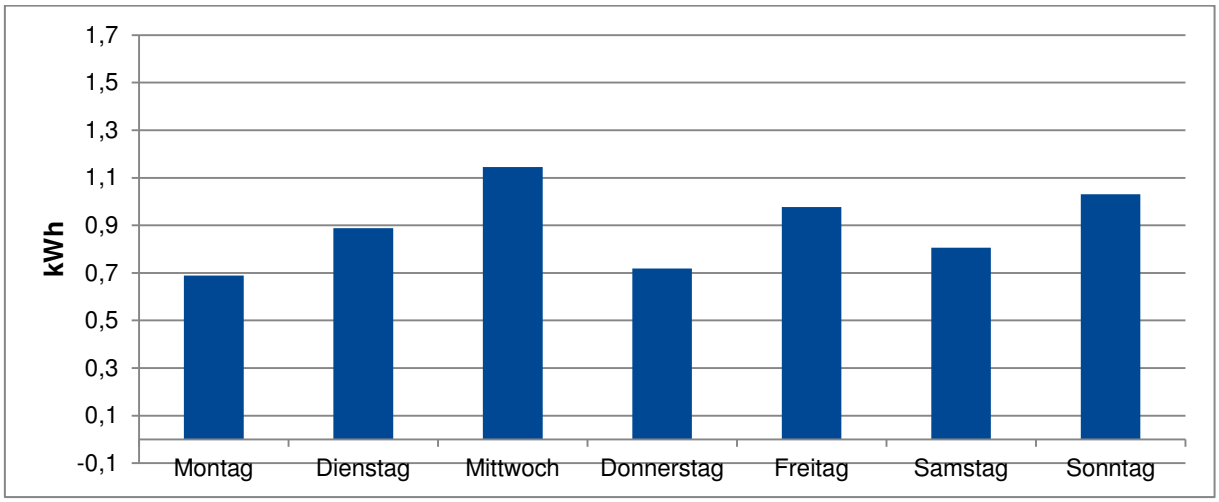


Abbildung 2-43: Durchschnittliche Lademenge in kWh nach Wochentag pro Verweildauer in h und angeschlossenem Fahrzeug, Probephase 1

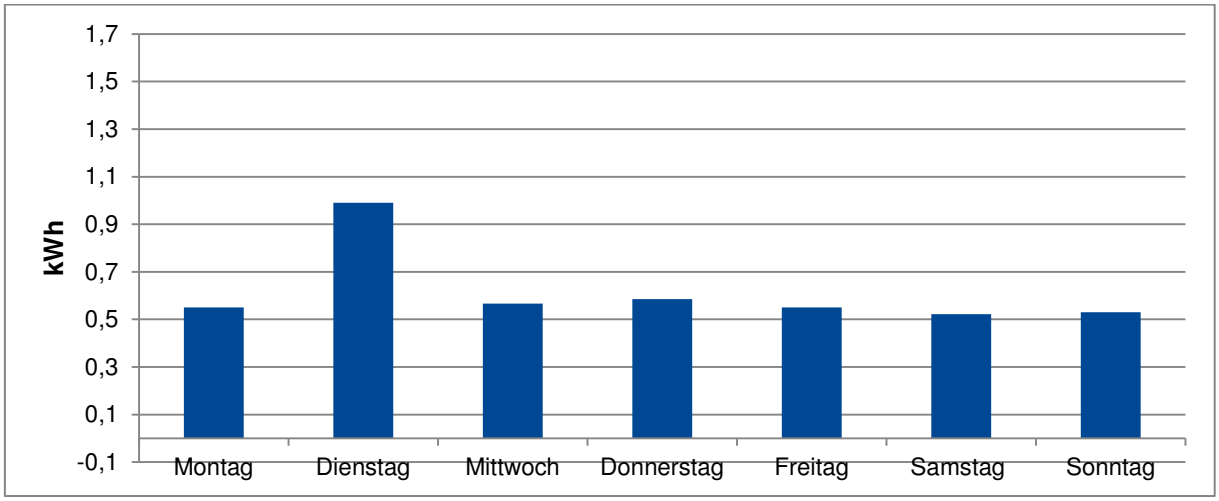


Abbildung 2-44: Durchschnittliche Lademenge in kWh nach Wochentag pro Verweildauer in h und angeschlossenem Fahrzeug, Probephase 2

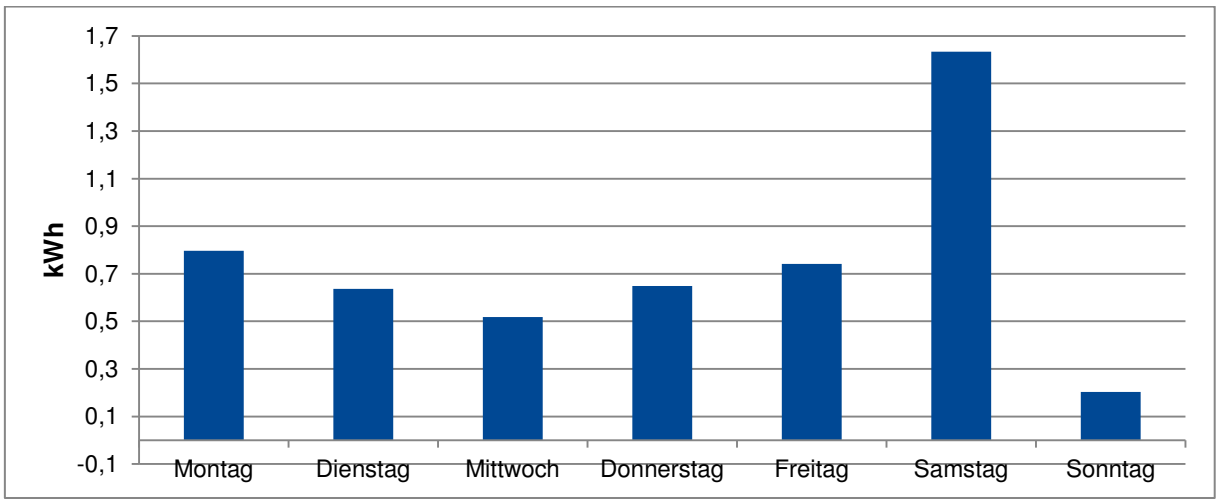


Abbildung 2-45: Durchschnittliche Lademenge in kWh nach Wochentag pro Verweildauer in h und angeschlossenem Fahrzeug, Probephase 3

2.3.3.16 Durchschnittliche Anzahl verschiebbarer Stunden nach Wochentag pro Ladevorgang (ERG 41b)

In diesem Kapitel wird auf die Auswertung der durchschnittlich verschiebbaren Stunden pro Ladevorgang in den einzelnen Probephasen eingegangen.

In der ersten Probephase wurde freitags das mit Abstand größte verschiebbare Potenzial erzeugt. Laut Abbildung 2-43 beträgt die durchschnittliche Lademenge pro Wochentag 0,9 kWh. An den restlichen Wochentagen lag die Anzahl der verschiebbaren Stunden im Bereich von circa 8 Stunden.

Im Gegensatz zu Probephase 1 existieren für die zweite Probephase keine hoch volatilen Schwankungen bei den verschiebbaren Stunden je Wochentag. Im Durchschnitt standen circa 5,8 Stunden pro Wochentag und Ladevorgang zur Verfügung. Bezugnehmend auf Abbildung 2-44 beträgt die durchschnittliche Lademenge pro Wochentag 0,6 kWh und fällt damit kleiner aus als in Probephase 1.

In der dritten Probephase standen im Durchschnitt circa 5,1 Stunden pro Wochentag mehr für einen Ladevorgang zur Verfügung, als benötigt gewesen wäre. Bezugnehmend auf Abbildung 2-45 beträgt die durchschnittliche Lademenge pro Wochentag 0,74 kWh und fällt damit kleiner aus als in Probephase 1, jedoch größer als in Probephase 2. Die Lademengen für samstags und sonntags in Probephase 3 beruhen vor allem darauf, dass vereinzelt Fahrzeuge am Wochenende am Arbeitsplatz geladen wurden. Die Stichprobengröße befindet sich hierbei im Bereich von ein bis zwei Ladevorgängen über die gesamte Probephase und alle Fahrzeuge und stellt somit keinen repräsentativen Wert dar.

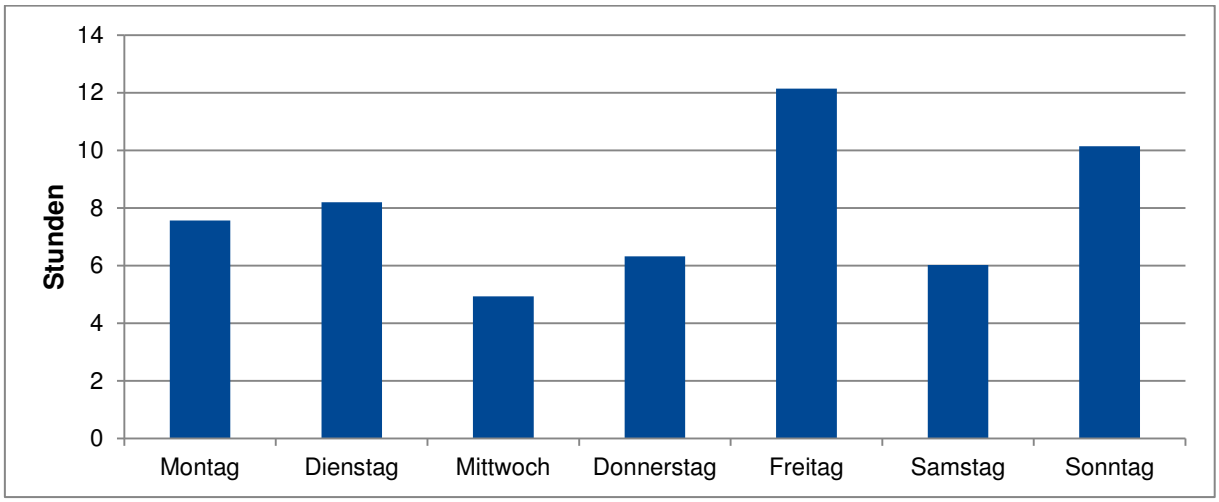


Abbildung 2-46: Durchschnittliche Anzahl verschiebbarer Stunden nach Wochentag pro Ladevorgang, Probephase 1

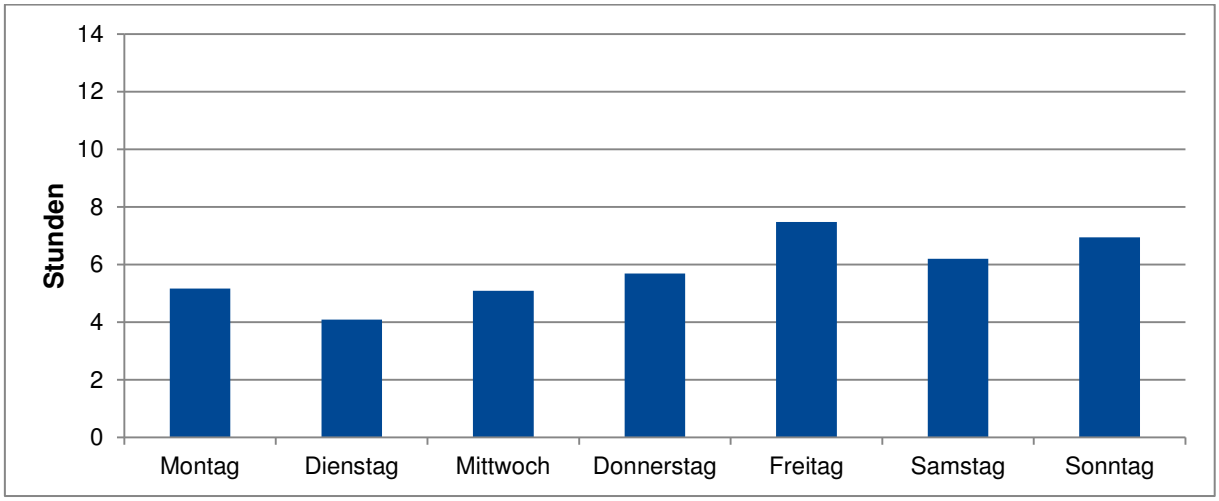


Abbildung 2-47: Durchschnittliche Anzahl verschiebbarer Stunden nach Wochentag pro Ladevorgang, Probephase 2

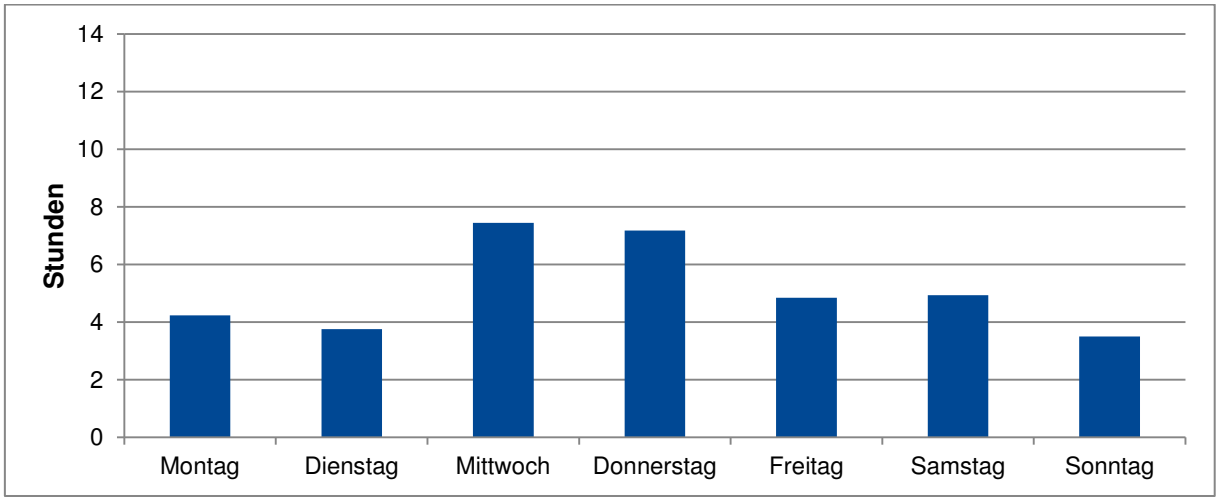


Abbildung 2-48: Durchschnittliche Anzahl verschiebbarer Stunden nach Wochentag pro Ladevorgang, Probephase 3

2.3.3.17 Durchschnittliche Lademenge und Verbrauch nach Wochentag pro Pool (ERG 43)

Dieses Kapitel fokussiert auf die Auswertung der durchschnittlich geladenen Energiemenge und deren Verbrauch pro Werktag und Fahrzeug in den Probephasen 1 bis 3.

Abbildung 2-49 skizziert die durchschnittlich geladene Energiemenge sowie den Verbrauch je Fahrzeug pro Wochentag in der Probephase 1. Es wird ersichtlich, dass vor allem mittwochs am meisten und donnerstags am wenigsten geladen wird. Der Verbrauch ist hingegen freitags und samstags am höchsten. Mittwochs, freitags und sonntags wurde mehr geladen als verbraucht. In Probephase 1 wurden durchschnittlich 12,1 kWh pro Tag geladen und 11,7 kWh verbraucht.

In Probephase 2 wurde donnerstags am meisten geladen. Obgleich mittwochs die meisten Fahrzeuge an- und abgesteckt wurden, war die Lademenge hier am geringsten. Im Schnitt wurden in Probephase 2 pro Tag und EV-Pool 9,2 kWh geladen und 9,1 kWh verbraucht.

In Probephase 3 ist der Peak in Verbrauch und Lademenge samstags zu sehen. Aufgrund der geringen Anzahl an Ladevorgängen hat dieses Ergebnis jedoch wenig Aussagekraft. Werktags liegt die durchschnittliche Lademenge montags mit 5,0 kWh am höchsten und freitags mit 3,9 kWh am niedrigsten. Der Verbrauch liegt im Schnitt dienstags am höchsten. Durchschnittlich wurden in Probephase 3 pro Tag und Pool 8,9 kWh geladen und 7,4 kWh verbraucht.

Die Verluste erklären sich durch die Umbauten an den Fahrzeugen zur Datenaufzeichnung und Konnektivität.

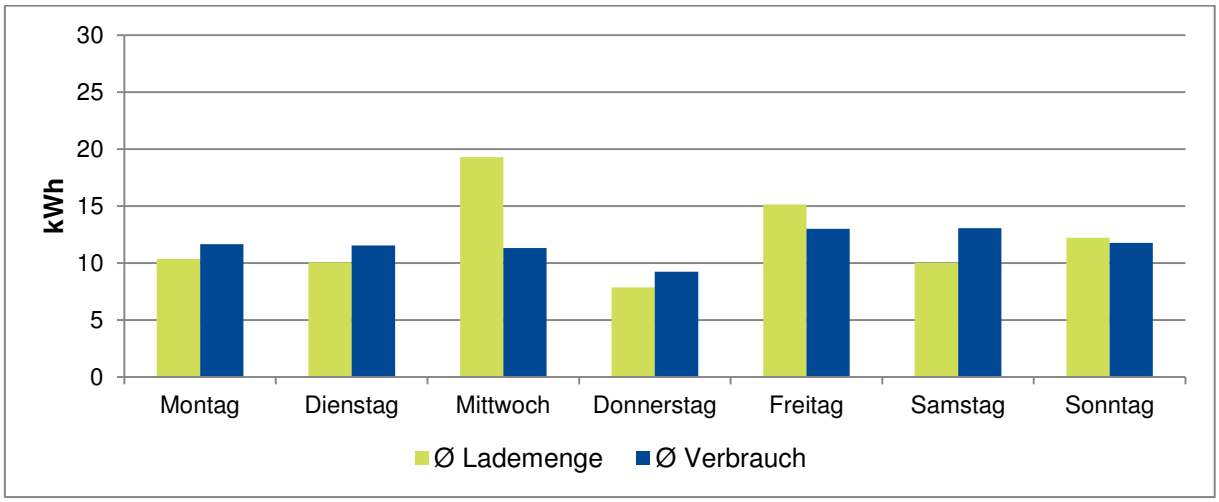


Abbildung 2-49: Durchschnittliche Lademenge und Verbrauch in kWh nach Wochentag pro Pool, Probephase 1

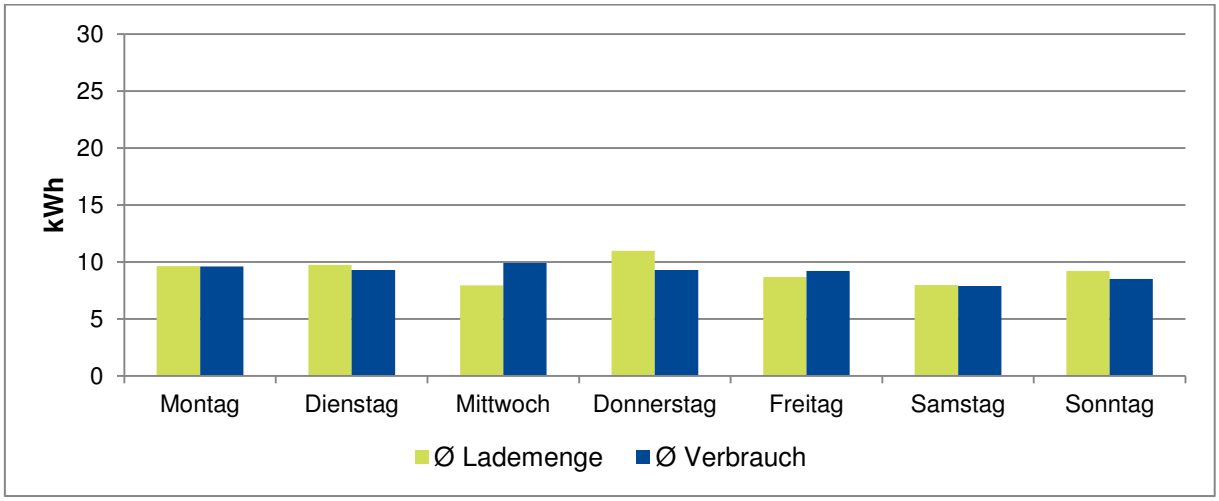


Abbildung 2-50: Durchschnittliche Lademenge und Verbrauch in kWh nach Wochentag pro Pool, Probephase 2

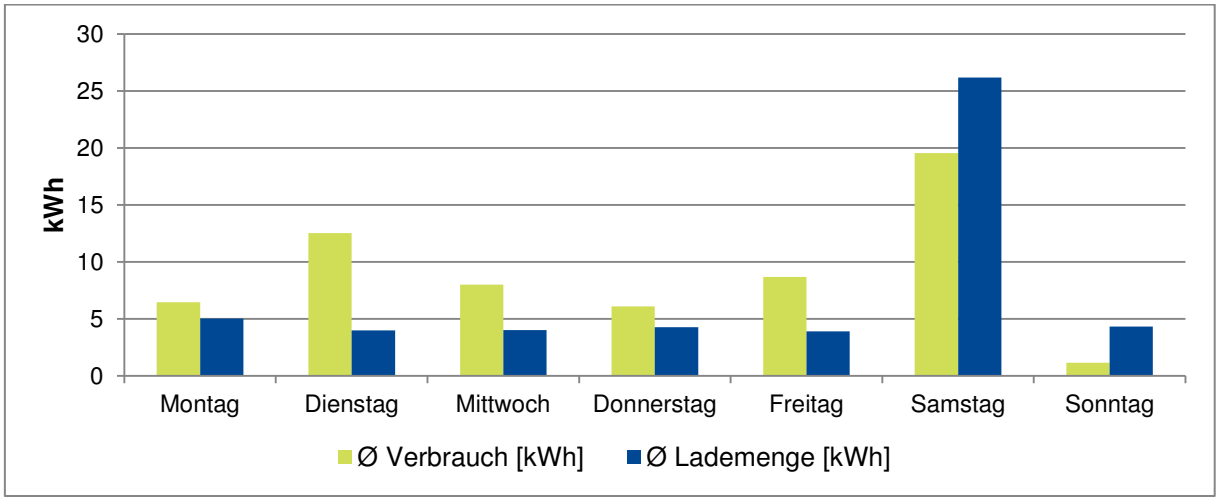


Abbildung 2-51: Durchschnittliche Lademenge und Verbrauch in kWh nach Wochentag pro Pool, Probephase 3

2.3.3.18 Durchschnittliche Verfügbarkeit pro Fahrzeug (ERG 44)

In diesem Kapitel wurde die durchschnittliche Verfügbarkeit pro Fahrzeug und Probephase erfasst.

Laut den Präqualifikationsbedingungen für eine SRL-Vermarktung ist eine Mindestverfügbarkeit von 95 % zu gewährleisten.

Zur Ermittlung der durchschnittlichen Verfügbarkeit wurde folgende Formel angewandt:

$$Durchschnittliche\ Verfügbarkeit = \frac{Dauer\ Verbindung}{(Dauer\ Verbindung + Dauer\ Verbindungsabbrüche)} * 100$$

Bei der Berechnung der durchschnittlichen Verfügbarkeit ist zu berücksichtigen, dass nicht jeder Verbindungsabbruch als Verbindungsabbruch registriert wurde. Dauerte der Verbindungsabbruch länger als eine Stunde an, so wurde das erneute Verbinden als nächster Ladevorgang registriert. Somit konnte die tatsächliche Verfügbarkeit nicht genau ermittelt werden und liegt vermutlich jeweils unter den errechneten Werten.

Die durchschnittliche Verfügbarkeit der ersten Probephase mit 93,4 % ist für eine SRL-Vermarktung nicht ausreichend. Vier von zehn Fahrzeugen erfüllten in dieser Probephase nicht die Mindestvoraussetzungen der SRL-Vermarktung und verhinderten somit den Zugang des Fahrzeugpools zum SRL-Markt bzw. verursachen ein erhebliches Risiko hochpreisige Ausgleichsenergie zukaufen zu müssen.

Analog zu den Ergebnissen der ersten Probephase entspricht die durchschnittliche Verfügbarkeit von Probephase 2 einem Wert von 91,1 % und entspricht somit auch nicht den SRL Mindestanforderungen. Sieben von zehn Fahrzeugen erfüllen nicht die Mindestvoraussetzungen der SRL-Präqualifikationsbedingungen und verhindern somit den Zugang dieses Fahrzeugpools zum SRL Markt bzw. verursachen ein erhebliches Risiko hochpreisige Ausgleichsenergie zukaufen zu müssen.

In der dritten Probephase wurde mit 84,8 % eine noch schlechtere durchschnittliche Verfügbarkeit als in den beiden vorhergehenden Probephasen erreicht.

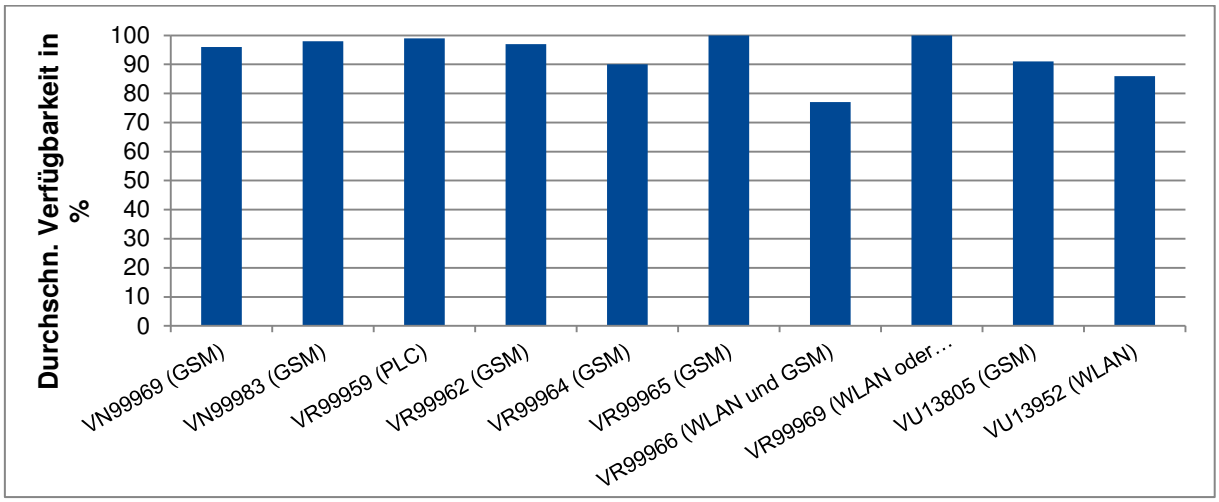


Abbildung 2-52: Durchschnittliche Verfügbarkeit im Ansteckzeitraum nach Fahrzeug, Probephase 1

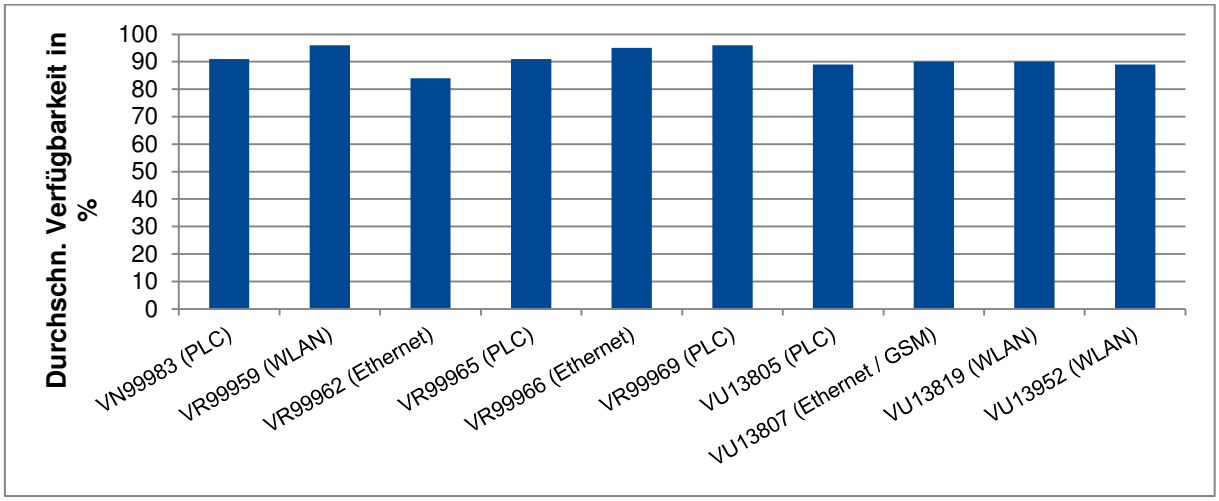


Abbildung 2-53: Durchschnittliche Verfügbarkeit im Ansteckzeitraum nach Fahrzeug, Probephase 2

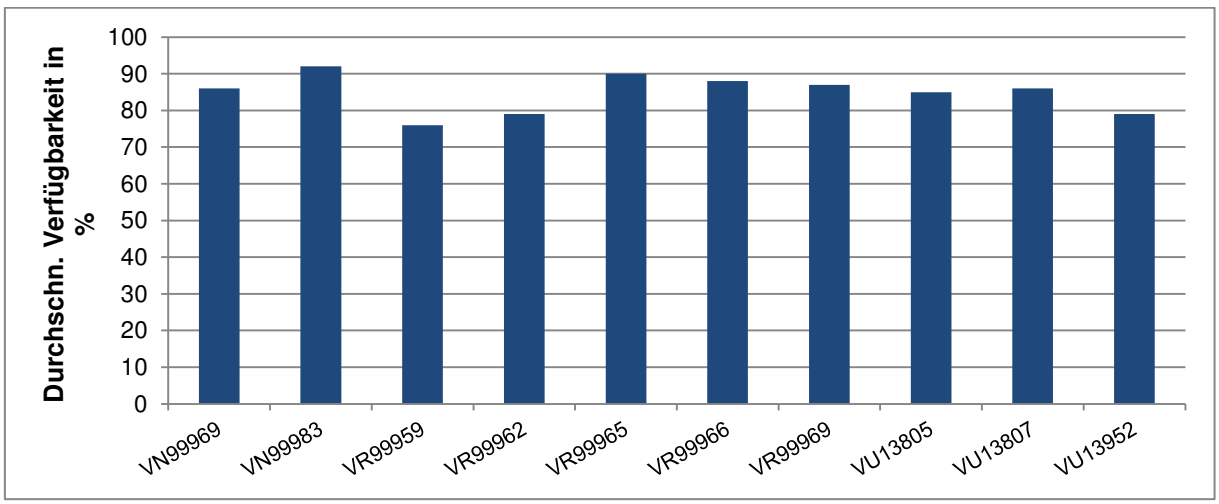


Abbildung 2-54: Durchschnittliche Verfügbarkeit im Ansteckzeitraum nach Fahrzeug, Probephase 3

2.3.3.19 Latenzzeiten nach 15-Minuten-Mittelwert pro Fahrzeug (ERG 45a)

In diesem Kapitel werden die mittleren Latenzzeiten pro Fahrzeug in den einzelnen Testphasen ausgewertet.

Wie in Abbildung 2-55 skizziert, schwanken die Latenzzeiten der Fahrzeuge der ersten Probephase überwiegend in einem Band zwischen 0,01 und 10 Millisekunden. Dies ist für die Erfüllung der Präqualifikationsanforderungen einer SRL-Vermarktung ausreichend. Zur besseren Übersicht gibt Abbildung 2-58 einen Einblick in die aggregierten Daten pro Fahrzeug.

In der zweiten Probephase sind vor allem im ersten Drittel Schwankungen der Latenzzeiten ersichtlich. Die Latenzzeit liegt hier zwischen 0,01 Millisekunden und rund 100 Sekunden. Die Ausreißer sind hier besonders in den ersten Wochen deutlich höher als in Probephase 1. Größtenteils bleiben die Latenzzeiten jedoch unter 100 Millisekunden. Dies ist höher als in Probephase 1, jedoch noch weit unter den Anforderungen zur SRL-Erbringung.

In Probephase 3 liegen die Latenzzeiten fast durchgängig im Bereich von 0,1 bis 1 Millisekunden. Gut zu sehen sind die (langen) Wochenenden und Feiertage, an denen in dieser Probephase nur in Ausnahmefällen geladen wurde. Da in dieser Probephase am gemeinsamen Arbeitsplatz der Probanden geladen wurde, liegen für diese freien Tage nur selten Ladevorgänge und somit Werte für Latenzzeiten vor.

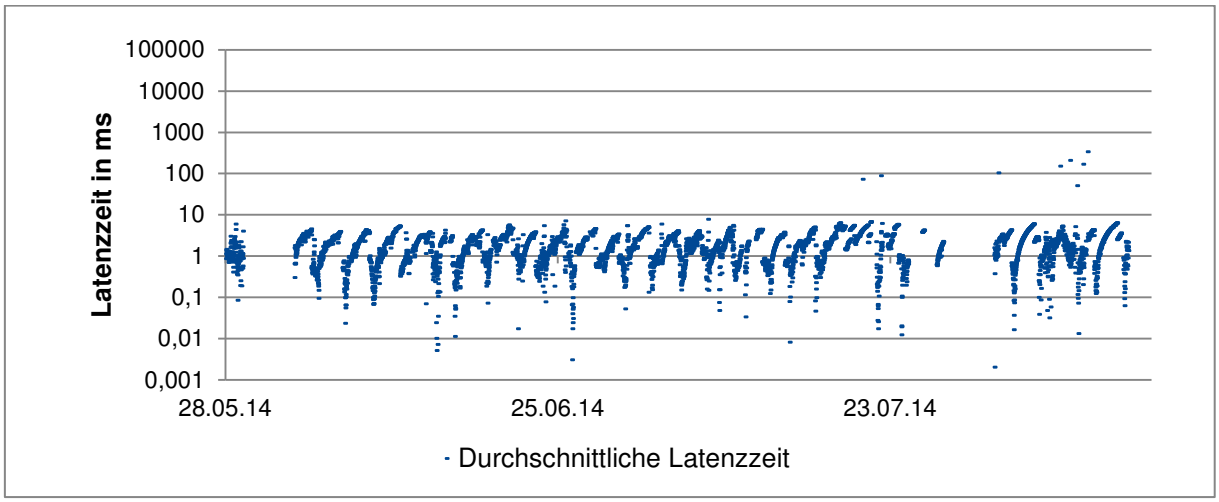


Abbildung 2-55: Latenzzeiten nach 15-Minuten-Mittelwert pro Fahrzeug von allen Fahrzeugen, Probephase 1

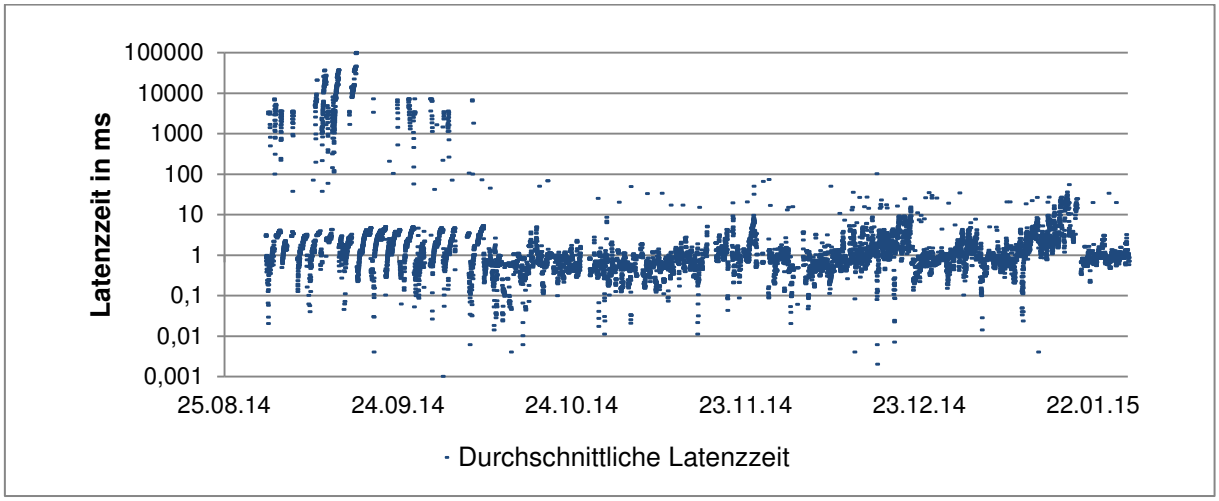


Abbildung 2-56: Latenzzeiten nach 15-Minuten-Mittelwert pro Fahrzeug von allen Fahrzeugen, Probephase 2

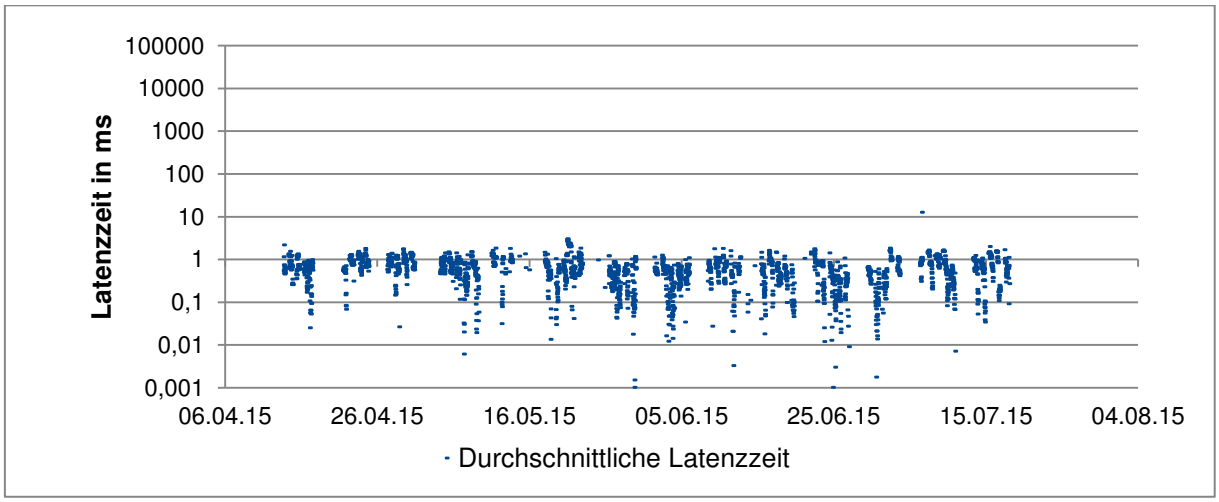


Abbildung 2-57: Latenzzeiten nach 15-Minuten-Mittelwert pro Fahrzeug von allen Fahrzeugen, Probephase 3

2.3.3.20 Aggregierte Latenzzeiten je Fahrzeug (ERG 45b)

Diese Auswertung zeigt die aggregierten sowie durchschnittlichen Latenzzeiten der einzelnen Fahrzeuge auf. Bei nahezu allen Fahrzeugen der drei Probephasen sind einzelne Zeitpunkte mit erhöhten Latenzzeiten vorhanden. Im Durchschnitt liegen allerdings fast alle Fahrzeuge bei einer Latenzzeit von unter 10 Millisekunden. In Probephase 1 liegen alle Mittelwerte unter 3,5 Millisekunden, die Maximalwerte liegen bei etwa 0,5 Sekunden.

In der zweiten Probephase liegt die mittlere Latenzzeit je nach Fahrzeug zwischen 0,71 Millisekunden und 2,25 Stunden. Dieser Extremwert bezieht sich auf ein Fahrzeug mit zeitweisen Verzögerungen in der Signalübertragung während der Probephase.

In Probephase 3 liegen die mittleren Latenzzeiten je nach Fahrzeug zwischen -200 und 15 Millisekunden. Die negative Latenzzeit resultiert aus den aufgenommenen Daten eines einzelnen Fahrzeuges. Dieses Ergebnis zeigt, wie wichtig die Synchronisation der fahrzeuginternen Zeit mit der der angebundenen IT-Systeme ist.

Diese Auswertung zeigt, dass auch die Latenzzeiten nicht von der Technologie der Kommunikationsanbindung abhängig sind. So wurden beispielsweise in Probephase 2 zwei Ladepunkte über WLAN angebunden: Einer der Ladepunkte hat teils große Verzögerungen in der Signalübertragung gehabt, sodass sehr hohe Latenzzeiten zustanden kamen. Der zweite, über WLAN angebundene Ladepunkt wies mit durchschnittlich 0,7 Millisekunden die geringste Latenzzeit in der zweiten Probephase auf.

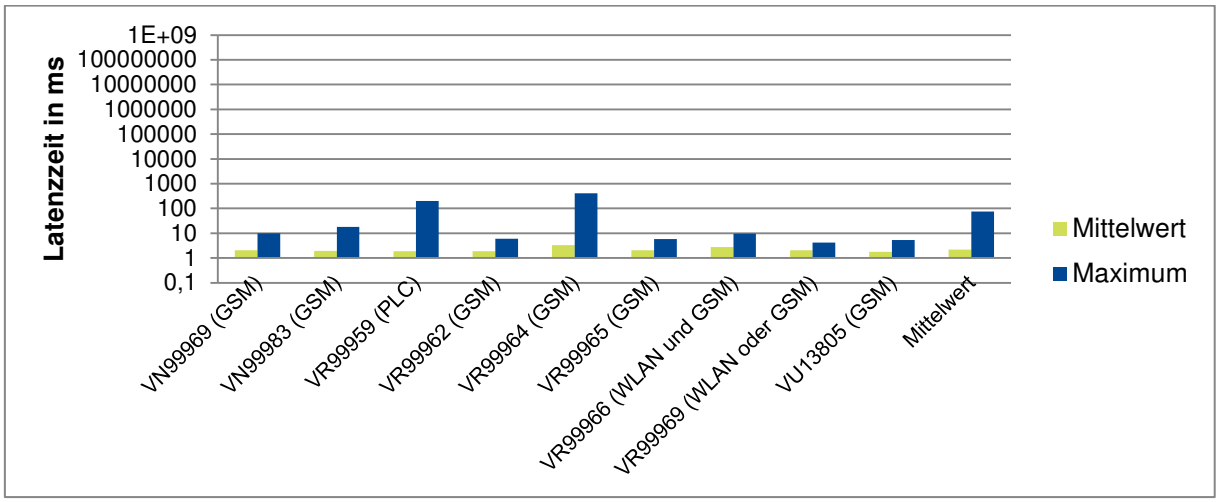


Abbildung 2-58: Aggregierte Latenzzeiten je Fahrzeug, Probephase 1

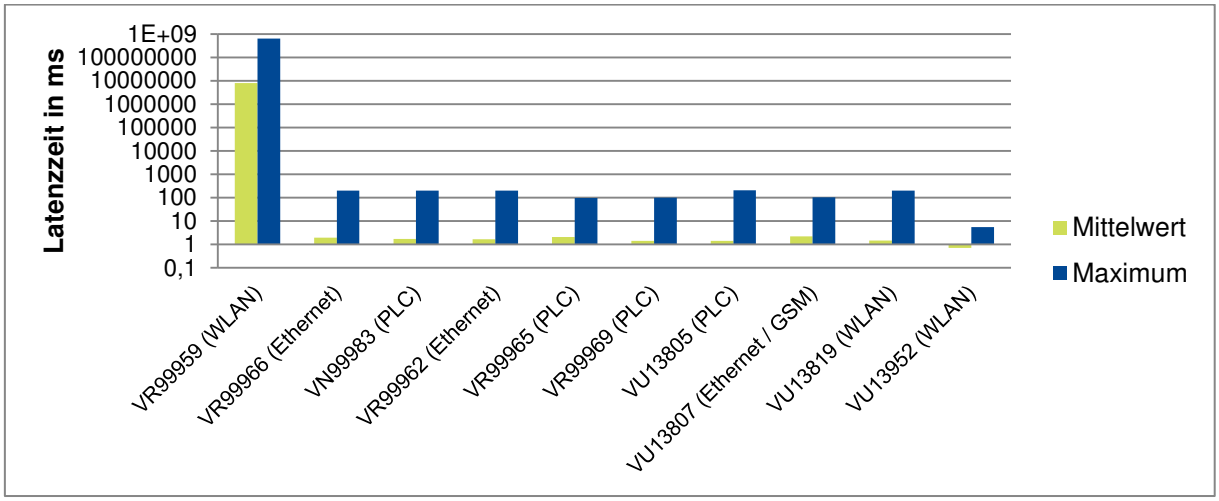


Abbildung 2-59: Aggregierte Latenzzeiten je Fahrzeug, Probephase 2

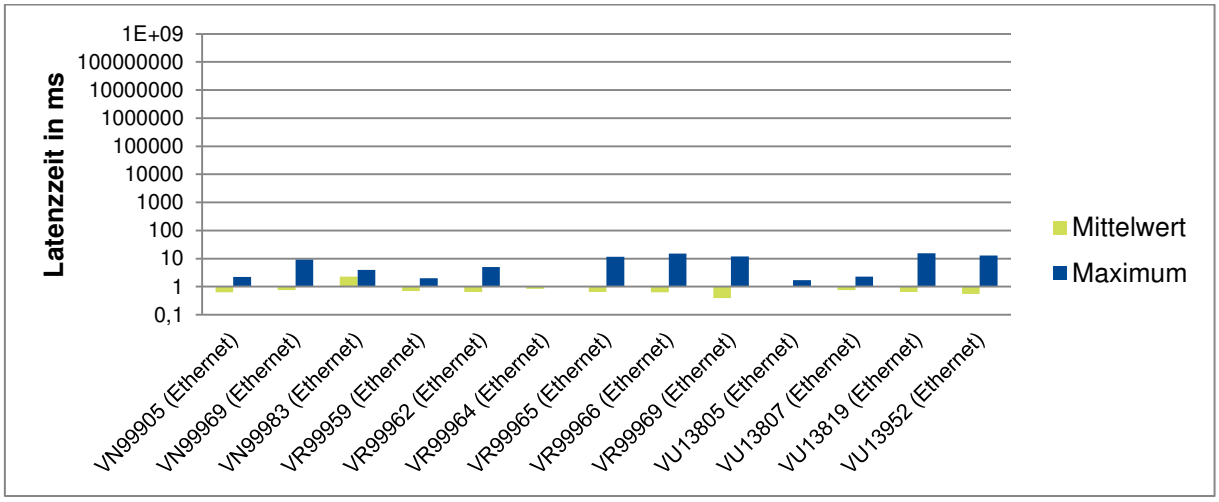


Abbildung 2-60: Aggregierte Latenzzeiten je Fahrzeug, Probephase 3

2.3.3.21 Anteil SRL und andere Märkte (ERG 46a)

Diese Kapitel zeigt die Verteilung zwischen einer SRL-Vermarktung und einer Vermarktung auf weiteren Märkten für den jeweiligen EV-Pool in den einzelnen Probephasen auf. In den „weiteren Märkten" sind hierbei Vermarktungen auf dem Day Ahead-Markt, dem Intraday-Markt sowie der Bezug von Ausgleichsenergie zusammengefasst. Die Erfahrungen aus den Probephasen haben gezeigt, dass ein Fahrzeug maximal nicht mit der theoretisch möglichen Leistung von 3,7 kW sondern mit 3,2 kW lädt.

Im überwiegenden Teil der ersten Probephase wurde über den Intraday-Markt die notwendige Ladeenergie für den Fahrzeugpool bezogen. Insgesamt wurden die Lademengen in der ersten Probephase nicht durchgängig vermarktet. In diesem frühen Stadium lag der Fokus für die Weiterentwicklung des Gesamtsystems noch an anderen Stellen.

Ähnlich der ersten Probephase war auch die zweite Probephase überwiegend von einer Vermarktung in anderen Märkten geprägt.

In der Aufteilung zwischen Vermarktung über SRL oder anderen Märkten, unterscheidet sich Probephase 3 erheblich von den Probephasen 1 und 2. Die vermarktete Lademenge wurde überwiegend über den SRL-Markt bezogen. Der größte Ladebedarf wurde jedoch durch Ausgleichsenergie gedeckt. Begründet ist dies durch die unkalkulierbaren kurzen Ladezeiten in Folge häufiger und langanhaltender Verbindungsabbrüche. Somit wurden insgesamt weniger Energiemengen vermarktet, als benötigt wurden.

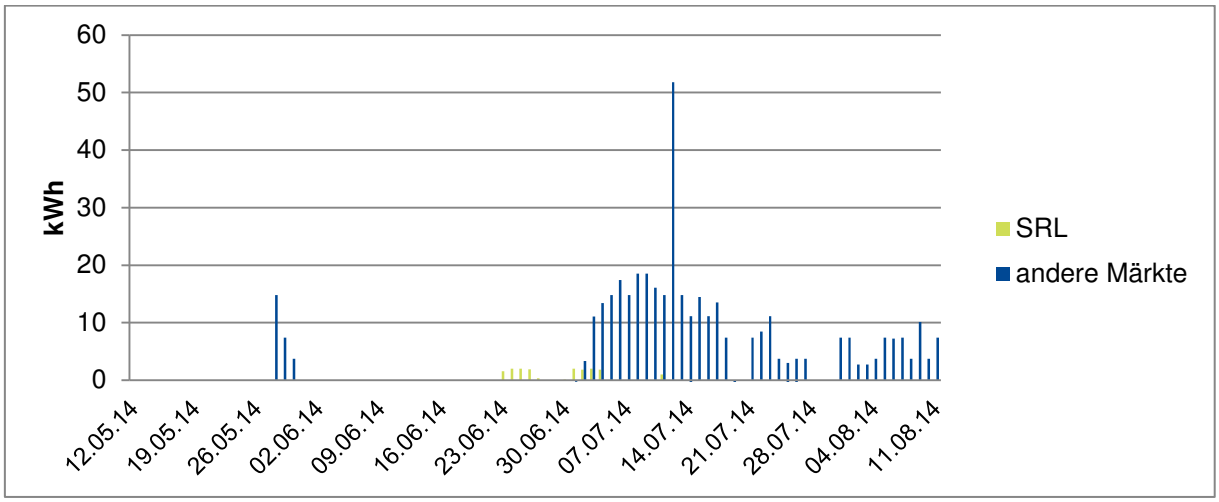


Abbildung 2-61: Anteil SRL und andere Märkte basierend auf SRL Soll, Probephase 1

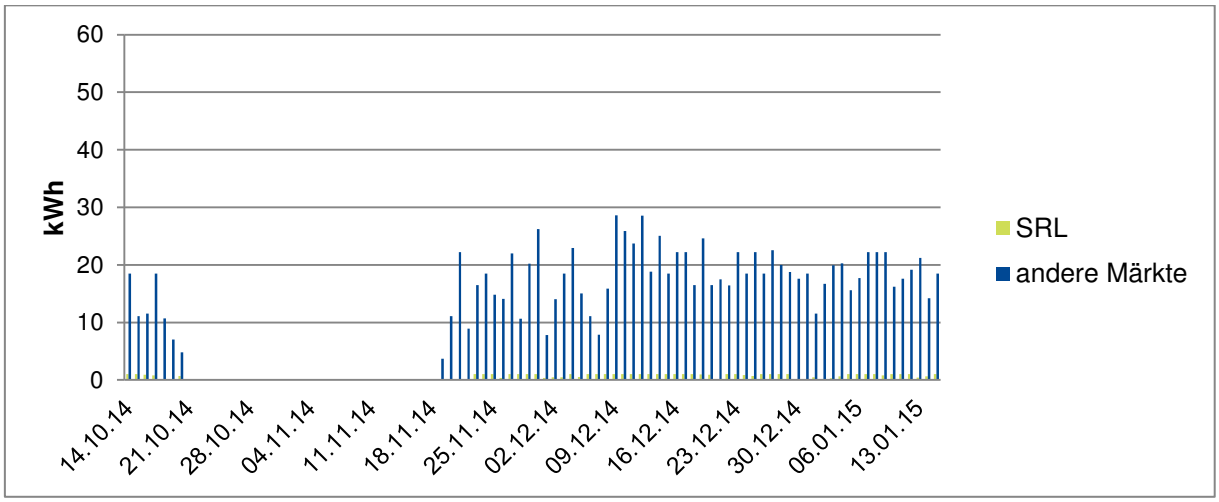


Abbildung 2-62: Anteil SRL und andere Märkte basierend auf SRL Soll, Probephase 2

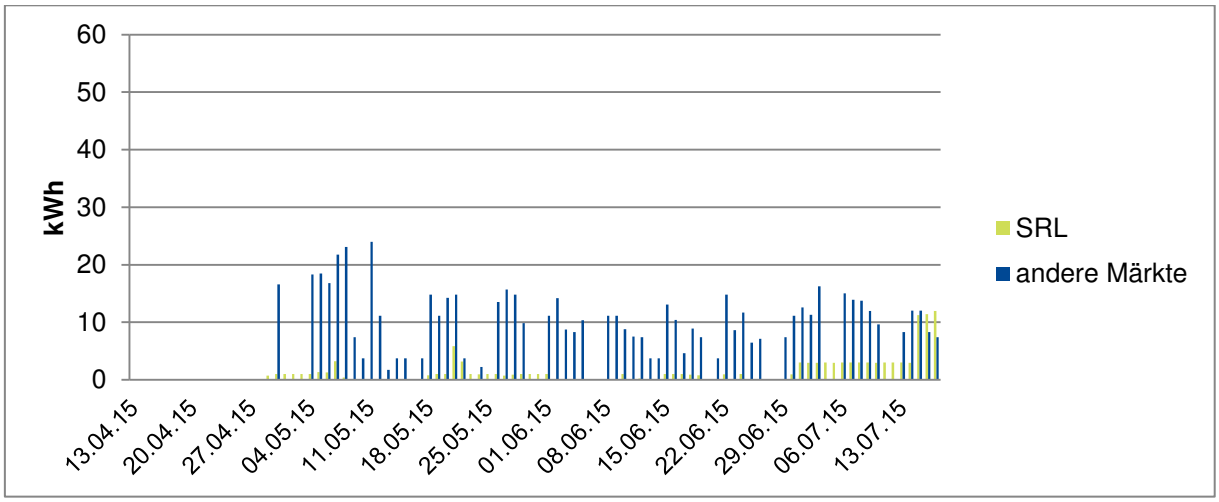


Abbildung 2-63: Anteil SRL und andere Märkte basierend auf SRL Soll, Probephase 3

2.3.3.22 Anteil SRL und andere Märkte an der Ladeenergie des Gesamtpools (ERG 46b)

Die Auswertung der belastbaren Daten zeigen auf, dass in Probephase 1 30 kWh durch SRL Abrufe geladen wurden. Dies entspricht einem Gesamtanteil von circa 1 %.

Ähnlich der ersten Probephase entspricht auch in der zweiten Probephase der Anteil der SRL-Abrufe lediglich 1 % aller Abrufe.

Im Gegensatz dazu wurden in der dritten Probephase 10 % des Ladeenergiebedarfs durch SRL-Abrufe gedeckt.

Die Lademenge, welche durch SRL-Abrufe in den einzelnen Probephasen geladen wurde, beläuft sich

in Probephase 1 auf 30 kWh,

in Probephase 2 auf 174 kWh

und

in Probephase 3 auf 341 kWh.

An den prozentualen Anteilen von Energiemengen, die aufgrund von SRL-Abrufen geladen wurden, lässt sich die Vermarktungsqualität für die Ladeleistungen nicht ableiten. Der geringe Mengenanteil der durch SRL geladenen Energie an der gesamten Ladeenergie kann durch andere Effekte begründet werden. Eine geringe Anzahl an SRL-Abrufen allgemein führt beispielsweise auch zu geringen Energiemengen, die die Fahrzeuge aus SRL-Abrufen laden konnten.

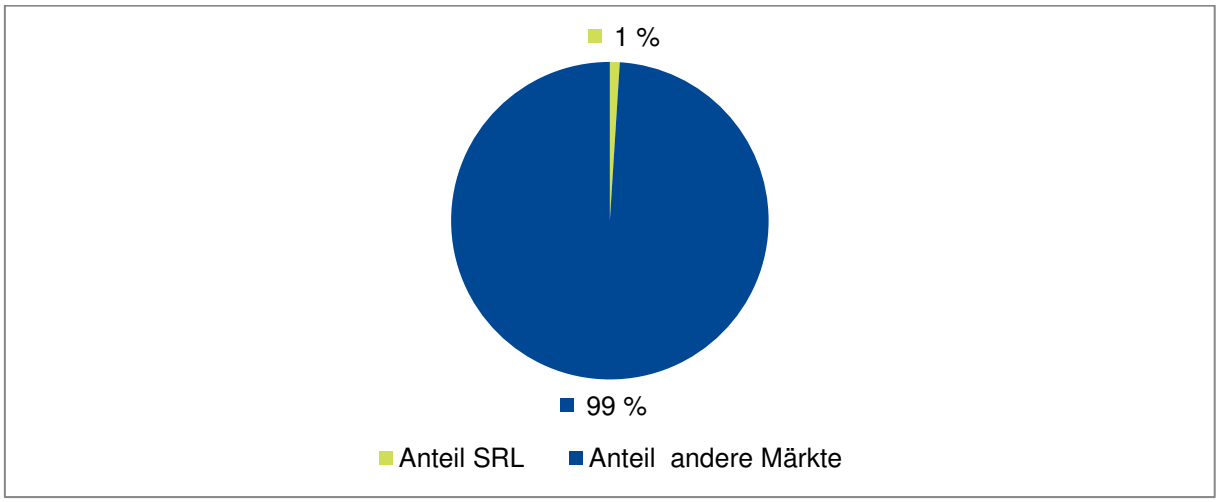


Abbildung 2-64: Anteil SRL und andere Märkte an der Ladeenergie des Gesamtpools, Probephase 1

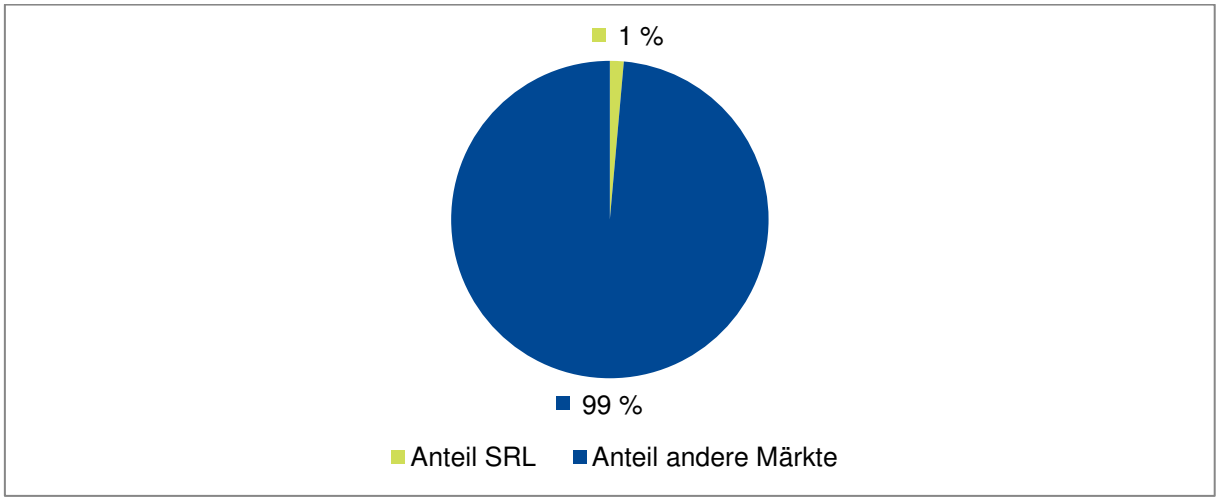


Abbildung 2-65: Anteil SRL und andere Märkte an der Ladeenergie des Gesamtpools, Probephase 2

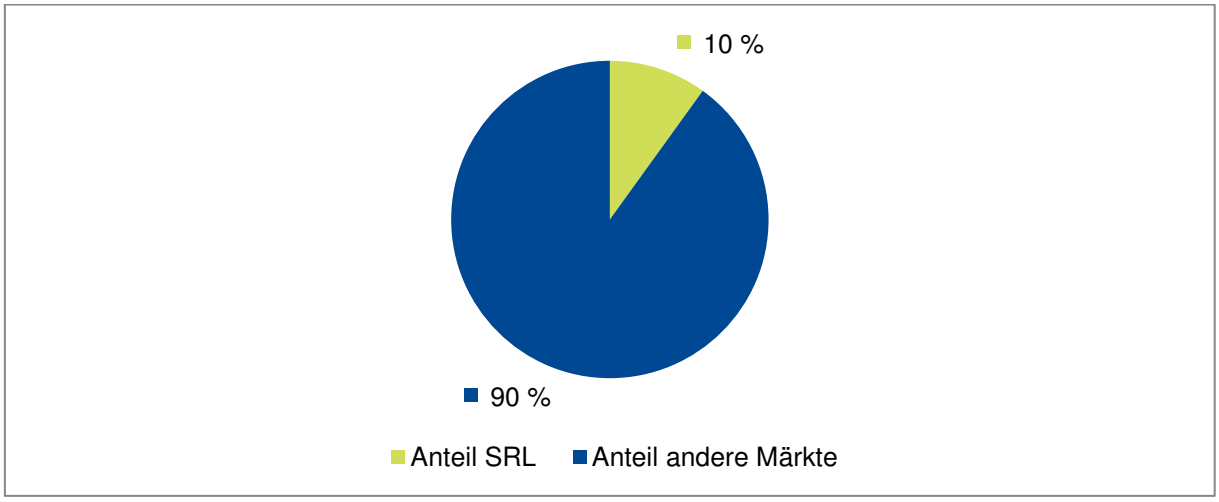


Abbildung 2-66: Anteil SRL und andere Märkte an der Ladeenergie des Gesamtpools, Probephase 3

2.3.3.23 Abweichung SRL_{IST} und SRL_{SOLL} (ERG 51)

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die Abweichung zwischen SRL_{Ist} und SRL_{Soll}.

Die Algorithmen zur Berechnung der Lastvorgabe in Probephase 1 waren noch nicht finalisiert. Entsprechend erklären sich die in Abbildung 2-67 aufgezeigten Abweichungen. Die Berechnung der Lastvorgaben war in dieser ersten Testphase noch fehlerhaft. Entsprechend fielen die Abweichungen zwischen SRL_{SOLL} und SRL_{IST} aus. Als minimale Abweichung ergab sich ein Wert von null.

Durchschnittliche Abweichung:	3	kW
Maximale Abweichung	29,4	kW
Minimale Abweichung	0	kW

Tabelle 2-9: Abweichungen SRL_{IST} zu SRL_{SOLL}, Probephase 1

Die Abweichungen zwischen SRL_{IST} und SRL_{SOLL} sind auch in der zweiten Probephase hoch. Der SRL-Regler wurde erst im Januar 2015 optimiert. Erste Erfolge sind bereits ab Mitte Januar in Abbildung 2-68 sichtbar.

Durchschnittliche Abweichung:	3,227	kW
Maximale Abweichung	26,08	kW
Minimale Abweichung	0	kW

Tabelle 2-10: Abweichungen SRL_{IST} zu SRL_{SOLL}, Probephase 2

Auch in der dritten Probephase sind die Abweichungen zwischen SRL_{IST} und SRL_{SOLL} sind nach wie vor vorhanden. Allerdings fallen diese bereits viel geringer als in den Probephasen 1 und 2 aus.

Durchschnittliche Abweichung:	0,28	kW
Maximale Abweichung	30,04	kW
Minimale Abweichung	0	kW

Tabelle 2-11: Abweichungen SRL_{IST} zu SRL_{SOLL}, Probephase 3

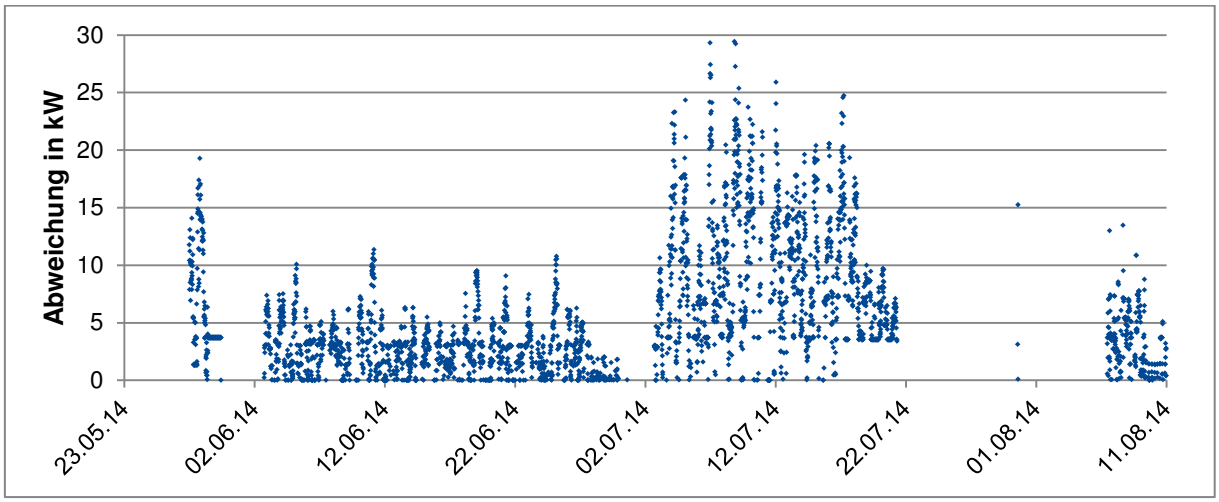


Abbildung 2-67: Abweichung SRL_{IST} zu SRL_{SOLL} nach 15 Minuten Mittelwerte vom Gesamtpool, Probephase 1

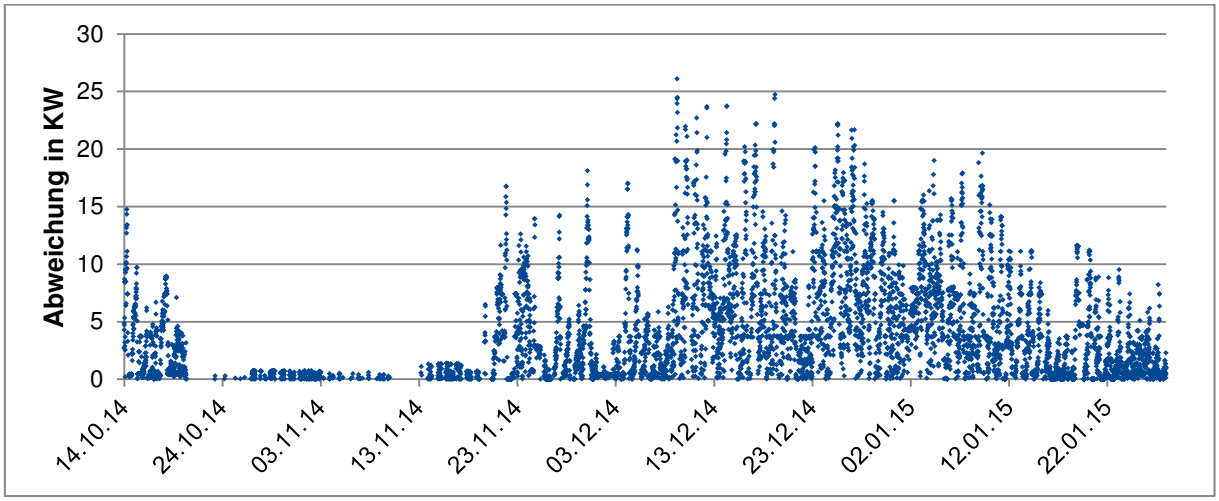


Abbildung 2-68: Abweichung SRL_{IST} zu SRL_{SOLL} nach 15 Minuten Mittelwerte vom Gesamtpool, Probephase 2

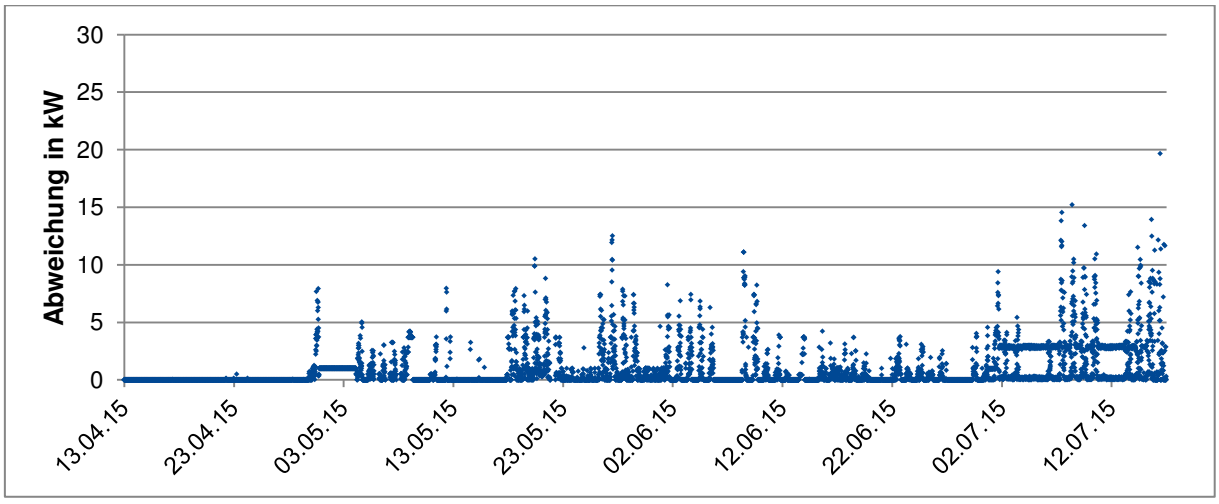


Abbildung 2-69: Abweichung SRL_{IST} zu SRL_{SOLL} nach 15 Minuten Mittelwerte vom Gesamtpool, Probephase 3

2.3.4 Zusammenfassung

Die Kernergebnisse der technischen Auswertung der drei Probephasen können wie folgt zusammengefasst werden:

Die Systemstabilität in der ersten Probephase konnte in den Folgephasen 2 und 3 wesentlich verbessert werden. Die von den Probanden präferierte Absteckzeit in den Probephasen 1 und 2 war im Zeitraum von 7:00 bis 8:00 Uhr morgens. Für das Anstecken wurde der Zeitraum von 17:00 bis 21:00 Uhr genutzt. Für eine SRL Vermarktung im NT-Zeitraum wäre eine Absteckzeit nach 08:00 Uhr wünschenswert. Im Gegensatz dazu erfolgten das Anstecken in der dritten Probephase mit Vermarktung im HT-Zeitraum durchschnittlich von 08:00 bis 11:00 Uhr und das Abstecken im Zeitraum von 17 bis 19 Uhr.

Die Anwesenheit der Fahrzeuge in Probephase 1 und 2 war mittwochs und donnerstags am höchsten. Die größten Energiemengen wurden in diesen Probephasen donnerstags und freitags geladen. In der dritten Probephase konzentrierte sich sowohl die höchste Anwesenheit als auch die Lademenge auf Dienstag. Der Anteil von gesteuerten Ladevorgängen an allen Ladevorgängen in Probephase 1 und 2 lag durchschnittlich zwischen 70 und 100 %. In Probephase 3 stieg dieser Anteil auf fast 100 %.

Ein Wechsel vom Lademode gesteuertes Laden zu Sofortladen erfolgte mit einem Anteil von circa 0,5 % eher selten. Der vorwiegende Wechselzeitpunkt lag ein bis zwei Stunden nach dem Anstecken der Fahrzeuge.

Ein Wechsel vom Lademode Sofortladen zu gesteuertes Laden erfolgte nur in 0,5 % der Ladevorgänge in zweiten Probephase.

Die Abfahrtszeiten in der Nutzer-App wurden über alle Testphasen nicht kontinuierlich durch die Probanden gepflegt bzw. die geplanten Abfahrtzeiten eingehalten. Die Abweichungen von der geplanten Verweilzeit wurden vor allem durch ein zu frühes Abstecken der Fahrzeuge erzeugt. Ein zu spätes Abstecken fand eher selten statt. Bei den Abweichungen bzgl. der Einhaltung der Abfahrtzeiten gab es in Probephase 3 Ausreißer im Bereich einer zehn- bis zwölffachen Überschreitung der geplanten Verweildauer. Gründe für diese signifikanten Abweichungen liegen in der Pflege der Kalendereinträge durch die Probanden. Dadurch liegt die resultierende mittlere Abweichung zwischen Plan- und Ist-Abfahrtszeit je nach Probephase zwischen 10 und 12 Stunden. Diese hohe Abweichung ist somit für eine energiewirtschaftliche Vermarktung nicht geeignet. Daher erfolgten ab Probephase 3 eine Prognose, Bewertung und Optimierung der vom Probanden geplanten Abfahrtzeit.

Zu den Kommunikationsanbindungen der Ladepunkte können folgende Aussagen getroffen werden. Im Probebetrieb des Projektes Gesteuertes Laden V3.0 waren die Ladepunkte der Nutzer über WLAN, PLC, Ethernet oder GSM mit dem BMW-Backend verbunden. Über alle Technologien waren Ladepunkte mit einer hohen Anzahl an Verbindungsabbrüchen vorhanden. Die Häufigkeit und auch die Dauer der Abbrüche waren hierbei unabhängig von der verwendeten Technologie. Der Wiederaufbau der Verbindungen hat teilweise sehr lange gedauert, was eine unmittelbare Auswirkung auf die Gesamtverfügbarkeit des Pools hat: Fahrzeuge können nicht angesteuert werden, obwohl diese mit dem Ladepunkt verbunden sind und geladen werden müssten. Dies führt dazu, dass die freien Ladekapazitäten der Elektrofahrzeuge energiewirtschaftlich nicht optimal genutzt werden können. Aus diesen Gründen wäre eine Reduktion der Verbindungsabbrüche für den Betrieb und die Vermarktung eines EV-Pool notwendig.

Das Anstecken der Fahrzeuge erfolgte über alle Probephasen vorwiegend mit einer freien Batteriekapazität zwischen 10 und 23 kWh. Selten wurden die Fahrzeugbatterien nahezu leer gefahren.

Die Lademenge in den ersten beiden Probephasen lag im Schnitt zwischen 8,1 und 8,5 kWh pro Ladevorgang.

Donnerstags erfolgte in den Probephasen 1 und 2 die durchschnittlich höchste Energieaufnahme. In Probephase 3 wurde insgesamt häufiger jedoch mit durchschnittlich 6,59 kWh pro Ladevorgang weniger geladen als in den ersten beiden Probephasen. Nichtsdestotrotz ergab sich aufgrund der langen Ansteckzeiten und trotz der geringen Ladeleistung von 3,7 kW in allen drei Probephasen ein gutes Verschiebepotential.

Im Durchschnitt standen sechs Stunden pro Wochentag und Ladevorgang als verschiebbare Zeit zur Verfügung.

Aufgrund der geringen Poolgröße von lediglich zehn Fahrzeugen konnten erwartungsgemäß in keiner Probephase die Mindestanforderungen für eine SRL-Vermarktung im Hinblick auf die erforderliche Verfügbarkeit erfüllt werden.

Der Energiebedarf wurde in den Probephasen 1 und 2 überwiegend über den Spotmarkt gedeckt. Im Gegensatz dazu wurde in Probephase 3 die vermarktete Lademenge überwiegend über den SRL-Markt bezogen (Faktor drei im Vergleich zu den ersten beiden Probephasen). Die Anzahl der SRL-Abrufe war in dieser Probephase zehn Mal höher als in den Probephasen eins und zwei. Jedoch wurde hier der Energiebedarf überwiegend durch Ausgleichsenergie gedeckt.

2.4 Datenauswertungen zur Wirtschaftlichkeit

Ziel dieses Kapitels ist die Betrachtung der Märkte auf Wirtschaftlichkeit und die Berechnung der Kosten pro Megawattstunde für verschiedene Vermarktungskombinationen. Damit sollen die wirtschaftlichsten Vermarktungsformen für verschiedene Poolgrößen ermittelt werden. Die Ergebnisse können genutzt werden, um zu prüfen, ob und ab welcher Poolgröße eine Anbindung von Fahrzeugpools an den Energiehandel sinnvoll ist.

2.4.1 Berechnungsgrundlagen und Annahmen.

Die Berechnung basiert auf den in Probephase 2 erhobenen Daten des Nutzerverhaltens und wurde für jede Viertelstunde des zu betrachtenden Zeitraums (automatisiert) durchgeführt. So wurden die realen Nutzervorgaben wie spezifizierte Absteckzeit, Sofortladewunsch, Puffer- und Mindestladestand berücksichtigt. Ebenso wurden die tatsächlichen An- und Absteckzeiten sowie Verbindungsabbrüche in die Datengrundlage mit einbezogen.

Es wurden die realen Day Ahead- und Intraday-Preise für diesen Zeitraum verwendet. Hierfür wurden für jeden Geltungszeitraum auch die unterschiedlichen Preise der unterschiedlichen Angebotsabgabezeiträume berücksichtigt. Es wurden nur die Informationen verwendet, die zu dem Zeitpunkt auch vorlagen und nicht rückblickend mit mehr Informationen optimiert.

Beispiel: Wird um 13:00 Uhr ein Intraday-Angebot für 17:00 Uhr abgegeben, kann der Preis anders sein, als wenn um 13:30 Uhr ein Intraday-Angebot für 17:00 Uhr abgegeben wird.

Da die Ausgleichsenergie inzwischen nie günstiger sein darf, als ein regulärer Handel, wird für den Kauf von Ausgleichsenergie stets der höchste Preis für die Erbringungsviertelstunde, für den Verkauf stets der niedrigste Preis für die betreffende Erbringungsviertelstunde verwendet.

Die verwendeten Stromnebenkosten werden in der folgenden Tabelle aufgeschlüsselt.

Stromnebenkosten 2014	**Betrag**	**Einheit**	**Beschreibung**
Preise für die Netznutzung	1,03	ct/kWh	variiert nach Netzbetreiber zzgl. Fixpreis nach Maximalleistung
Stromsteuer	2,05	ct/kWh	
Umlage nach dem EEG	6,24	ct/kWh	
Konzessionsabgabe	0,11	ct/kWh	
Umlage nach dem KWKG	0,178	ct/kWh	0-100.0 00 kWh: 0,178 ct/kWh > 100.000 kWh: 0,055 ct/kWh
Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV	0,092	ct/kWh	0-100.0 00 kWh: 0,092 ct/kWh 100.000 kWh-1.000.000 kWh: 0,482 ct/kWh
Offshore-Umlage nach § 17 f EnWG	0,25	ct/kWh	
Umlage für abschaltbare Lasten	0,009	ct/kWh	
Summe	**9,959**	**ct/kWh**	exkl. 19 % Umsatzsteuer

Tabelle 2-12: Stromnebenkosten

Die o.g. Stromnebenkosten sowie die 19 % Umsatzsteuer sind in den folgenden berechneten Kosten pro MWh enthalten.

2.4.2 Ergebnisse

Für die in Tabelle 2-13 aufgelisteten Vermarktungsszenarien wurden die Kosten pro MWh ermittelt.

Abkürzung	Definition
ID	Intraday-Vermarktung
DA	Day Ahead-Vermarktung – ganzer Bedarf
0.5 DA	Day Ahead-Vermarktung – halber Bedarf
SRL	Sekundärreserveleistung
AP	Arbeitspreis in € pro MWh

Tabelle 2-13: Abkürzungen Vermarktungsszenarien

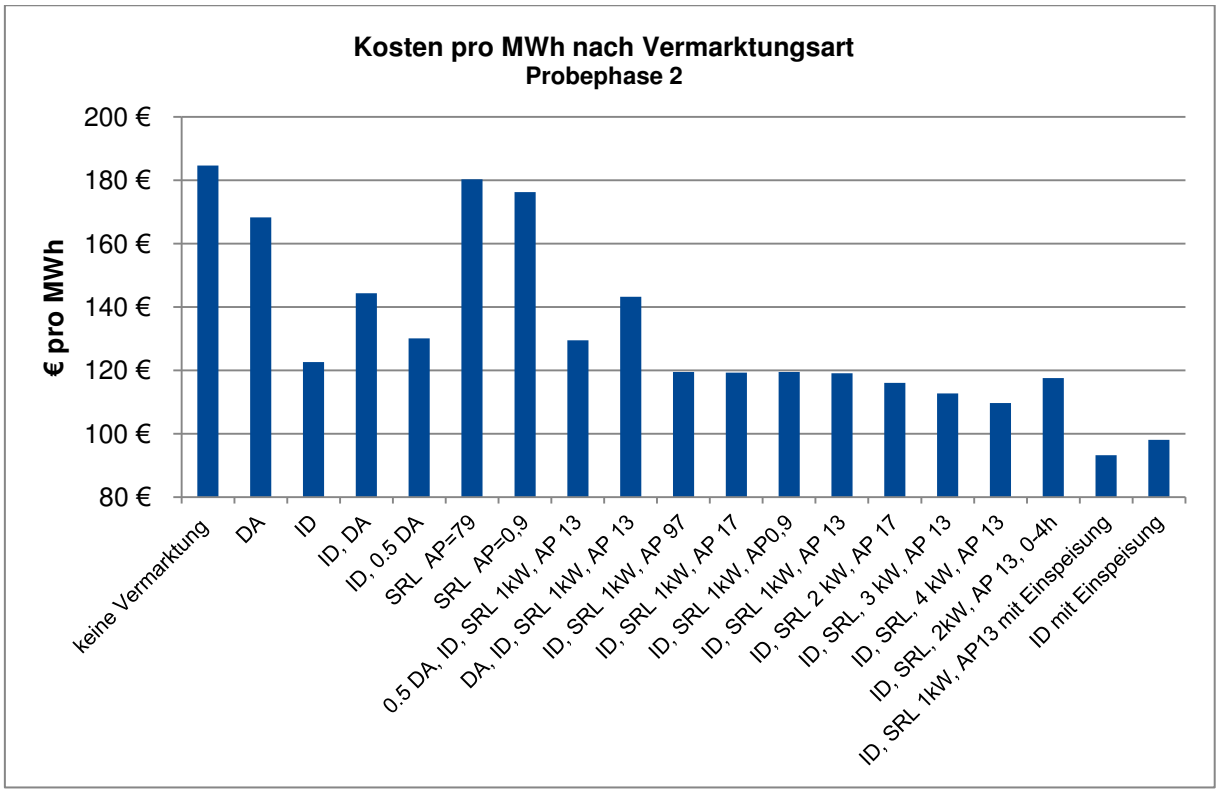


Abbildung 2-70: Kosten pro MWh nach Vermarktungsart

„Keine Vermarktung“ bezeichnet den Basisfall „Laden zu Haus im Sofortlademodus“.

Für die SRL Vermarktung wurden verschiedene Arbeitspreise verwendet. Der Arbeitspreis (AP) von 0,90 € pro MWh war der geringste AP mit den meisten Abrufen. Der AP von 79 € pro MWh der höchste, der noch für einen Abruf gezogen wurde. Die Arbeitspreise von 13 € und 17 € pro MWh waren Werte aus dem oberen und unteren Mittelfeld.

Es lassen sich zwischen den verschiedenen Vermarktungen Kosten in Höhe von 80 € pro MWh einsparen.

Im Schnitt hat ein Fahrzeug in Probephase 2 in einem Monat ca. 193 kWh geladen, in Probephase 1 ca. 99 kWh. Es ließen sich also pro Fahrzeug und Monat maximal 15,44 € einsparen.

Eine Day Ahead Vermarktung (DA) ist für Elektrofahrzeuge nicht zu empfehlen.

Die Intraday-optimierte Vermarktung ist für eine günstige Vermarktung erforderlich und bewirkt allein bereits eine Kostensenkung um 60€ pro MWh. Dies entspricht nach den Daten aus Probephase 2 im Durchschnitt 11,58€ pro Monat und Fahrzeug.

Die weiteren Einsparungen durch SRL und/oder Rückspeisung sind vorhanden aber eher gering, so dass die entstehenden Aufwände sich höchstens bei einer sehr hohen Anzahl Elektrofahrzeuge rechnen könnten. Als rückspeisbare Energiemenge wurde das Delta zwischen aktuellem und gewünschtem Sicherheitsladestand verwendet. Zwar sind die Einsparungen mit Rückspeisung am höchsten, jedoch sind die Kosten für die erforderliche Technik sowie die Kundenakzeptanz aktuell unbekannt.

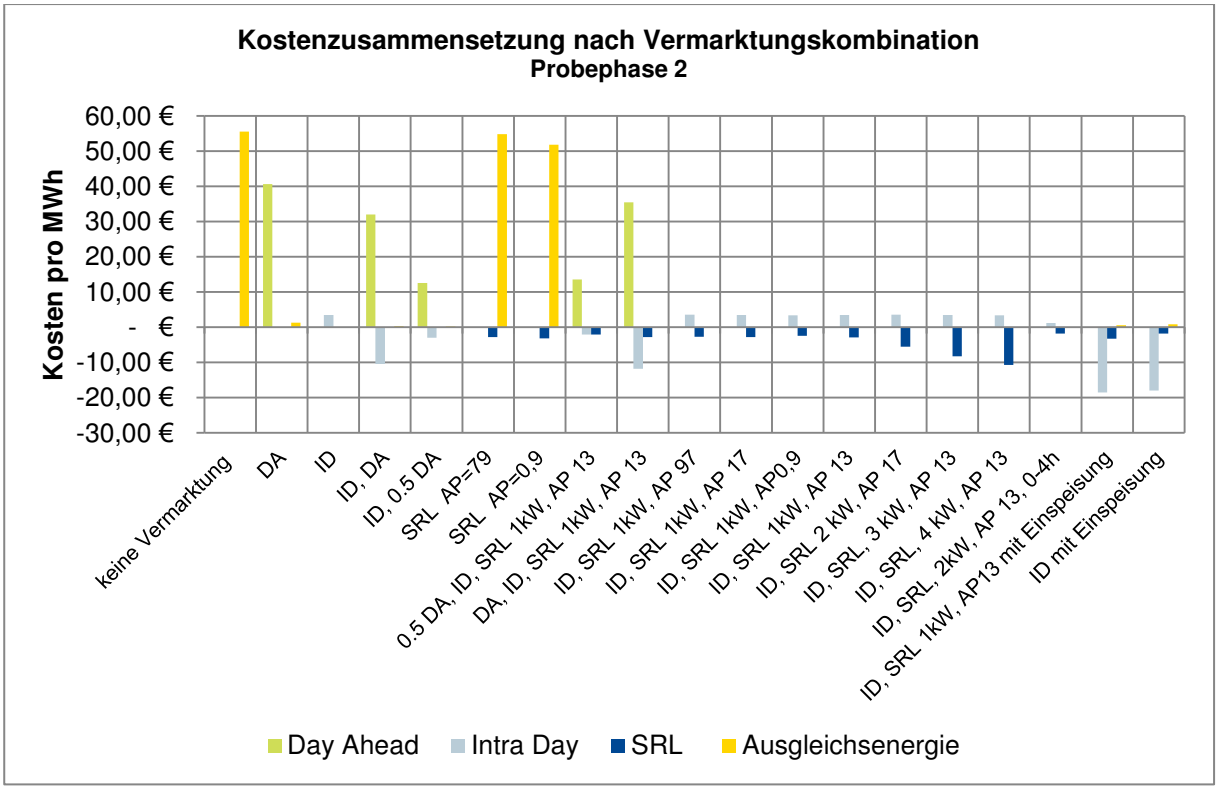


Abbildung 2-71: Kostenzusammensetzung nach Vermarktungskombination

2.5 Auswertungen zur Kommunikation zwischen Fahrzeug und Backend

2.5.1 Anpassungsbedarf

Für eine optimale Vermarktung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen, wurden folgende Anpassungsvorschläge an der ISO 15118 identifiziert:

1. Die Übermittlung eines verbindlichen Ladeplanes anstelle eines nur nach oben begrenzenden, maximalen Ladeplans ist insbesondere für die Vermarktung an Regelmärkten erforderlich.
2. Der Bedarf von zusätzlich zu der Batterieladung notwendiger Energie (Erhaltungsladung, Vorkonditionierung etc.), die entsprechend nicht über Ladepläne eingeplant ist, sollte dem EV-Pool (Backend) bis zu einer Stunde im Voraus gemeldet werden.
3. State of Charge (SOC): Um eine hohe Regelleistungsgüte erreichen zu können, ist eine verpflichtende viertelstündliche Übermittlung des SOC bzw. der noch freien Batteriekapazität unerlässlich.

2.5.2 Alternativen

Die nachstehenden Lösungen wurden skizziert; diese können die Verfügbarkeit der oben genannten Informationen für den EV-Pool (Backend) jedoch nicht vollumfänglich ersetzen:

1. Iterative Berechnung des Ladebedarfes durch den EV-Pool (Backend) nach folgender Logik:
    a. Übermittlung einer absteigenden Tarifkurve an das zu prüfende Fahrzeug
    b. Übermittlung eines Ladeplanes mit maximaler Ladeleistung über einen Zeitraum, der zum vollständigen Laden des Fahrzeugs benötigt wird. Dieser Zeitraum kann über die max. Batteriekapazität und die max. Ladeleistung in Stunden berechnet werden.
    c. Wird dem Ladeplan nicht gefolgt, so wird der Ladeplan um eine Viertelstunde gekürzt, bis eine Leistungsaufnahme erfolgt.
    d. Der Energiebedarf könnte somit iterativ grob errechnet werden.
2. Steuerung über Tarifkurven
   Für große Pools müsste geprüft werden, ob eine Prognose anhand der Tarifkurven möglich ist, um die Notwendigkeit der regelmäßigen SOC-Übermittlung zu umgehen und den Berechnungsaufwand bei großen Pools zu reduzieren.
    a. Prognose der Last anhand historischer Daten nach Tageszeit, Typtag und Tarifstufe.
    b. Handel der prognostizierten Last.

   Dies erscheint als eine sehr performante und übersichtliche Lösung, welche jedoch nur für große Pools mit einem verlässlichen „Durchschnittsverhalten“ geeignet ist.

2.6 Datenauswertungen zur Reduzierung von Ausgleichsenergie

In Probephase 2 wurden 29.550 kWh eingekauft, davon fielen 11.364 kWh in die Ausgleichsenergie.

Ausgleichsenergie ist auf Grund von gesetzlichen Vorschriften immer teurer als regulär bezogene Energie. Daher ist der Bedarf an Ausgleichsenergie zu minimieren.

Mögliche Ursachen, die Abweichungen vom Ladeplan erzeugen können, und somit einen erhöhten Bedarf an Ausgleichsenergie verursachen:

1. Fehlerhafte Angaben der Verweilzeiten
2. Verbindungsabbrüche
3. Unerwartete Sofortladevorgänge
4. Einhaltung der Ladepläne des EV-Pools durch die Elektrofahrzeuge (EV)

Diese Ursachen werden im Folgenden für die Daten aus der Probephase 2 betrachtet. Für die Auswertungen wurden die Verbindungsabbrüche annäherungsweise herausgerechnet.

2.6.1 Fehlerhafte Angaben der Verweilzeiten

2.6.1.1 Begrifflichkeiten

Ladevorgang: Ein Ladevorgang bezeichnet den Vorgang Anstecken eines Fahrzeuges, Abstecken eines Fahrzeuges und beliebig viele Ladephasen zwischen dem Anstecken und Abstecken des Fahrzeuges.

Verweilzeit: Die Verweilzeit bezeichnet den Zeitraum eines Ladevorgangs.

2.6.1.2 Analyse

Werden die angegebenen mit den tatsächlichen Abfahrtszeiten verglichen, so findet man schnell eine Erklärung für den hohen Bedarf an Ausgleichsenergie.

Als „negative Abweichung“ wird folgend der Mittelwert der Differenzen zwischen angegebener und tatsächlicher Verweilzeit bezeichnet, bei denen der tatsächliche Absteckzeitpunkt vor dem angegebenen liegt.

Insgesamt waren die Fahrzeuge in der Probephase 2 für 9.360 Stunden an den Ladepunkten angebunden.

Die Abweichung von den angegebenen Verweilzeiten betrug in Summe 6.815 Stunden. Hiervon wurde insgesamt 6.796 Stunden zu früh abgesteckt.

Aufgeteilt auf die teilnehmenden Fahrzeuge wird dies für die Probephase 2 in der folgenden Grafik verdeutlicht dargestellt.

Hier ist deutlich erkennbar, dass die Abweichungen sehr hoch sind und die tatsächliche Verweilzeit teilweise sogar überschreiten.

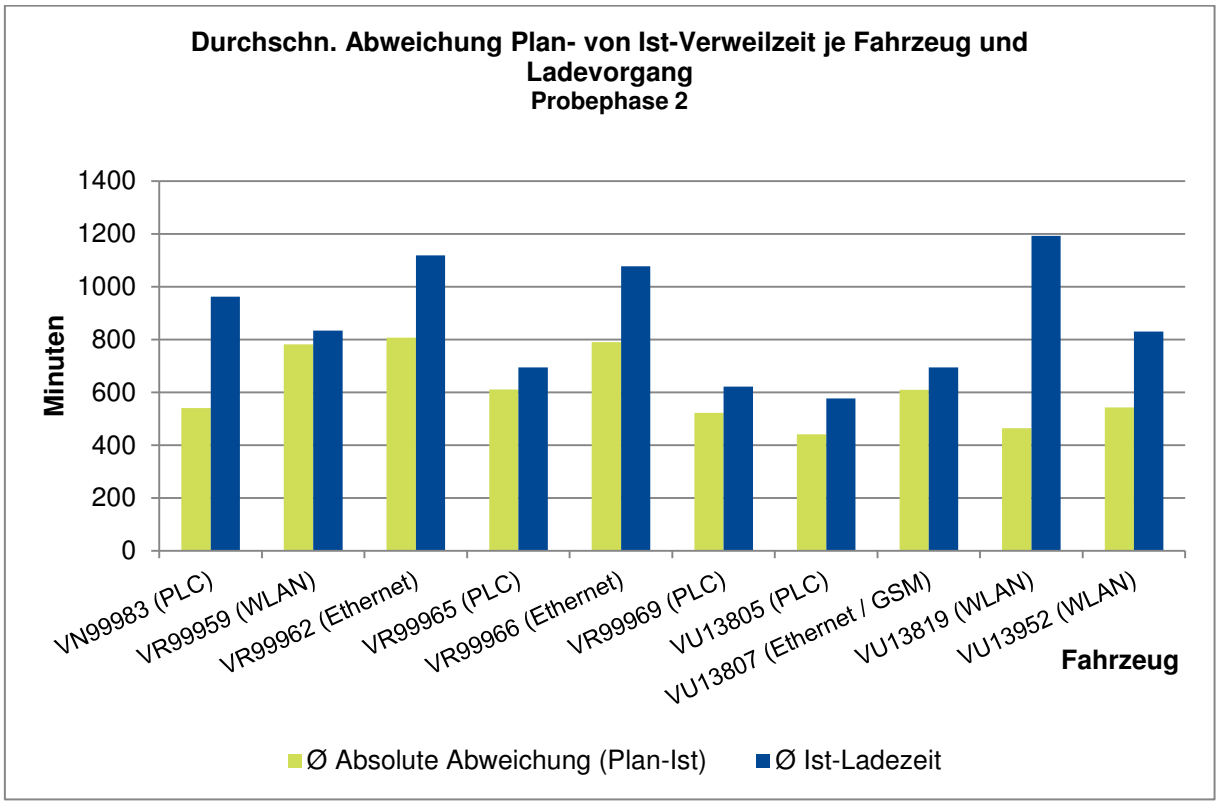


Abbildung 2-72: Abweichungen der Abfahrtszeiten

Ausgleichsenergie wird häufig benötigt, wenn ein Fahrzeug vorzeitig abgesteckt wird, da ein Handel am Intraday-Markt spätestens 45 Minuten vor Erbringung getätigt werden muss.

Um dieses Verhalten genauer zu charakterisieren und Hinweise auf mögliche Optimierungsmaßnahmen zu finden, wurden weitere Auswertungen erstellt.

Insgesamt wurde ein Großteil der Ladevorgänge in Probephase 2 zu früh beendet. Über die Hälfte der Ladevorgänge wurden mehr als eine Stunde vor der angegebenen Abfahrtszeit beendet. Ein Optimierungsbedarf ist hier also zu finden, siehe nachstehende Abbildung 2-73.

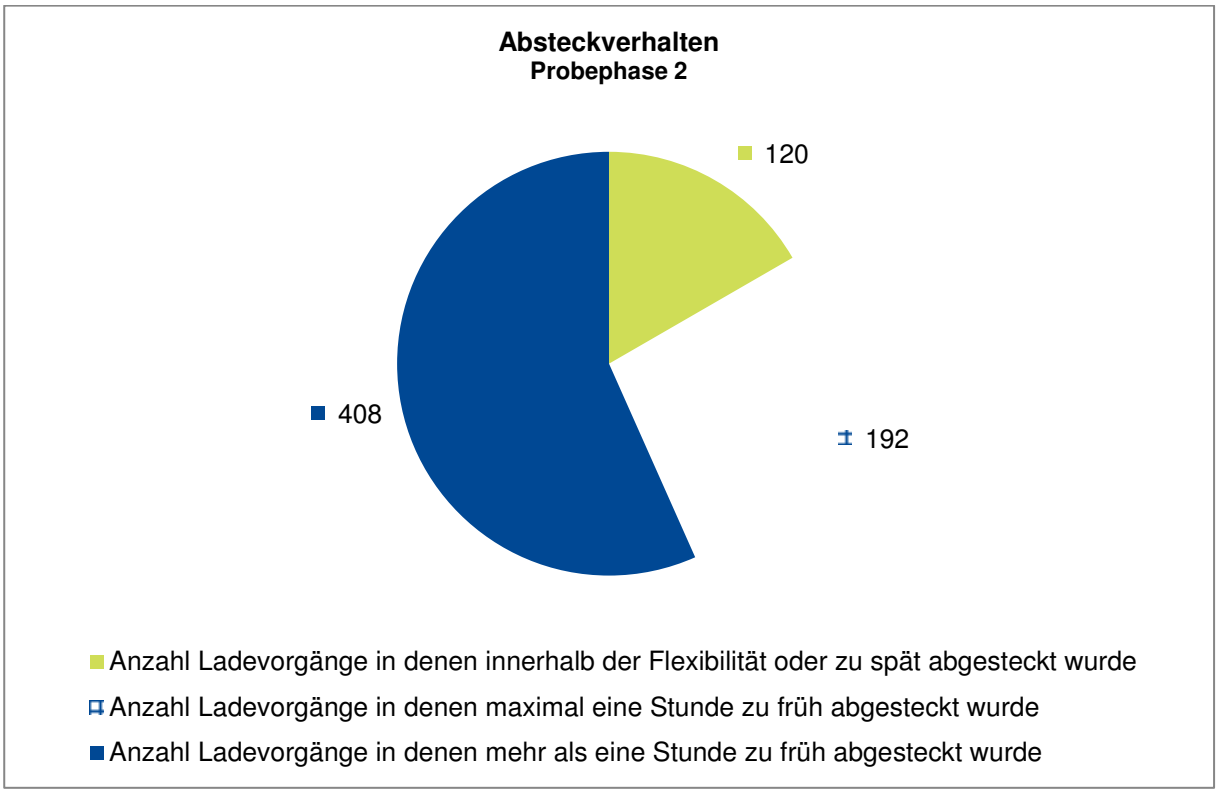


Abbildung 2-73: Absteckverhalten

Die Abbildung 2-74 veranschaulicht das Verhältnis zwischen der durchschnittlich angegebenen und tatsächlichen Verweilzeit. Das Ergebnis legt die Vermutung nahe, dass die Absteckzeiten häufig nicht richtig durch die Fahrzeughalter gepflegt wurden.

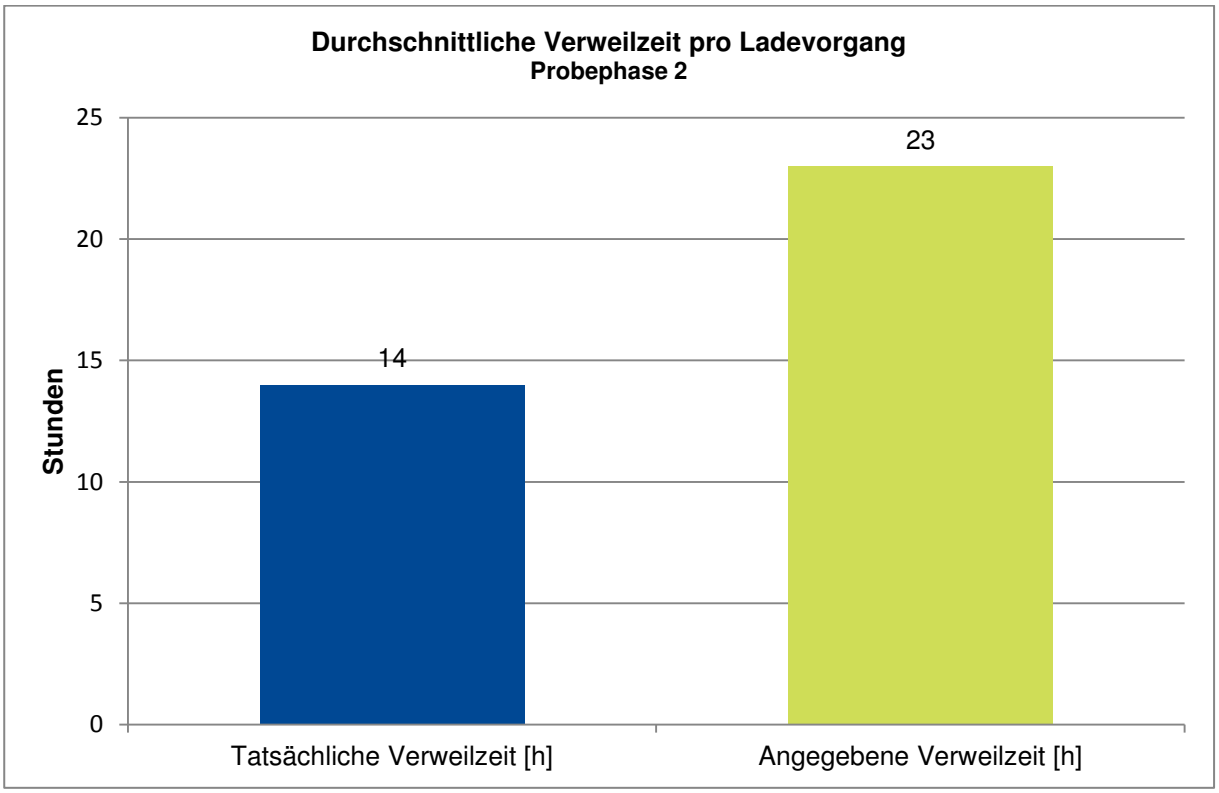


Abbildung 2-74: Durchschnittliche Verweilzeit pro Ladevorgang

2.6.1.3 Abgeleitete Optimierungsmaßnahmen

Zwar muss die angegebene Abfahrtszeit berücksichtigt werden, um zu diesem Zeitpunkt den gewünschten Ladestand erreicht zu haben, für die Vermarktung sollte aber eine interne Begrenzung stattfinden.

Aus diesen Erkenntnissen wurden folgende Optimierungsmaßnahmen abgeleitet:

- Maßnahme A: spezifizierte Abfahrtszeit wird auf durchschnittliche Abfahrtszeit des Fahrzeuges begrenzt
- Maßnahme B: spezifizierte Abfahrtszeit wird um eine Stunde reduziert
- Maßnahme C: Verweilzeit wird auf 14 Stunden begrenzt

Anschließend erfolgte die Bewertung der Auswirkung dieser Maßnahmen hinsichtlich der Anzahl der Ladevorgänge, die zu früh abgesteckt wurden.

Von den korrigierten Abfahrtszeiten wurde noch einmal die Gesamtabweichung zu den tatsächlichen Abfahrtszeiten bestimmt. Diese sollte ebenfalls geringer sein, als die Gesamtabweichung von den angegebenen Abfahrtszeiten.

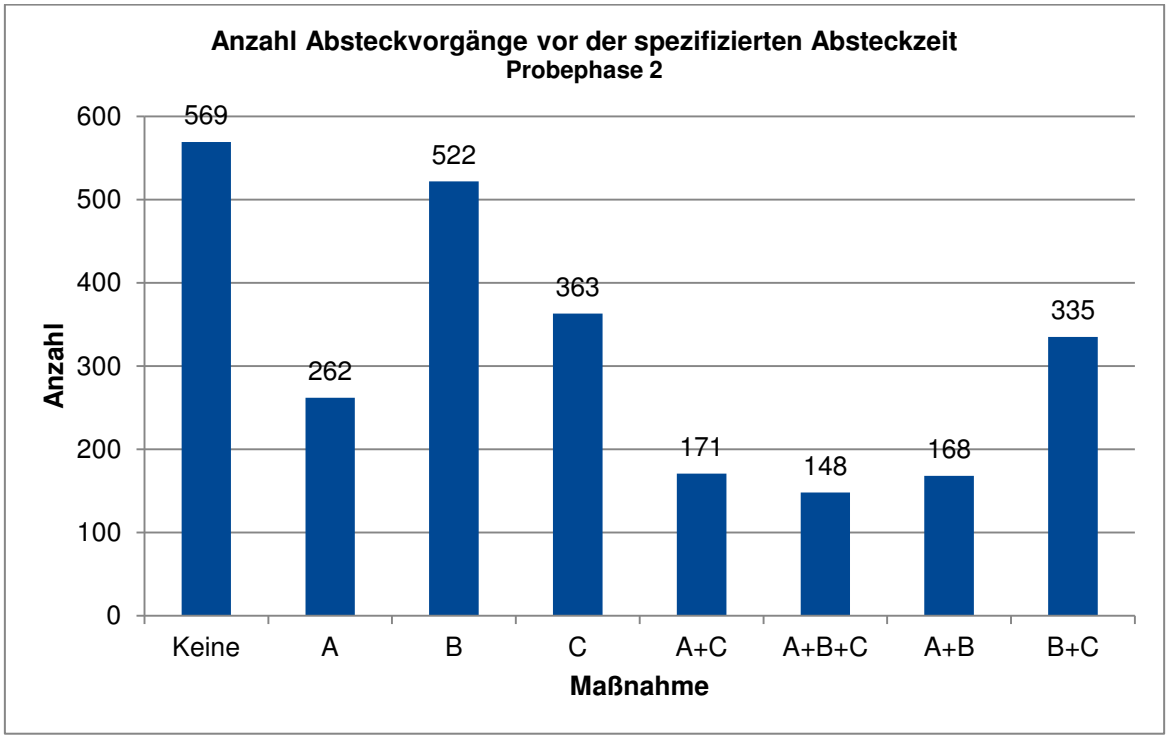


Abbildung 2-75: Summe vorzeitige Absteckvorgänge pro Maßnahme

Insgesamt wurde die Anzahl der Absteckvorgänge, die zu früh beendet wurden durch die Kombination der Maßnahmen A, B und C am weitesten reduziert, gefolgt von der Kombination der Maßnahmen A und B sowie A und C.

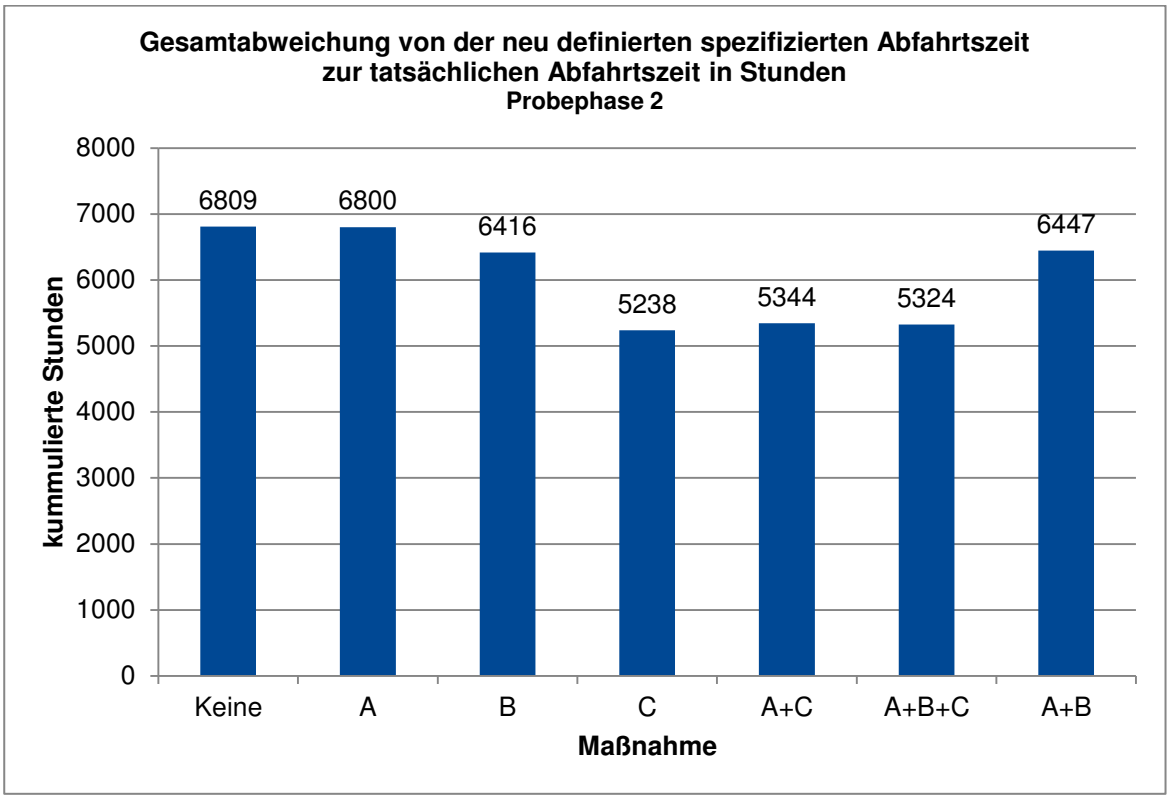


Abbildung 2-76: Gesamtabweichung pro Maßnahme

Die Gesamtabweichung ist durch Verwendung der Maßnahme C am geringsten. An zweiter Stelle folgt aber die Kombination der Maßnahmen A, B und C. Da sich das vorplanmäßige Abstecken schlechter auf die Ausgleichsenergie auswirkt, wird die Kombination der drei Maßnahmen umgesetzt.

2.6.1.4 Fazit

Die Kombination aus den drei Maßnahmen

- Reduktion auf die durchschnittliche Absteckzeit pro Fahrzeug,
- Kürzung der spezifizierten Abfahrtszeit um eine Stunde und
- Reduktion der Verweildauer auf 14 Stunden,

ermöglich das beste Ergebnis.

Die Anzahl der vorzeitig abgesteckten Fahrzeuge wurde so um 75 % von 600 auf 148 reduziert.

Die Summe der daraus resultierenden Gesamtabweichung wurde um 25 % von 6.809 h auf 5324 h reduziert.

2.6.2 Verbindungsabbrüche

2.6.2.1 Analyse

Die tatsächlichen An- und Absteckzeiten innerhalb der drei Probephasen können nicht eindeutig ermittelt werden, da nicht zwischen einem Verbindungsabbruch und einem nicht angesteckten Fahrzeug unterschieden werden kann.

Zur Annäherung der tatsächlichen An- und Absteckzeiten wurden alle Ladevorgänge, mit der vom Kunden spezifizierten Abfahrtszeit und unterschiedlichen Ankunftszeiten zu einem Ladevorgang zusammengefasst, und die Abbrüche in diesem Gesamtladevorgang als Verbindungsabbruch definiert. Es werden aber nur Verbindungsabbrüche als wirkliche Verbindungsabbrüche betrachtet, wenn sie unter 60 Minuten andauern, um Ungenauigkeiten beim Eintragen der Abfahrtszeiten nicht als „Verbindungsabbrüche“ zu werten.

An der Anzahl der Verbindungsabbrüche kann softwareseitig wenig Einfluss genommen werden. Dennoch wird in der folgenden Abbildung dargestellt, wie erheblich die Auswirkungen dieser Kommunikationsabbrüche auf die Datenqualität sind. Die folgenden Auswertungen beziehen sich auf die Daten aus der Probephase 2.

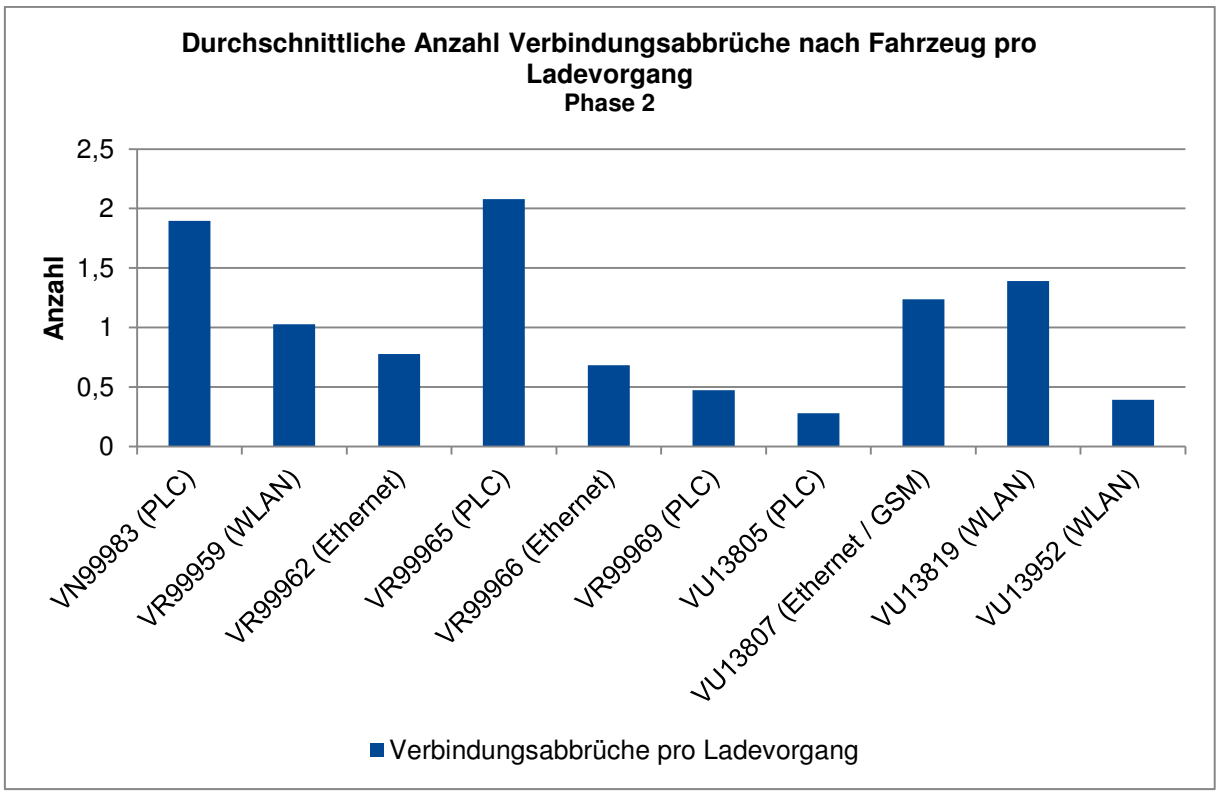


Abbildung 2-77: Verbindungsabbrüche pro Fahrzeug in Probephase 2

Pro Fahrzeug gab es in Probephase 2 bis zu 133 Verbindungsabbrüche.

Insgesamt können keine direkten Zusammenhänge zwischen Anzahl und Dauer der Verbindungsabbreche zur Kommunikationstechnologie festgestellt werden.

Um zu prüfen, ob die Verbindungsabbrüche vielleicht nur wenige Sekunden andauerten und die Verzögerung der Reaktion des Systems auf z.B. eine Minute die Problematik beheben könnte, wurde die Dauer der Kommunikationsausfälle ermittelt.

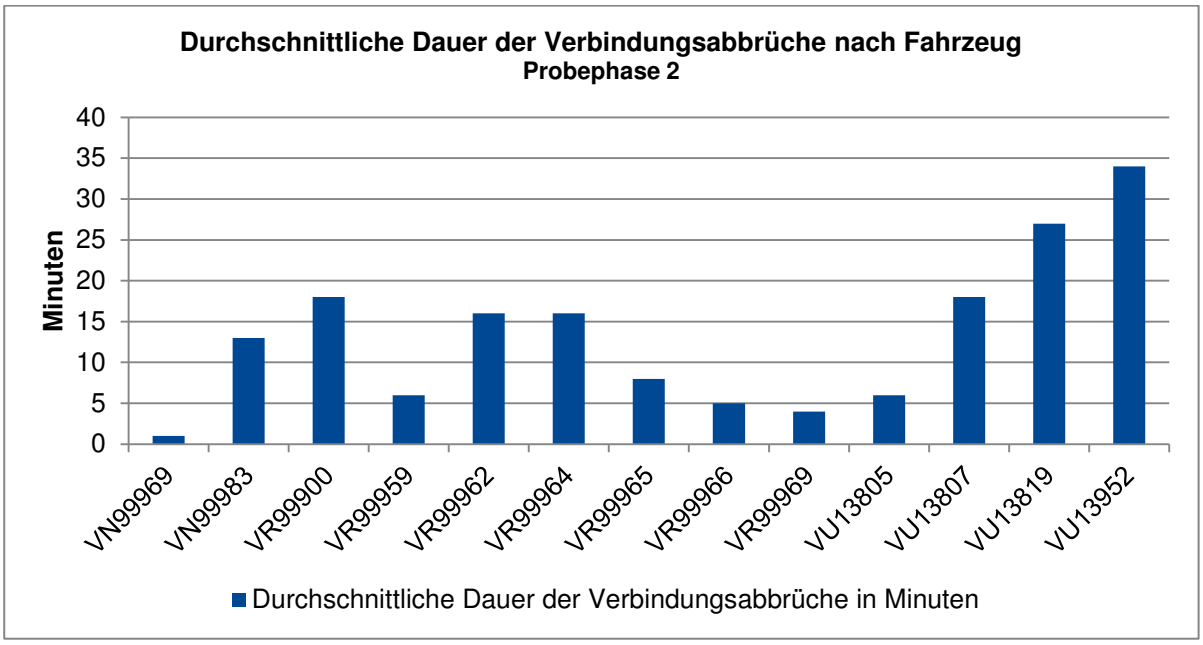


Abbildung 2-78: Durchschnittliche Dauer der Verbindungsabbrüche in Minuten

Insbesondere beim Fahrzeug VU13952 waren die Verbindungsausfälle nicht nur besonders häufig, sondern auch besonders lang.

Es gab in allen drei Probephasen sehr viele auch sehr lange Verbindungsabbrüche.

Dies ist für die Anbindung an einen Regelleistungsmarkt ungeeignet.

Beim Intraday-Markt stellt sich das Problem, dass während des Verbindungsabbruchs unbekannt ist, ob es sich um einen Verbindungsabbruch handelt, und das Fahrzeug nach Fahrplan lädt, oder ob das Fahrzeug abgesteckt wurde.

2.6.2.2 Vergleich der Konzepte

Zwischen den Ladepunkten im Probebetrieb Berlin und dem von EWE entwickelten Ladepunkt bestehen hinsichtlich „Eigenintelligenz“ und Kommunikationsanbindung wesentliche Unterschiede. Der EWE Ladepunkt enthält eine zentrale Steuereinheit, welche u.a. auch die Kommunikationsanbindung zum Backend überwachen lässt.

Konzept	**Verbindungsabbrüche**	
	Ø Anzahl	Ø Dauer
Probebetrieb Berlin BMW Ladepunkt ist nur bei angestecktem Fahrzeug „online“.	67,6 pro Fzg. in Probephase 2 (0,62 / h, bei einer Ø Ansteckdauer von 109 h)	21 Minuten
Laborbetrieb Oldenburg EWE Ladepunkt ist permanent „online“.	278 pro Ladepunkt und Monat (0,38 /h)	0,47 Minuten

Tabelle 2-14: Konzeptvergleich

Auch der EWE Ladepunkt zeigte durchschnittliche 278 Verbindungsabbrüche pro Monat. Diese dauerten aber im Schnitt nur 28 Sekunden an, da eine Wiederherstellung der Verbindung direkt initiiert wurde und eine Unterscheidung zwischen Verbindungsabbruch und „Fahrzeug abgesteckt“ möglich ist.

Mit kurzen Verbindungsabbrüchen, die auch als solche identifiziert werden, kann der EV-Pool umgehen.

An der Anzahl der Verbindungsabbrüche kann bei kostengünstigen Anbindungen wenig geändert werden. Die Reduktion der Dauer durch stetige Wiederverbindungsversuche ist aber sehr sinnvoll.

2.6.3 Ladeverhalten

Werden Fahrzeuge im Sofortlademodus angesteckt, so müssen diese „Sofort“ geladen werden.

Diese Laststeigerung kann nicht durch Intraday-Handel ausgeglichen werden, da hier eine Vorlaufzeit von 45 Minuten benötigt wird.

Sollte der Gesamtfahrplan diese Last noch nicht enthalten, so läuft der Sofortlademodus für die erste Stunde in die Ausgleichsenergie.

2.6.3.1 Analyse

Insgesamt wurden von 720 Ladevorgängen 100 im Sofortlademodus abgefahren. Da ein Intraday-Angebot spätestens 45 Minuten vor Erbringung gehandelt werden, und die Berechnung zuvor stattfinden muss, führten 400 Viertelstunden zu sofortladebedingten Abweichungen.

Um hier ein geeignetes Verfahren zu finden, wurden zunächst weitere Untersuchungen angestoßen.

Zunächst wurde das Ladeverhalten an Wochentagen betrachtet.

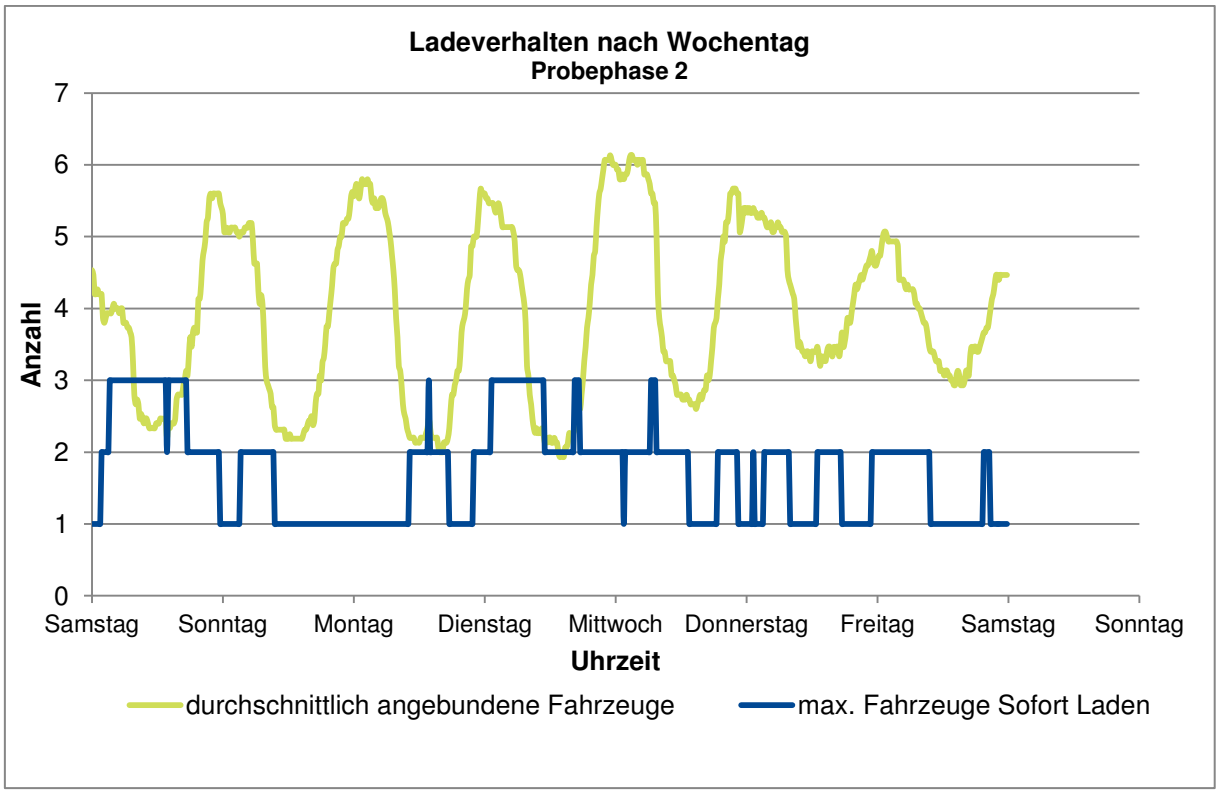


Abbildung 2-79: Ladeverhalten nach Wochentag

Im nächsten Schritt wurde für jeden Wochentag der durchschnittliche prozentuale Anteil von angebundenen Fahrzeugen im Sofortlademodus zu den insgesamt angebundenen Fahrzeugen sowie zu allen Fahrzeugen der Probephase (also 10) berechnet.

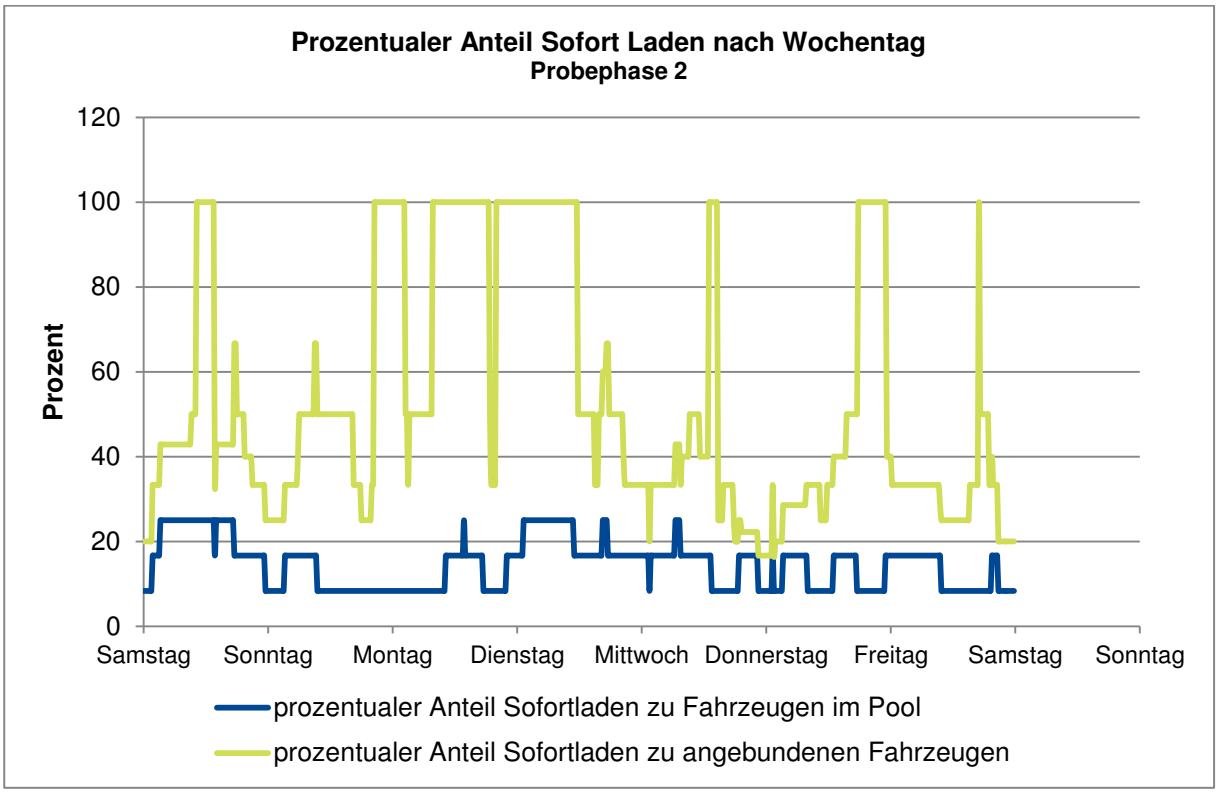


Abbildung 2-80: Prozentualer Anteil Sofort Laden nach Wochentag

Die Periodizität ist hier weniger ausgeprägt. Jedoch wird bis auf sonntags stets ein Peak erreicht, in dem alle angebundenen Fahrzeuge im Sofortlademodus laden.

In der folgenden Abbildung erfolgt eine Auswertung, wie hoch die Wahrscheinlichkeit ist, dass eine bestimmt Anzahl Fahrzeuge zu einer bestimmten Zeit online ist.

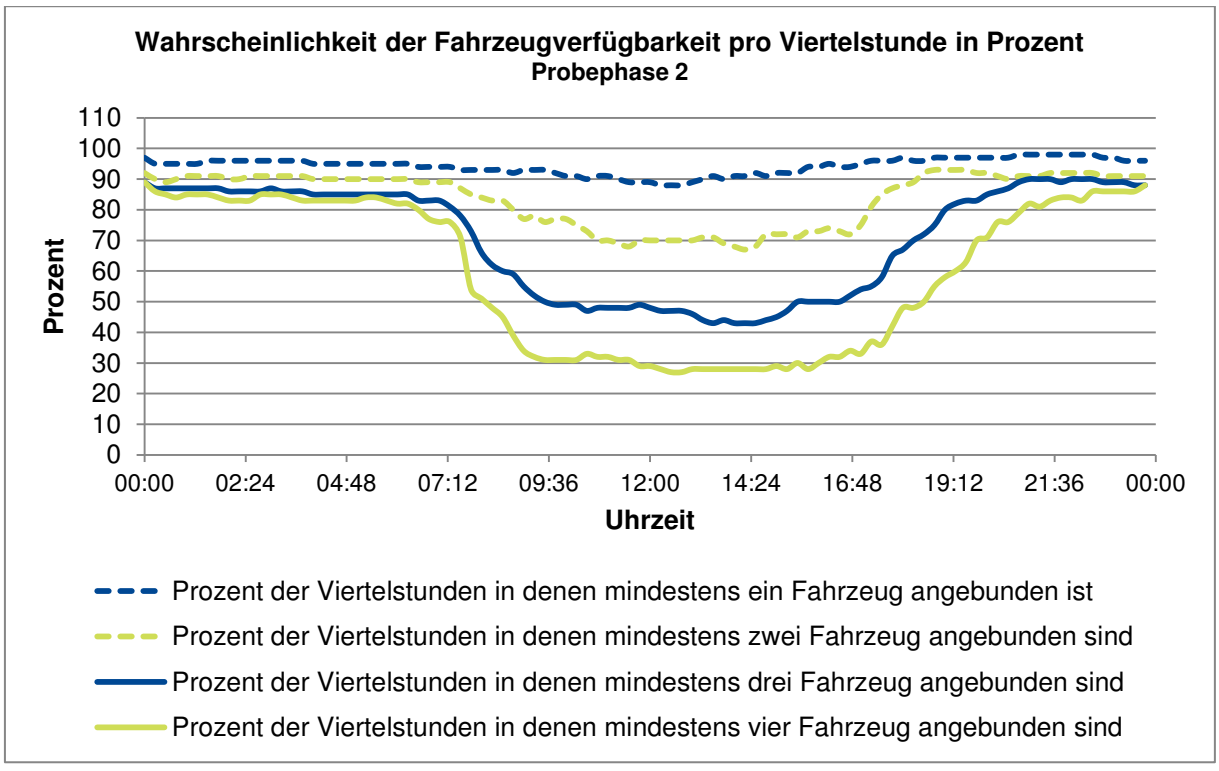


Abbildung 2-81: Wahrscheinlichkeit der Fahrzeugverfügbarkeit pro Viertelstunde in Prozent

2.6.3.2 Maßnahmen

Um geeignete Optimierungsmaßnahmen zu definieren, wurde zunächst versucht einen minimalen Fahrplan zu erstellen, der möglichst auch Fahrzeuge, die neu im Sofortlademodus angesteckt werden, berücksichtigt.

Für die weiteren Berechnungen wurden Daten der zuvor beschriebenen Optimierung der spezifizierten Abfahrtszeiten einschließlich der herausgerechneten Verbindungsabbrüche als Datenbasis verwendet.

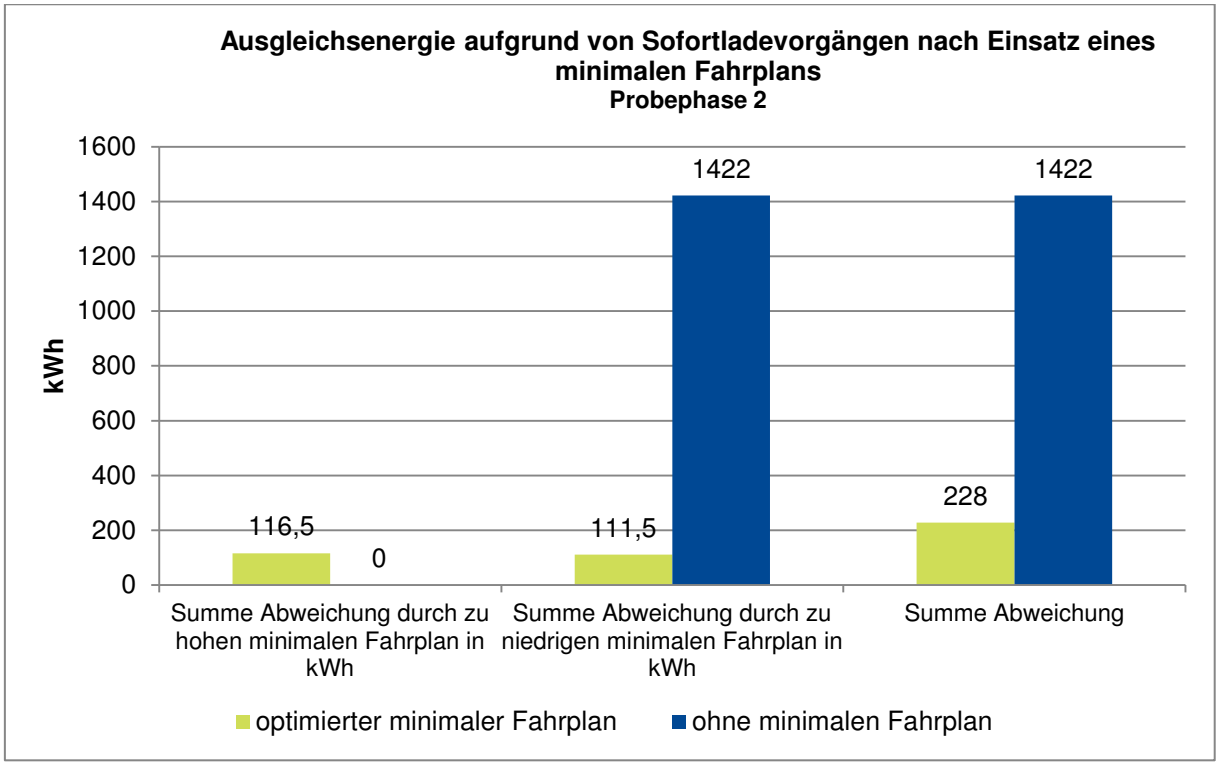


Abbildung 2-82: Ausgleichsenergie aufgrund von Sofortladevorgängen mit Minimal-Fahrplan

Die Einführung eines minimalen Fahrplans reduziert die Abweichungen und somit Ausgleichsenergie durch Sofortladevorgänge deutlich.

Der minimale Fahrplan für die Viertelstunde in einer Stunde wird mindestens auf die Summe der aktuell im Sofortlademodus angebunden Fahrzeugleistung gesetzt, auch wenn die spezifizierte Abfahrtszeit vor dem Erbringungszeitraum liegt.

Sollte mehr als ein Drittel aller Fahrzeuge des Pools angebunden sein, so wird der Fahrplan auf ein Zehntel der maximalen Poolleistung gesetzt, auch wenn dies die Summe der aktuell im Sofortlademodus angebunden Fahrzeugleistung überschreitet.

Als Datenbasis werden die optimierten spezifizierten Abfahrtszeiten verwendet.

Die Abweichungen durch Sofortladevorgänge konnten in Probephase 2 durch die Einführung eines minimalen Fahrplans von 1.422 kWh auf 228 kWh reduziert werden.

2.6.4 Ladeplaneinhaltung

2.6.4.1 Analyse

Die Einhaltung der Ladepläne durch die Elektrofahrzeuge ließ i.d.R. zum Ende eines Ladevorgangs nach. Die Fahrzeuge nehmen keine verbindlichen Ladepläne entgegennehmen, sondern der Ladeplan beschreibt lediglich die maximale Ladeleistung über die Zeit, in dessen Grenzen das Fahrzeug selbstständig lädt. Entspricht die Energiemenge des Ladeplans der benötigten Ladeenergie zum Erreichen des Wunsch-SOC, so wird dieser Ladeplan exakt vom Fahrzeug abgefahren.

Aktuell wird der aktuelle Ladestand nach ISO 15118 lediglich beim Ansteckvorgang vom Fahrzeug kommuniziert. Um sicherzugehen, dass der Nutzer den Wunsch-SOC zum Abfahrtszeitpunkt erhält, wurde die Energiemenge des Ladeplans eher zu hoch als zu niedrig gewählt.

In Abbildung 2-83 wird die durchschnittliche Abweichung pro Fahrzeug dargestellt. Hierzu wurden nur die Werte verwendet, bei denen der Sollwert größer als 0 ist.

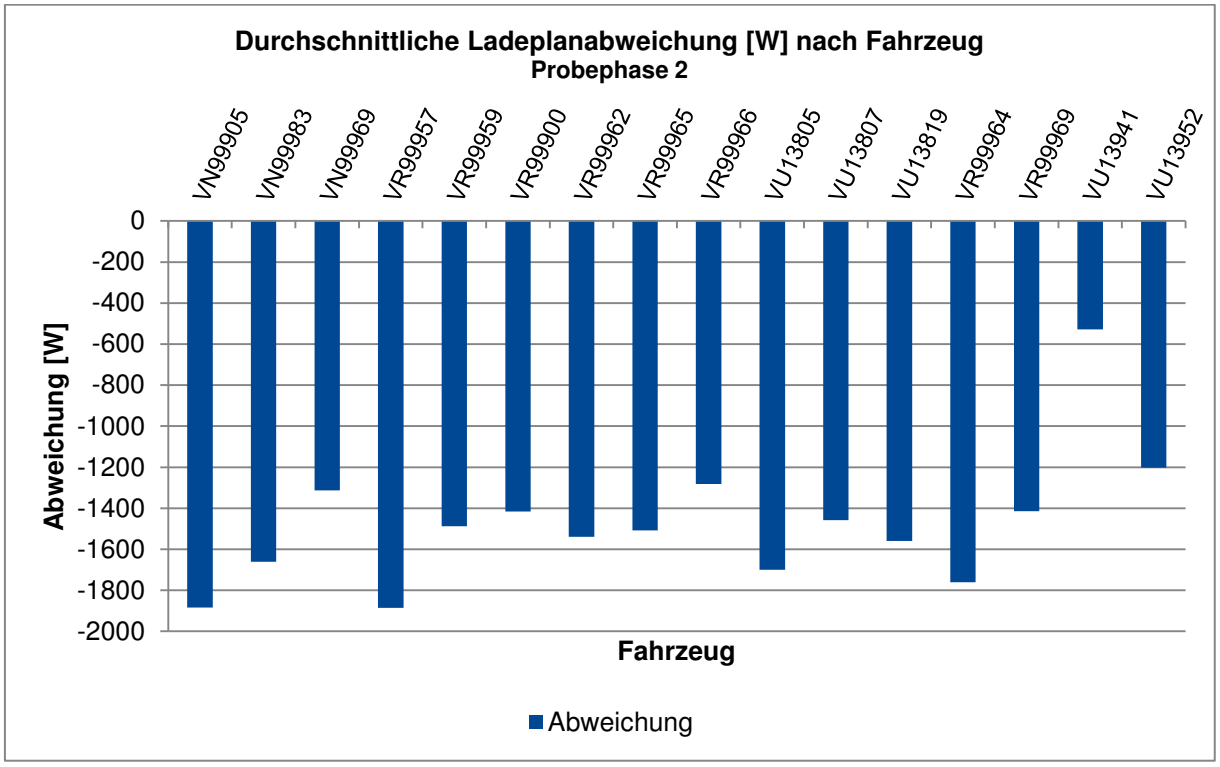


Abbildung 2-83: Durchschnittliche Ladeplanabweichung [W] nach Fahrzeug

Bei jedem Fahrzeug sieht man eine signifikante Unterschreitung der tatsächlichen Leistung zum Fahrplan.

Nähere Analysen zeigten, dass diese Unterschreitungen nur bei Fahrzeugen stattfanden, die auf 100 % geladen werden sollten.

Dies ist dadurch begründet, dass der EV-Pool die tatsächliche Ladestände (SOC) schätzen muss. Ist ein Fahrzeug bereits vollgeladen, der EV-Pool hat aber noch eine kleine freie Lademenge berechnet, so versucht dieser jede Viertelstunde den Fahrplan zu korrigieren, um die vermeintliche freie Lademenge zu laden. Das Fahrzeug kann diesem Ladeplan jedoch nicht mehr folgen und es erfolgt eine Fahrplandifferenz um die vermeintliche freie Lademenge für jede Viertelstunde bis zum Absteckvorgang des Fahrzeugs.

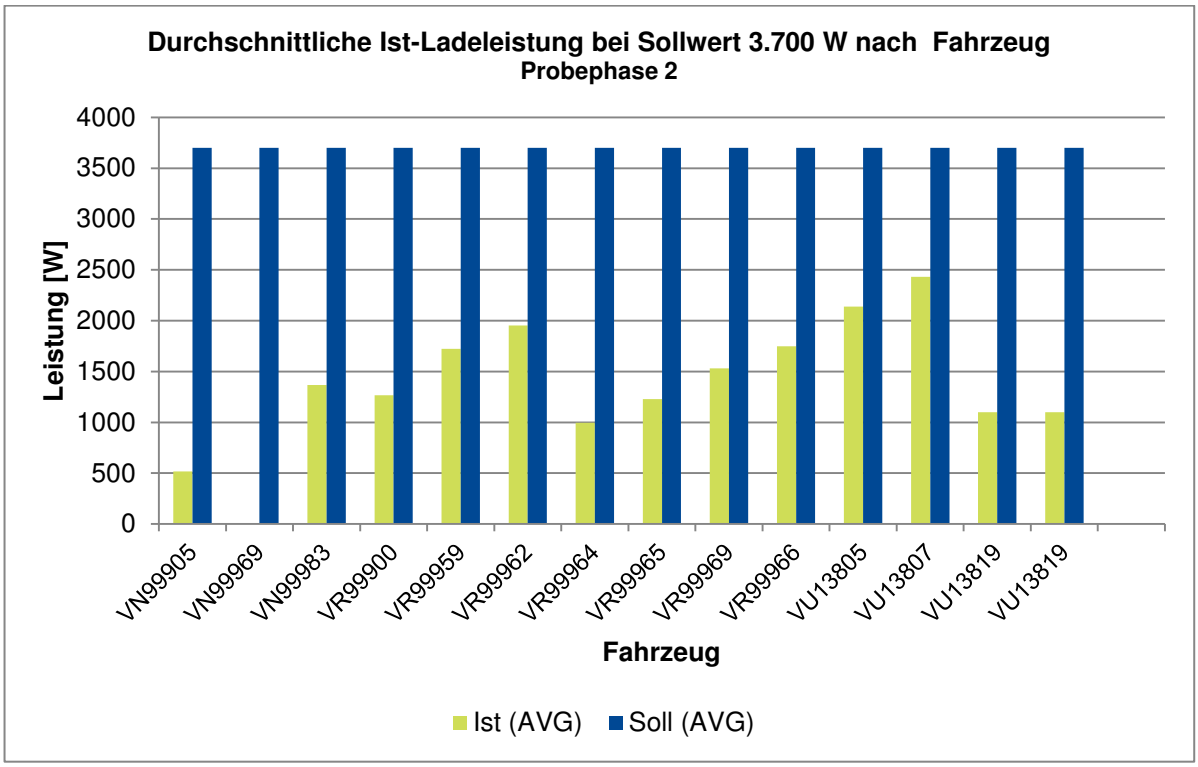


Abbildung 2-84: Durchschnittliche Ist-Ladeleistung bei Sollwert 3.700 W nach Fahrzeug

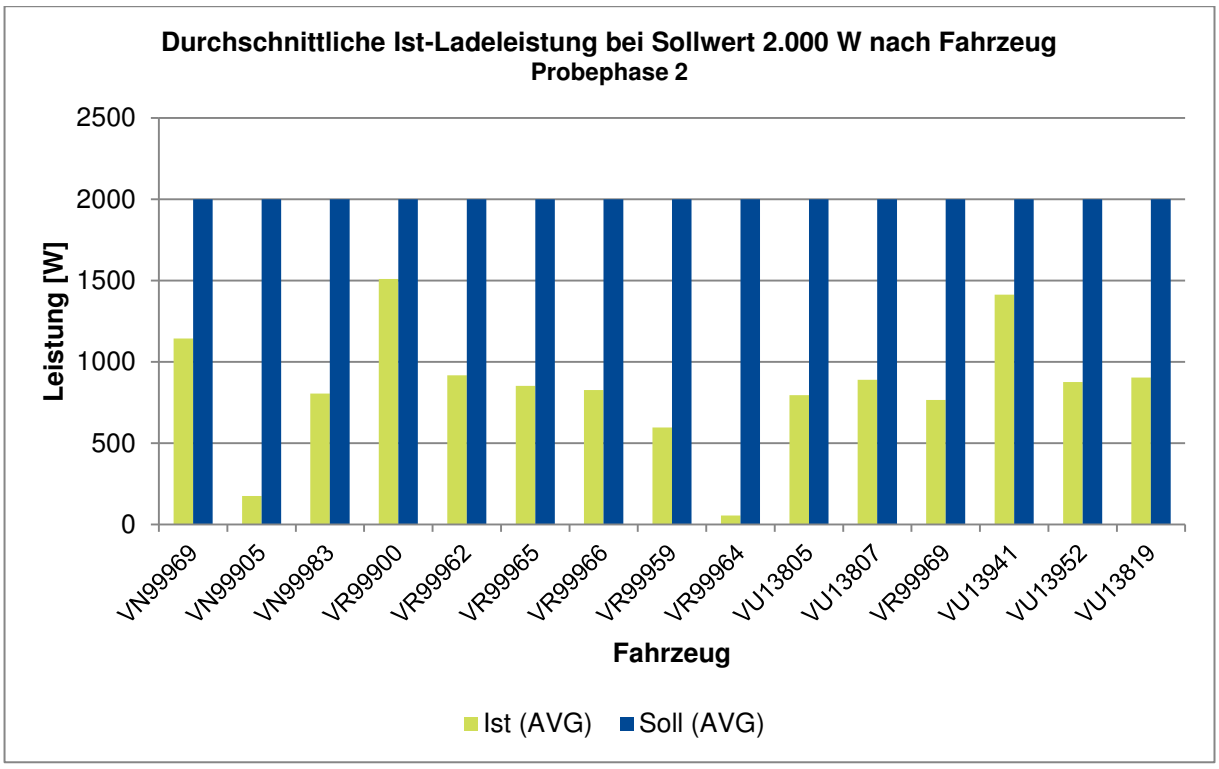


Abbildung 2-85: Durchschnittliche Ist-Ladeleistung bei Sollwert 2.000 W nach Fahrzeug

Es ist deutlich zu sehen, dass die Fahrzeuge im Schnitt deutlich weniger Leistung aufnehmen, als gefordert.

Dieses Verhalten wurde anhand der Fahrplanverfolgung kurz überprüft. Exemplarisch sind zwei Fahrpläne und Ist-Werte dargestellt:

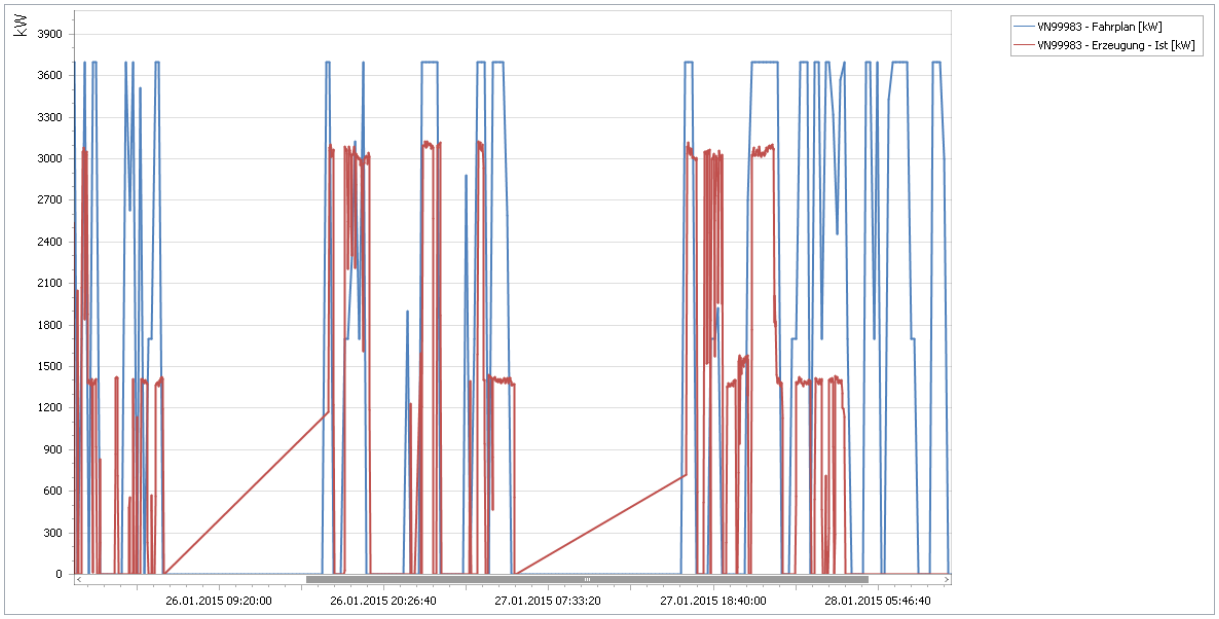


Abbildung 2-86: Übersicht Fahrplaneinhaltung

Es wird deutlich, dass die Fahrpläne zum Ende hin schlechter eingehalten werden. Zudem wird die Vorgabe von 3700 W nie erreicht, sondern eher ein Wert im Bereich 3000 W.

Um die tatsächliche maximale Last zu bestimmen, wurde der Mittelwert aller Fahrzeuge, mit einem Fahrplanwert von 3700 W und einem Ist-Wert größer 3000 W, sowie die maximale Last pro Fahrzeug ermittelt.

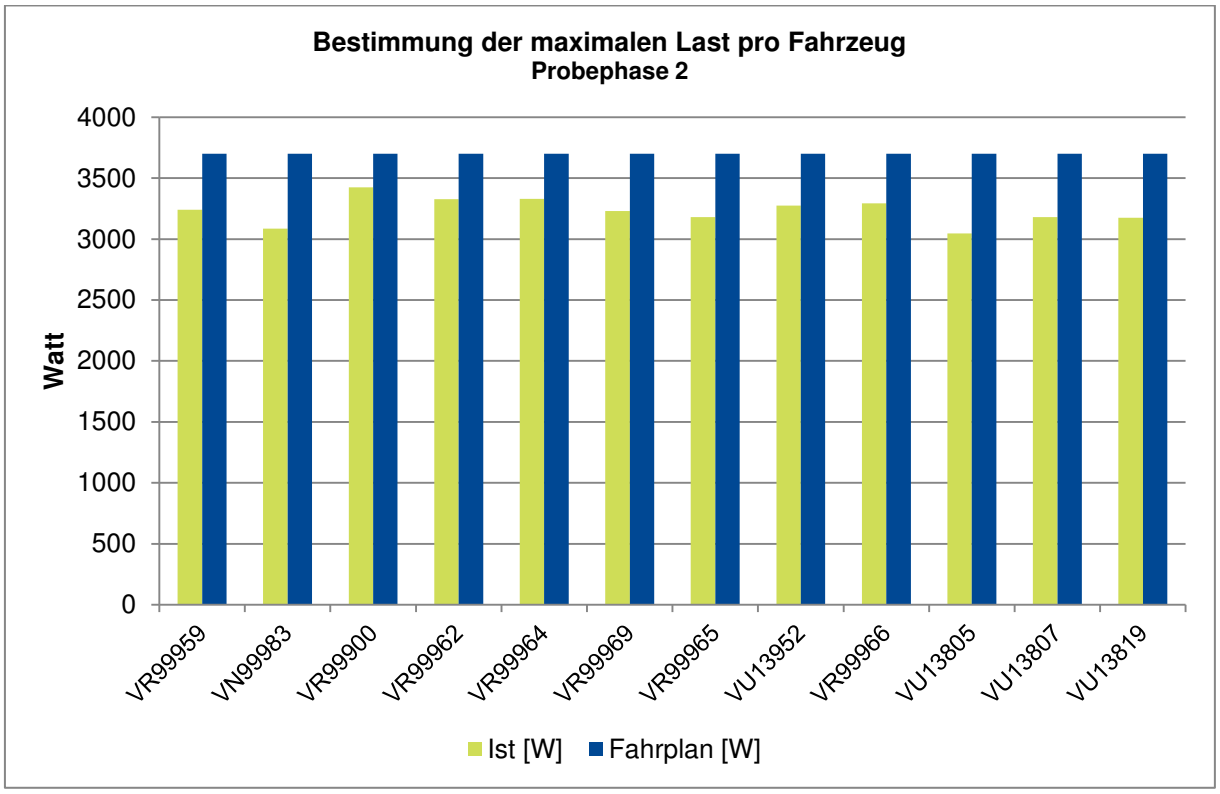


Abbildung 2-87: Bestimmung der maximalen Ladekapazität pro Fahrzeug

Die Fahrzeuge erreichen nicht die maximale Ladeleistung von 3.700 W. Die durchschnittliche maximale Ladeleistung liegt bei 3.232 W.

2.6.4.2 Maßnahmen

Bei der Einhaltung der errechneten Ladepläne liegt somit Optimierungsbedarf vor.

Es wird empfohlen, die maximale Leistung der Fahrzeuge auf 3047 W herunterzusetzen.

Die Einhaltung der Ladepläne soll zudem zyklisch überprüft werden. Liegt die aktuelle Ladeleistung deutlich unter dem Ladeplan, so wird dieser neu errechnet. Die aktuelle Ladeleistung (Ist-Leistung) schwankt jedoch deutlich um den Fahrplanwert. Daher ist ein ausreichend hoher Schwellwert zu bestimmen, bevor der Ladebedarf reduziert wird. Hierzu wurden zunächst die Ist Werte bei einer Sollwertvorgabe von 3000 W betrachtet.

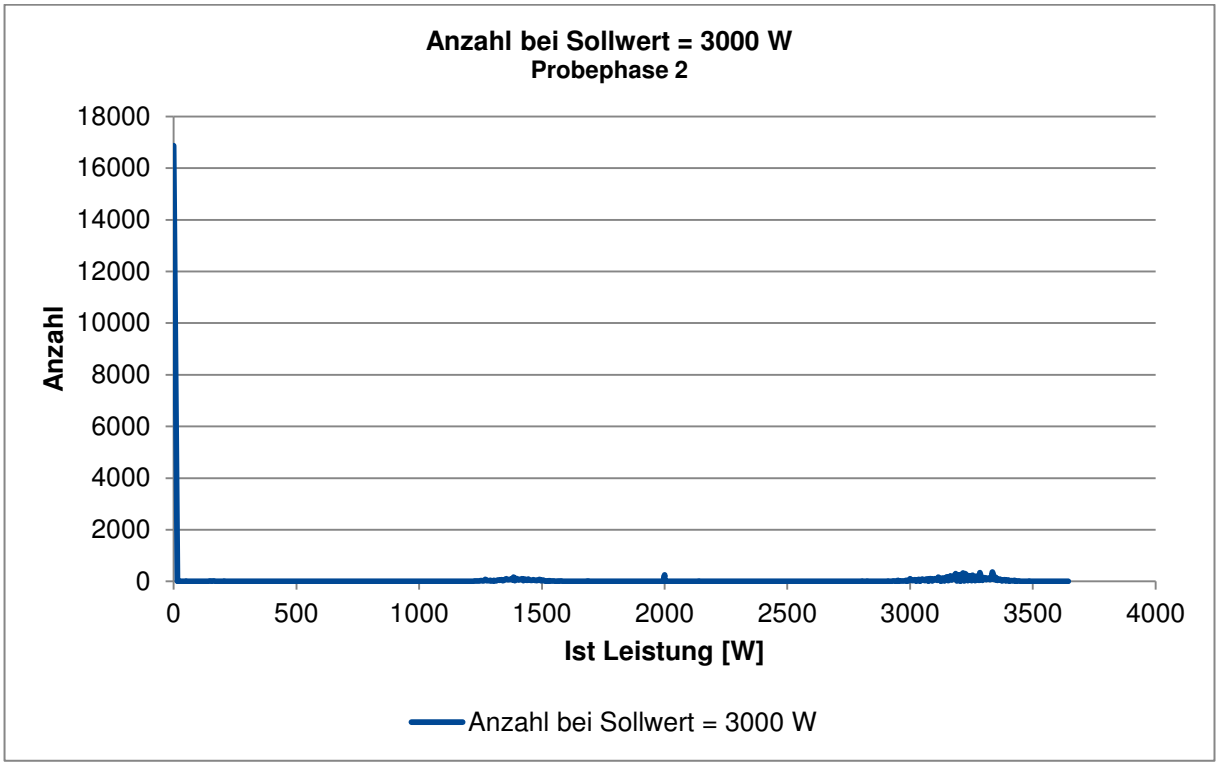


Abbildung 2-88: Anzahl Ist Werte nach Leistung bei einem Sollwert von 3000 W

Auffällig hier die Zeiteinheiten, in denen die Ladeleistung tatsächlich 0 W beträgt.

Im nächsten Schritt wurde die Anzahl der unterschiedlichen Abweichungen ausgewertet, für alle Zeiteinheiten, in denen der Ladeplan > 0 W betrug.

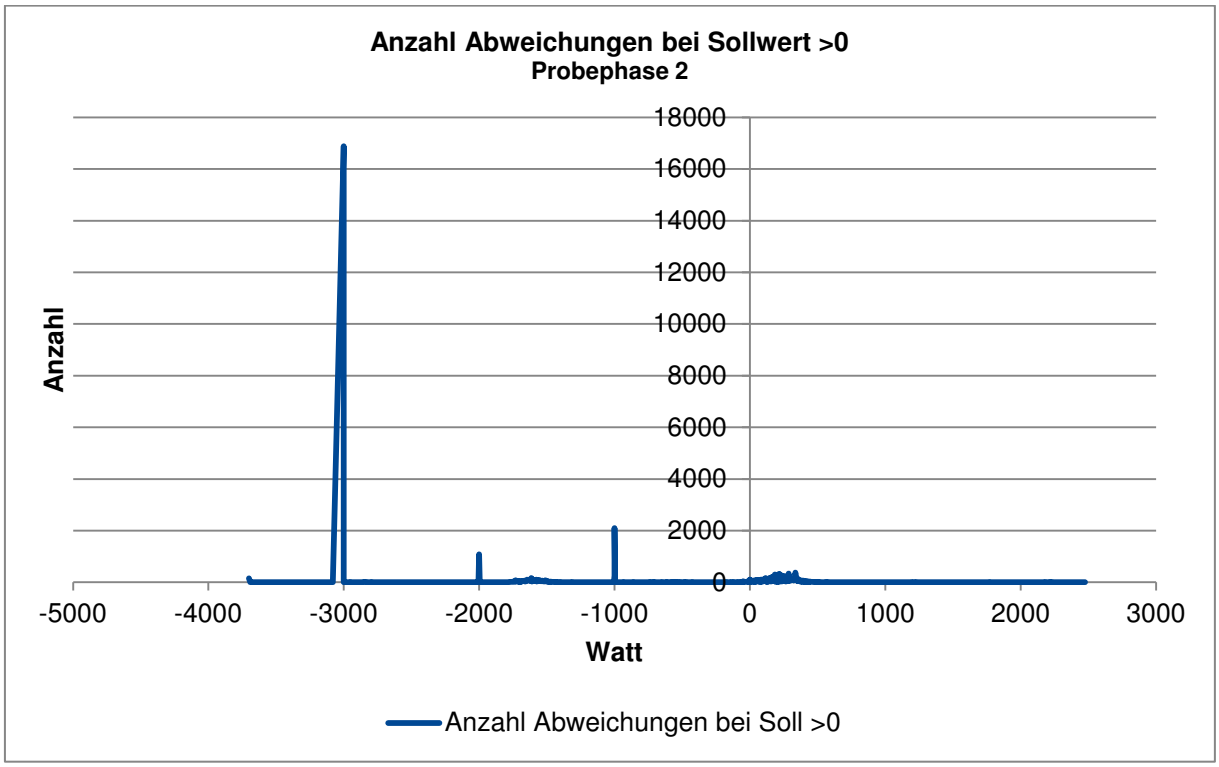


Abbildung 2-89: Abweichungen und Anzahl bei einer Sollwertvorgabe über Null

Die höchsten Abweichungen liegen in Schrittweite von 1000 W verteilt. Ein Schwellwert von 750 W erscheint daher als sinnvoll. Die Fahrzeuge reagieren mit ihrer Leistungsaufnahme innerhalb weniger Sekunden, daher sollte eine Überprüfung im Zeitabstand von einer Minute ausreichend sein. Da auch der interne Fahrplan 15 Minuten gehalten werden soll, kann die freie Lademenge iterativ um die tatsächliche Abweichung in dieser Zeit reduziert werden.

2.6.5 Zusammenfassung der empfohlenen Maßnahmen

2.6.5.1 Verbesserung der spezifizierten Abfahrtszeit

Die spezifizierte Abfahrtszeit wird begrenzt auf das Minimum aus durchschnittlicher Abfahrtszeit (Typtag) des Fahrzeugs, spezifizierter Abfahrtszeit abzüglich einer Stunde und einer Verweilzeit von maximal 14 Stunden.

2.6.5.2 Sofortladevorgänge

Die Einführung eines minimalen Fahrplans reduziert die Abweichungen und somit Ausgleichsenergie durch Sofortladevorgänge deutlich.

Der minimale Fahrplan für die Viertelstunde in einer Stunde wird mindestens auf die Summe der aktuell im Sofortlademodus angebunden Fahrzeugleistung gesetzt*, auch wenn die spezifizierte Abfahrtszeit vor dem Erbringungszeitraum liegt*.

Sollte mehr als ein Drittel aller Fahrzeuge des Pools angebunden sein, so wird der Fahrplan auf ein Zehntel der maximalen Poolleistung gesetzt, auch wenn dies die Summe der aktuell im Sofortlademodus angebunden Fahrzeugleistung überschreitet.

2.6.5.3 Fahrplaneinhaltung

Die maximale Ladeleistung der Fahrzeuge wird auf 3.047 W herabgestuft.

Jede Minute wird für jedes Fahrzeug überprüft, ob der Ist Wert mehr als 750 W unter der Sollwertvorgabe liegt. Im positiven Fall wird eine Reduktion der berechneten freien Energiemenge durchgeführt und die Fahrplanaufteilung erneut angestoßen.

2.6.6 Ergebnisse

Die oben genannten und durchgeführten Maßnahmen zur Fahrplanoptimierungen waren sehr erfolgreich. Die Menge an Ausgleichsenergie konnte somit signifikant reduziert werden. Damit einher ging auch die Optimierung der SRL-Ausregelgüte.

Abweichung SRL_{SOLL} zu SRL_{IST}	**Probephase 2**	**Probephase 4** (optimiert)
Auszug Doppelhöcker	-	1,6 %
Gesamtabweichung innerhalb des Testphase	315 %	11 %
Ø Gesamtabweichung pro Viertelstunde	3155 (k)W	836 (k)W

Tabelle 2-15: Ergebnis Fahrplanoptimierung

In der Probephase 4 lag die gesamte Abweichung zwischen SRL_{SOLL} und SRL_{IST} bei 11 %. In der Probephase 2 hingegen noch bei über 315 %. Die verbliebene Abweichung von 11 % begründet sich dadurch, dass in der Probephase 4 zeitweise teils wenige bzw. kein Fahrzeug angesteckt waren.

Der Test der Doppelhöckerkurve ergab eine Abweichung von 1,6 %. Dieser Wert ist absolut zufriedenstellend und begründet sich durch Latenzzeiten und durch leichte Schwankungen der Fahrzeuge in ihrer Leistungsabnahme.

Die prozentuale Abweichung wurde zum SRL_{SOLL} gerechnet. Da das SRL_{SOLL}-Signal vor der Optimierung bei 1 MW und innerhalb der Probephase 4 auf 6 MW gesetzt wurde, ist der Vergleich der prozen-

tualen Angaben nicht aussagekräftig. Aus diesem Grund wurde noch die durchschnittliche Abweichung in W pro Viertelstunde ermittelt.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Ausregelgüte SRL_{SOLL} zu SRL_{IST}.

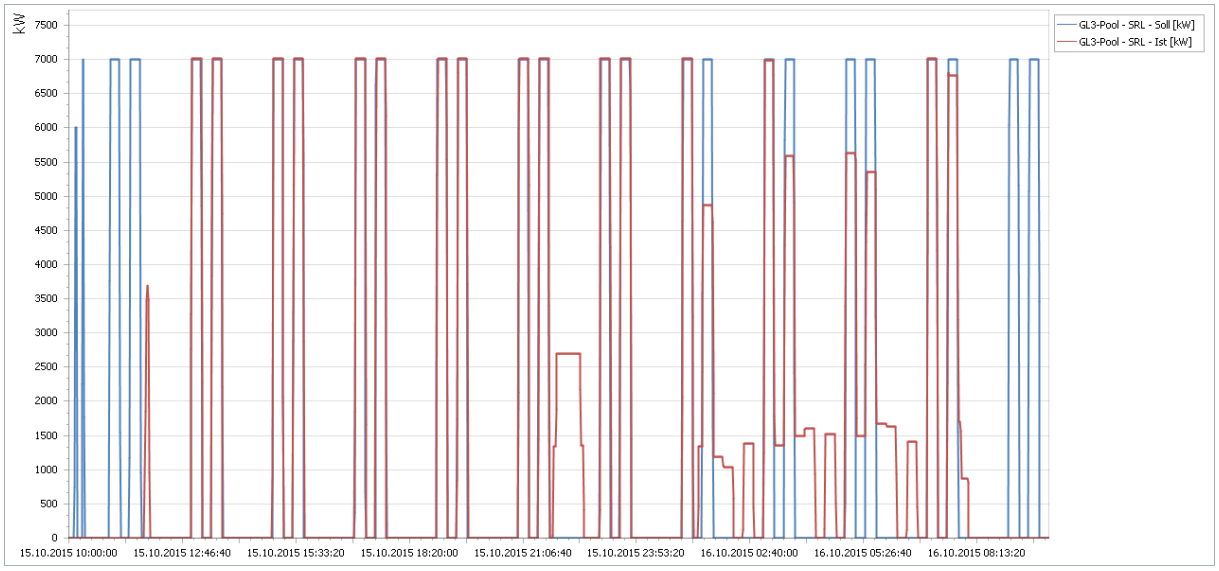


Abbildung 2-90: Ausregelgüte, Doppelhöcker



Abbildung 2-91: Ausregelgüte, Doppelhöcker, Detail

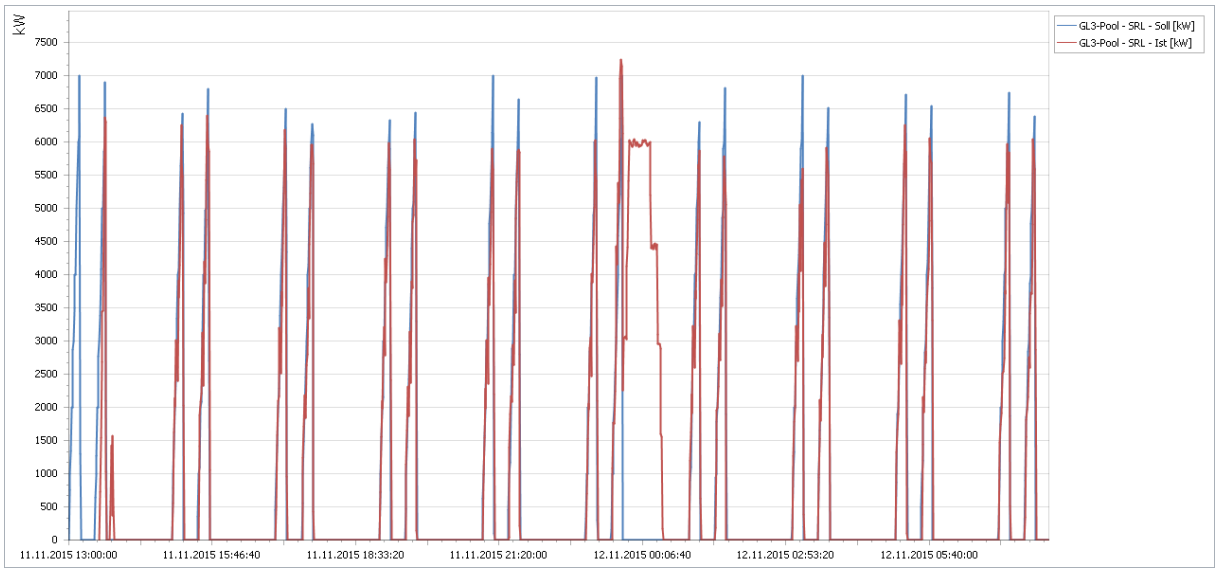


Abbildung 2-92: Ausregelgüte, dynamisch

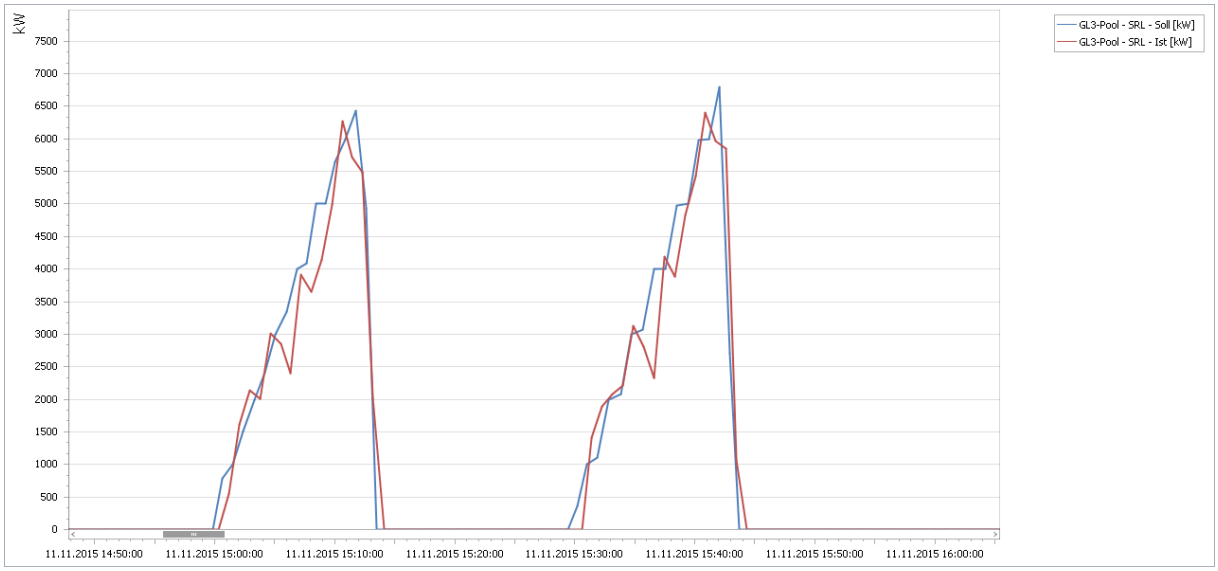


Abbildung 2-93: Ausregelgüte, dynamisch, Detail

2.7 Kommunikationsanbindungen

2.7.1 Kommunikationsanbindungen im Probebetrieb

2.7.1.1 Allgemeine Anforderungen an die Kommunikationsanbindung zur Regelleistungserbringung

In den „Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Anbieters für Sekundärregelleistung“ wurden von den ÜNB unter anderem die Anforderungen an die Kommunikationsanbindung zur SRL-Erbringung festgelegt (50 Hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW, 2014). Diese beinhalten, neben weiteren Aspekten, folgende Punkte:

- Geschlossene Benutzergruppen in den Access-Netzen: Die Kommunikation zwischen den Technischen Einheiten und dem Leitsystem ist konsequent von anderen Netzwerken, wie dem Internet oder den Netzwerken anderer Anbieter, abzuschirmen. Die Technischen Einheiten dürfen nur mit dem Leitsystem kommunizieren können.
- Die geschlossenen Benutzergruppen dürfen nur für Daten zur Regelleistungserbringung verwendet werden. Teilnehmer, die nicht zur RL-Erbringung notwendig sind, dürfen sich nicht in der geschlossenen Benutzergruppe befinden.
- Eine direkte Verbindung zum Internet bzw. eine Erreichbarkeit von öffentlichen IP-Adressen im Internet oder anderer Benutzergruppen ist ausgeschlossen.

Somit sind Kommunikationskanäle, die diese Anforderungen nicht erfüllen, nicht für die Anbindung von Technischen Einheiten zur Regelleistungserbringung geeignet.

2.7.1.2 Übersicht über die Kommunikationsanbindungen in den Feldtestphasen

In den drei Feldtestphasen wurden die Ladepunkte der Kunden mit unterschiedlichen Technologien angebunden. Bei 13 Kunden fand die Kommunikation mit dem Backend über Ethernet statt (davon zehn in der dritten Probephase). Zehn Kunden wurden über GSM angebunden, fünf über PLC und vier Kunden über ihr eigenes WLAN.

Während des Probebetriebes wurden häufige Verbindungsabbrüche zwischen den Wallboxen und dem BMW-Backend festgestellt. Eine Auswertung der Ladevorgänge (vgl. Abbildung 2-77) zeigt hohe Anteile von Ladevorgängen mit Verbindungsabbrüchen über alle Technologien.

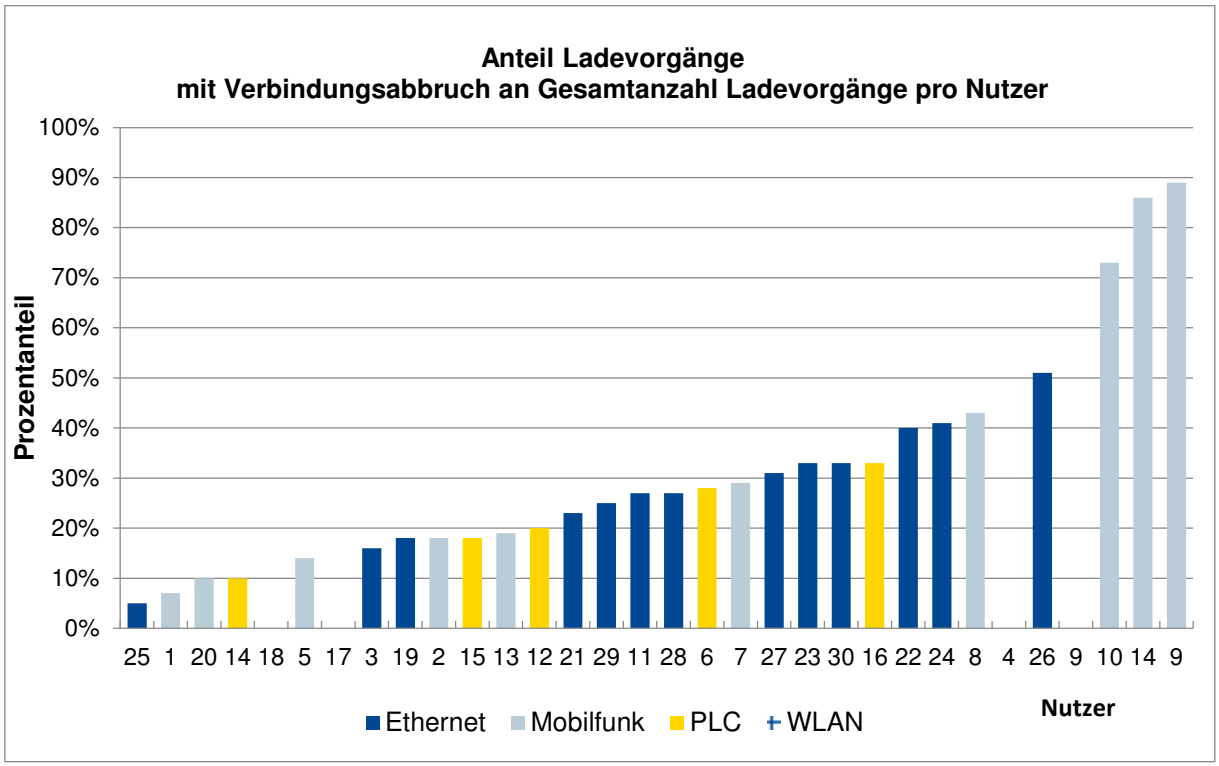


Abbildung 2-94: Anteil Ladevorgänge mit Verbindungsabbruch an Gesamtanzahl Ladevorgänge

Neben dem Physical Layer können hierfür auch andere Umstände verantwortlich sein. Ein Beispiel ist die KEBA-Box: Im Projekt wurden Ladepunkte des Unternehmens KEBA verwendet. Besonders in der dritten Probebetriebsphase, in der alle Ladepunkte über Ethernet verbunden waren, mussten diese häufig neugestartet werden, um die Verbindung zum Backend erneut herzustellen. Ein Neustart des Routers half hingegen nicht. Dies spricht dafür, dass nicht die Verbindung an sich gestört war, sondern die Wallbox den Fehler hervorgerufen hat.

Zusätzlich ist denkbar, dass die Fehlertoleranz des BMW-Backends zu niedrig war. Die Vermutung liegt nahe, dass sehr kurze Verbindungsabbrüche direkt zu Ausfallzeiten und Fehlerfällen geführt haben, anstatt dass diese durch das Backend „gepuffert“ wurden.

Für diese Argumentation spricht auch die Erfahrung der Anbindung von BHKW in das Virtuelle Kraftwerk der EWE Vertrieb GmbH. Die Anlagen werden über UMTS-Karten in das EWE-Backend eingebunden. Da die Anlagen teilweise sehr weit entfernt der Sendemasten stehen, wird bei sehr schlechtem Empfang zusätzlich eine Richtfunkantenne verwendet. Der Grund für dieses Vorgehen liegt in einer Kosten-Nutzen-Bewertung. Das im Projekt verwendete Kunden-WLAN erfüllt beispielsweise nicht die oben angeführten Anforderungen des Transmission Codes zur Regelleistungserbringung. Ethernet-Verbindungen werden nicht verwendet, die angebundenen Anlagen häufig auf Feldern stehen und somit ohne Ethernet-Anbindung sind.

Eine Auswertung von fünf beispielhaften Anlagen über drei Monate ergab, entgegen den Ergebnissen aus den Probephasen von GL3.0, hohe Verfügbarkeiten der mit UMTS-angebundenen Anlagen von durchschnittlich 99,1 %. Da BHKW Erzeuger sind und daher keine Ladevorgänge stattfinden, sind die Werte nicht direkt vergleichbar. Aus diesem Grund wurden die reinen Ausfallzeiten bei einem 24/7-Betrieb bewertet. Einen Indikator der Verfügbarkeiten können die Ergebnisse allerdings darstellen (vgl. Tabelle 2-16).

Betrachtungszeitraum: 3 Monate	BHKW #1	BHKW #2	BHKW #3	BHKW #4	BHKW #5	Ø
Verfügbarkeit	99,84 %	99,58 %	99,90 %	97,11 %	99,01 %	99,09 %
Gesamtausfallzeit [dd:hh:mm:ss]	00:03:32:58	00:09:08:39	00:01:56:47	02:14:29:38	00:21:21:48	19:41:58
Anzahl Ausfälle > 30 Sek	11	237	14	79	14	71
Anzahl Ausfälle > 60 Sek	8	58	13	33	9	24
Anzahl Ausfälle > 1 Stunde	1	1	0	3	1	1

Tabelle 2-16: Auswertung Verfügbarkeiten von Referenzanlagen

2.7.2 Ausblick Smart Meter

Eine denkbare Möglichkeit neben einer separaten Kommunikationsverbindung zur Wallbox eines Kunden wäre die Anbindung über ein künftig ohnehin vorhandenes Smart Meter Gateway (SMGW). Der Rollout beginnt 2017 und soll 2028 enden. Hierbei werden jene Kunden zuerst umgerüstet, die entweder

- einen Verbrauch größer als 10.000 kWh,
- unterbrechbare Verbraucher gemäß §14a EnWG angeschlossen,
  oder
- Anlagen, die nach EEG oder KWKG angeschlossen sind und eine Leistung größer 7 kW

haben.

Das Smart Meter Gateway muss nach den „Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems“ des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik verschiedene Schnittstellen bereitstellen. Dabei werden die folgenden Kommunikationsbereiche betrachtet: Wireless-Area-Network (WAN), Local-Metrological-Network (LMN) sowie das Home-Area-Network (HAN) (vgl. Abbildung 2-95).

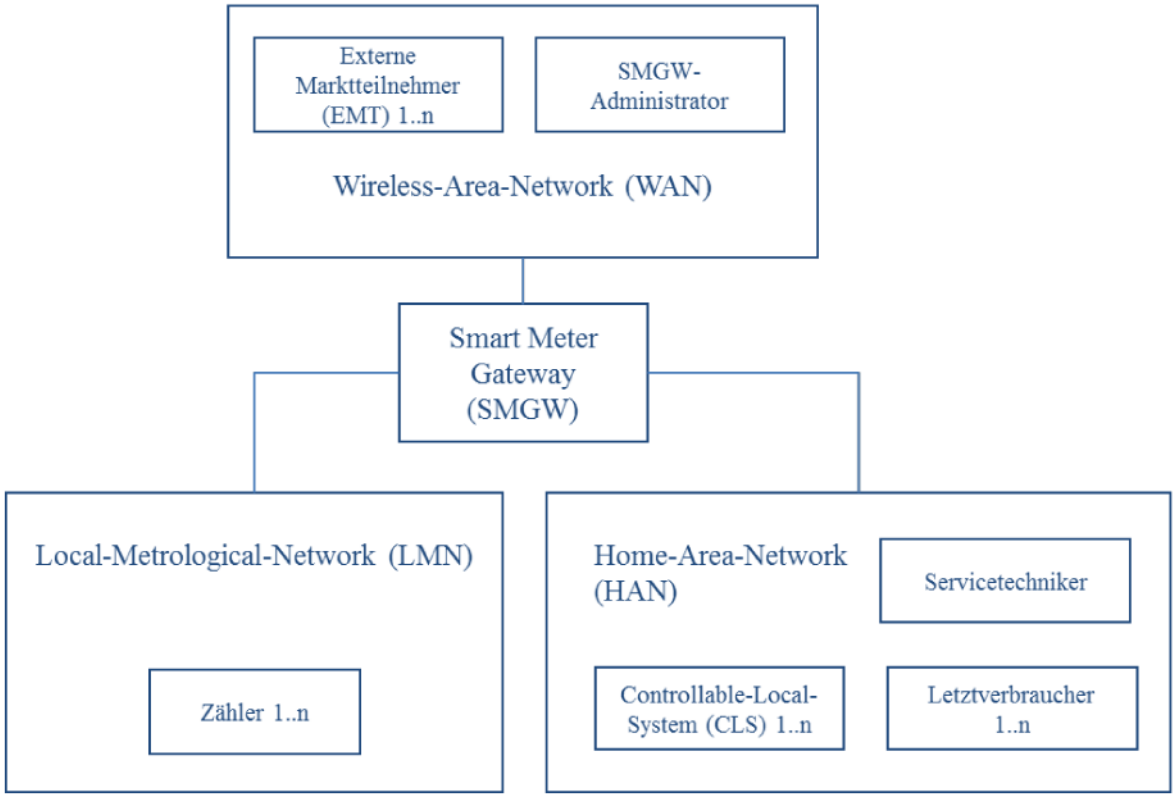


Abbildung 2-95: Übersicht Smart Meter Gateway-Verbindungen

Über die LMN-Schnittstelle sind die abrechnungsrelevanten Zähler einer Liegenschaft eingebunden. Hierbei sind sowohl Strom- als auch Gas-, Wärme- und Wasserzähler gemeint. Bei Mehrparteienhäusern können auch mehrere Zähler mit dem SMGW verbunden werden.

Über das WAN können verschiedene Akteure per Fernzugriff auf das SMGW zugreifen. Der SMGW-Administrator kann hier das Gateway unter anderem fernüberwachen, Updates durchführen und unterschiedliche Tarife einstellen. Weiterhin befinden sich im WAN externe Marktteilnehmer wie zum Beispiel Netzbetreiber, Bilanzkreisverantwortliche, Messstellenbetreiber und Energielieferanten. Hat ein EMT ein Anliegen zur Zählerauslesung, Abholung bestimmter Daten oder Steuerung von Anlagen, die über das SMGW angebunden sind (vgl. fortlaufenden Text), muss eine Verbindung vom SMGW bzw. CLS aufgebaut werden. Hierfür „beantragt“ der EMT die Verbindung beim SMGW-Administrator. Sofern der Letztverbraucher den SMGW-Administrator hierzu ermächtigt hat, sendet dieser einen „wake-up-Befehl“ an das entsprechende SMGW. Daraufhin nehmen SMGW bzw. CLS eine Kommunikationsverbindung zum EMT auf.

Die Kommunikationsanbindung des WAN ist auf zwei Wegen möglich: Festnetz oder Funk. Die Kosten werden beim SMGW-Administrator liegen. Inwieweit diese auf EMT umgelegt werden, muss noch geklärt werden. Die Kosten für die Anbindung werden durch den Gesetzgeber gedeckelt und sind vom Verbrauch und Anschlussart des Kunden abhängig. So dürfen dem Kunden für eine Anbindung einer abschaltbaren Last 100 Euro jährlich für den Messstellenbetrieb berechnet werden.

Das CLS ist neben der Service-Techniker- und der Letztverbraucher-Schnittstelle im HAN angesiedelt. Die Letztverbraucher-Schnittstelle ermöglicht dem Kunden Eigenverbrauchsvisualisierungen sowie Einsicht in Tarifinformationen und Zählerstände. Die Techniker-Schnittstelle dient der Fehlerauslesung

und -auswertung und bietet – ebenso wie die Letztverbraucher-Schnittstelle einen rein lesenden Zugriff. An das CLS können über RJ-45-Stecker Erzeuger mit einer Leistung größer als 7 kW (bspw. Photovoltaik- oder Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) sowie abschaltbare Lasten gemäß §14a Energiewirtschaftsgesetz angeschlossen werden. Derzeit sind zwei RJ-45-Stecker pro CLS vorgesehen, ein dritter Stecker dieser Art für Elektrofahrzeuge ist angedacht.

Über einen geschützten Zugang (TLS-Kanal) könnte ein Lieferant Schaltzustände an die ans CLS angebundenen Anlagen senden. Laut einer Einschätzung in einem Artikel der etz ist das Kosten-Nutzen-Verhältnis dieses Vorgehens allerdings noch nicht geklärt:

> „(…) Da der Verbindungsaufbau ausschließlich vom SMGW eingeleitet wird, müsste der VNB zu allen betreffenden SMGW des Versorgungsgebiets eine permanente TLS-Verbindung aufrechterhalten, um bei Bedarf so zeitnah wie möglich Abregelungsbefehle an die dezentralen Erzeuger beziehungsweise Schaltbefehle an unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen zu schicken. Eine solche dauerhafte Verbindung ist zwar technisch möglich, aus IT-Sicht aber ein sehr ressourcenintensives und aufwendiges Vorhaben, da jeder TLS-Kanal nicht unerhebliche Hardware- und Managementressourcen, zum Beispiel zur Zertifikats- oder Schlüsselverwaltung, erfordert. Hinzu kommt, dass der SMGW-Administrator einem externen Marktteilnehmer sicherlich kein SLA (Service Level Agreement) für die Verfügbarkeit einer solchen Verbindung anbieten wird – zumal die TR diesbezüglich auch keinerlei Forderungen enthält. (…)“ (Walter)

Der Auszug behandelt zwar die Steuerung „konventioneller“ abschaltbarer Lasten wie Nachtspeicherheizungen, dürfte allerdings für das Ansteuern von Wallboxen in ähnlichem Ausmaß gelten.

3 Ladetechnik

Das Kapitel 3 beschreibt die Ladetechnik, welche im Rahmen des Teilprojektes 2 in dem Arbeitspaket 2.3 konzipiert, entwickelt und im Laborbetrieb validiert worden ist.

3.1 Aufgabenstellung und Vorgehen

Im Rahmen des Arbeitspaketes 2.3 konzipiert EWE einen Ladepunkt, welcher

(1) kommunikativ unter der Berücksichtigung aller zur SRL-Vermarktung relevanten Anforderungen an die steuernde IT-Komponente EV-Pool angebunden ist.
(2) kommunikativ unter der Berücksichtigung relevanter Teile des Standards ISO/ IEC 15118-1 an Elektrofahrzeuge angebunden ist.

Die innerhalb der Konzeptphase vorliegenden Entwurfsstände des Standards ISO/ IEC 15118 1-3 wurden von BMW und EWE geprüft. Diese wurden an verschiedenen Stellen inhaltlich als nicht ausreichend beschrieben angesehen, bzw. sind finale Versionen der Teile 2 und 3 bisher nicht wie geplant veröffentlicht worden. Im Speziellen sind in Teil 2 wichtige projektrelevante Inhalte nicht hinreichend spezifiziert und lassen somit einen hohen Interpretationsspielraum in der Umsetzung zu.

Entgegen der ursprünglichen Planung, in der EWE eine Ladepunkttechnik für den Probebetrieb in Berlin entwickelt, wurde somit entschieden, dass BMW für die in Berlin im Probebetrieb eingesetzten Elektrofahrzeuge spezifische Ladepunkte bereitstellt. Parallel dazu konzipiert EWE einen Ladepunkt, der innerhalb der Projektlaufzeit mit Fahrzeugen verschiedener Hersteller erprobt werden soll. Dabei werden alle energiewirtschaftlichen Aspekte, wie z.B. die Anforderungen aus den Transmission-Codes der ÜNB oder zum Metering berücksichtigt. Die Validierung der IT-Systemkette Aggregator – EV-Pool – Ladepunkt – EV wird innerhalb eines Laborbetriebes (Oldenburg) erfolgen.

Diese neue Verfahrensweise wurde mit dem Projektträger abgestimmt. In einem Ausschreibungsverfahren wurde ein Dienstleister zur Konzeptionierung und Aufbau eines Ladepunktes identifiziert.

Zur Entwicklung und Bau des Ladepunktes wurde die Firma EBG in Lünen beauftragt. Die Bedienanwendung wurde durch die BTC AG in Oldenburg realisiert.

3.2 Entwicklung EWE Ladepunkt

Mit dem beschriebenen Lösungsansatz soll erreicht werden, dass zukünftig eine Vielzahl an unterschiedlichen Fahrzeugen gesteuert geladen werden können. Der Ladepunkt wird kommunikativ an den EV-Pool angebunden. Der EV-Pool generiert für die angebundenen Ladepunkte individuelle Ladepläne. Die Ladepläne basieren auf verschiedenen Parametern. Hierzu zählen auch die Angaben der Nutzer zu deren Verweildauer am Ladepunkt und zu dem eingestellten Lademode „Sofortladen" bzw. „Gesteuert Laden". Der Nutzer kann den Lademode direkt am Ladepunkt oder über eine webbasierte Bedienanwendung wechseln. Die Bedienanwendung ist ebenso kommunikativ an dem EV-Pool angebunden. Der jeweilig im EV-Pool hinterlegte Lademode wird durch den Ladepunkt und durch die Bedienanwendung über einen WEB-Service zyklisch vom EV-Pool abgefragt. Änderungsanforderungen zu dem aktuell eingestellten Lademode werden von der Bedienanwendung oder dem Ladepunkt an den EV-Pools übertragen.

3.2.1 Anwendungsfälle

Innerhalb der Konzeptphase wurden nachstehend aufgeführte Anwendungsfälle identifiziert, die innerhalb des Projektes umgesetzt werden:

(1) Gesteuertes Laden / Sofortladen mit High Level Communication
Die Ladepläne werden bei stetig vorhandener High-Level Communication (HLC) zwischen Fahrzeug und Ladepunkt nach ISO 15118 innerhalb der Verweildauer des Fahrzeuges durch den Ladepunkt abgearbeitet.

(2) Sofortladen ohne High Level Communication
Ist die Initialisierung der High Level Communication nach ISO 15118 zwischen Fahrzeug und Ladepunkt nicht möglich, können keine Ladepläne vom Ladepunkt an das Fahrzeug übertragen werden. In diesem Fall wird das Fahrzeug nach Anforderungen der IEC 61851-1 im Mode 3 geladen.
Sollte während des Mode 3-Ladevorgangs nach IEC 61851-1 der Aufbau einer HLC zwischen Fahrzeug und Ladepunkt initialisiert werden können, ist der Ladevorgang wie unter Abschnitt (1) beschrieben durchzuführen. Ein Abbruch während eines Ladevorgangs mit HLC nach ISO 15118 hat zur Folge, dass ein Ladevorgang nach Anforderungen der IEC 61851-1 im Mode 3 durchgeführt werden muss.

(3) Sofortladen ohne Verbindung zum EV-Pool
Ist nach der Initialisierung der HLC nach ISO 15118 zwischen Fahrzeug und Ladepunkt ein Verbindungsaufbau zum steuernden EV-Pool nicht möglich, können keine Ladepläne an den Ladepunkt übertragen werden. In diesem Fall wird das Fahrzeug nach Anforderungen der IEC 61851-1 im Mode 3 mit HLC geladen.
Ist während des Ladevorgangs ein Verbindungsaufbau sowie Anmeldung zum EV-Pool möglich, wird der Ladevorgang nach Vorgaben des Nutzers, d.h. nach generiertem Ladeplan weitergeführt.

(4) Laden mit High Level Communication und Verbindungsabbruch zum EV Pool
Kommt es während eines Ladevorgangs mit HLC zu einem Verbindungsabbruch zwischen Ladepunkt und dem steuernden Backend, wird der aktive Ladeplan offline vom Ladepunkt durchgeführt, sofern eine immerwährende HLC zwischen Ladepunkt und Fahrzeug gegeben ist.

Ladepläne werden vom EV-Pool auf max. 10 Stunden (40 x 15 Minuten) im Voraus berechnet.

Nach dem Wiederverbinden eines Fahrzeuges am Ladepunkt wird ein neuer Ladeplan berechnet und übertragen. Der neue Ladeplan überschreibt den ggfs. noch bestehenden Ladeplan.

3.2.2 Funktionseinheiten

Die nachstehende Abbildung veranschaulicht die Topologie des Ladepunktes mit den eingesetzten Komponenten sowie die Einordnung in die Kommunikationskette
„Fahrzeug (EV) – Ladepunkt (EVSE) – EV-Pool“.

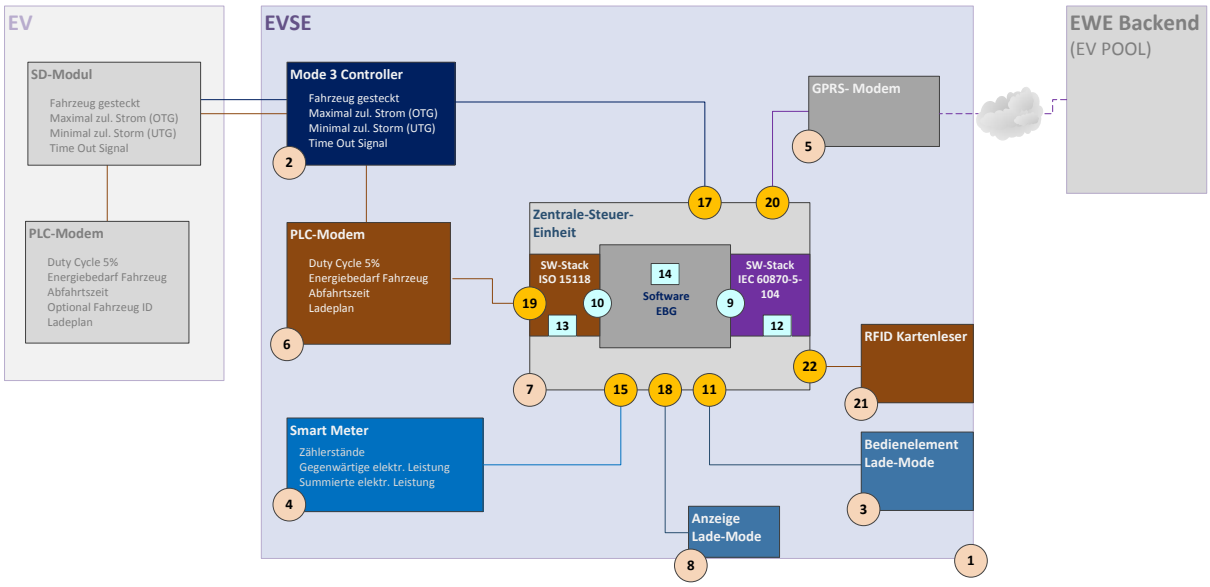


Abbildung 3-1: Topologie Ladepunkt

3.2.2.1 Hardware-Komponenten

Die in der Topologie mit den Nummer **(1)** bis **(8)** und **(18)** dargestellten Hardware-Komponenten sind am Markt erhältliche Kaufteile und wurden nicht spezifisch für die Umsetzung der Projektziele entwickelt. Sie wurden anwendungsbezogen ausgewählt.

3.2.2.2 Schnittstelle Ladepunkt – Fahrzeug

Für die Anbindung zum Fahrzeug nach ISO/IEC 15118 wird ein Software-Stack 13 und spezifische Hardware **(6)** eingesetzt. Zum Stand Januar 2015 können grundlegende Implementierungen der ISO 15118 umgesetzt werden, die auf Grundlage einer Basiskommunikation erlauben, Ladepläne zwischen Fahrzeug und Ladepunkt abzufahren. Da es sich bei der ISO-Reihe 15118 um einen relativ neuen Standard handelt, kann der Reifegrad schwer eingeschätzt werden; zudem ist der Standard auch in aktuellen Versionen an einigen Stellen inhaltlich weit interpretierbar und vergleichbare Ergebnisse aus aktuellen Anwendungen anderer Projekte oder Produkte fehlen.

Zur Modulation der entsprechenden Signale auf das Pilot Signal, wird ein PLC Modem **(6)** von der Firma INSYS eingesetzt. Über Ethernet **(19)** erfolgt die Anbindung an die Zentrale Steuer Einheit **(7)**. Das Modem unterstützt den aktuellen HomePlug Green PHY 1.1 Standard und erlaubt auch das Assoziierungsverfahren (SLAC) gemäß 15118-3.

Umgesetzte Inhalte der ISO 15118

Die 15118-1 definiert diverse Use Cases, die den Umgang mit Anwendungsfällen beschreiben. Dabei handelt es sich um acht funktionale Gruppen (A-H):

Gruppe	Prozess
A	Start of charging processs
B	Communication setup
C	Certificate Handling
D	Identification, Authentification and Authorisation
E	Target setting and charge scheduling
F	Charge controlling and Re-scheduling
G	Value-added services
H	End of charging process

Innerhalb der Gruppen sind dazugehörige Anwendungsmöglichkeiten ausgeführt. Diese führen in Summe zu 23 Ausprägungen.

In der 15118-2 werden diese Ausprägungen für Hauptanwendungsfälle strukturiert. Die Projektumsetzung der 15118 durch die verschiedenen funktionalen Gruppen ist nachstehend beschrieben:

Functional Group A:

Es wird dem Fall A2 (Begin of charging process with concurrent IEC61851-1 and High Level Communication) gefolgt. A2 startet direkt mit gesetztem Duty-Cycle <> 5 % den Aufbau nach 61851-1. Parallel wird, wie in A1 der Aufbau einer High Level Communication unterstützt. Wird dieser erfolgreich abgeschlossen, wird die Kommunikation ohne weitere Änderung des Duty-Cycle übernommen.

Functional Group B:

In der Gruppe B1 (EVCC/SECC communication setup) erfolgt das Set Up aus der Initiierung der HLC. Das Fahrzeug sendet einen Request an den Ladepunkt und meldet alle unterstützten Protokoll-Versionen. Der Ladepunkt antwortet mit dem gewünschten Protokoll.

Functional Group C:

Aus dem Projektansatz mit EIM zu agieren, wird kein Certification Handling vorgesehen, womit beide möglichen Unterfälle dieser Gruppe nicht berücksichtigt werden müssen.

Functional Group D:

Aus vier möglichen Unterfällen der Gruppe, wird D3 (Authorisation at EVSE using external credentials performed at the EVSE) umgesetzt.

Da die Autorisierung komplett außerhalb des 15118 Prozesses liegt, wird im 15118 Protokoll an geeigneter Stelle vom Fahrzeug ein leerer Authorization Request an den Ladepunkt geschickt, der von dem Ladepunkt formal mit der Antwort „OK“ und Zustand „EVSE Processing Finished“ beantwortet wird.

Das Fahrzeug sendet einen Request mit seiner MAC Adresse und einer Session Id. Ist diese Id=0 versucht das Fahrzeug eine neue Session aufbauen, ansonsten versucht das Fahrzeug eine unterbrochene Session fortsetzen.

Das Fahrzeug vergibt beim Neuaufbau für einen Ladevorgang eine eindeutige Id, die bei allen weiteren Meldungen vom Fahrzeug als eindeutiger Bezug im Meldungsheader benutzt wird. Ebenso kann der Ladepunkt der Fortsetzung einer noch aktiven Session zustimmen. In der Antwort meldet der Ladepunkt einen eindeutigen Identifier für den Ladepunkt.

Functional Group E:

Zur Anwendung kommt Fall E1 (AC charging with load levelling based on High Level Communication). Die Fälle E2 bis E4 können nur mit den Anforderungen für PnC umgesetzt werden.

Hier teilt das Fahrzeug dem Ladepunkt seine angeforderte Energiekapazität in Wh mit (Datenpunktherkunft für 104er Protokoll) ebenso die maximal zulässige Ladspannung und Ladestrom. Der Ladepunkt antwortet mit EVSE Nominal Voltage und EVSE Max Current.

Dieser Wert wäre beim gesteuerten Laden die Sollwertvorgabe aus dem 104er -Datenpunkt. Tarif- oder Zeitparameter werden nicht abgeglichen.

Functional Group F:

Aus der Gruppe F können F0 (Charging Loop), F2 (Charging loop with interrupt from the SECC) und F3 (Charging loop with interrupt from the EVCC or user) umgesetzt werden.

Ladeablauf nach ISO 15118

Das Fahrzeug fragt während der Aushandlung der Ladeparameter u.a. den vom Ladepunkt maximal verfügbaren Ladestrom ab, welchen das Fahrzeug nachfolgend einzuhalten hat. Die gesamten 15118 Kommunikationen basieren auf einer reinen Client (Fahrzeug) /Server (Ladepunkt) Kommunikation. Dieses bedeutet, dass das Fahrzeug Anfragen an den Ladepunkt senden und auf die Antworten reagieren kann. Der Ladepunkt hat keine direkte Möglichkeit, das Fahrzeug anzusprechen. Um Änderungswünsche seitens des Ladepunktes zu berücksichtigen, gibt es in den Use Cases F0/F2/F3 zyklische Statusabfragen vom EV an den Ladepunkt. Sollte sich der aktuelle Sollwert geändert haben, so kann der Ladepunkt in der Antwort eine Neuverhandlung der Ladeparameter erzwingen und das Fahrzeug erfragt neue Vorgaben.

Functional Group G:

Es werden aus Gruppe G keine Anwendungsfälle umgesetzt.

Functional Group H:

Wird der Ladevorgang am Fahrzeug beendet, so kann wie in F3 definiert, das Fahrzeug in der nächsten Statusabfrage den Ladeabbruch kommunizieren. Ebenso kann nach F2 (User beendet am Ladepunkt mit RFID Karte) beim nächsten Statusabgleich die Säule den Ladeabbruch kommunizieren.

3.2.2.3 Schnittstelle Ladepunkt – EV Pool

Die Anbindung zum EV-Pool erfolgt über einen Software-Stack **12** nach IEC 60870-5-104. Der Austausch der Pflichtdatenpunkte wurde entsprechend umgesetzt. Somit können Vorgaben zur Ladeleis-

tung sowie Offline-Ladepläne empfangen und Messwerte (Energiebedarf des EVs, Wirkleistung, Zählerstände, Strom/Spannungswerte) gesendet werden.

Die Übertragung erfolgt über eine VPN-Verbindung, basierend auf einer UMTS-Verbindung.

Das Modem **(5)** ist über eine RS 232 Schnittstelle **(20)** mit der Zentralen Steuereinheit **(7)** verbunden.

3.2.2.4 Gesamtsystem

Als zentrale Steuereinheit wird ein Linux Board benutzt. Die Systemsoftware führt alle Komponenten im Ladepunkt zusammen. Eingehende Daten werden interpretiert und in dem jeweiligen Kontext der Systemkette weiterverarbeitet.

Die externen Gegenstellen unterlagen vor der Systemintegration separaten Entwicklungsstufen.

So wurden für die Anbindung des EV-Pools spezifische Anwendungen **12** des 104-er Protokolls in die EBG-Systemsoftware **14** eingebunden und innerhalb sogenannter Schreibtischtests bis zur Anwendungsreife umgesetzt.

Fahrzeugseitig erfolgte die Implementierung des Stack **13** nach ISO 15118. Als Gegenstelle für die erste Implementierungsphase dient ein Fahrzeug-Simulator. Weiterführend wurden Integrationstests mit der TU Dortmund, welche eine hohe Expertise in den Bereichen Implementierung und Anwendungen der ISO 15118 hat, durchgeführt.

Parallel zur Entwicklung der Software wurde das Gehäuse mit den Basiskomponenten (Schienen, elektrotechnische Schutzeinrichtungen, etc.) aufgebaut.



Abbildung 3-2: EWE Ladepunkt - Design

Zur Identifikation und Authentifizierung wird RFID „MYFERE DESFire“ eingesetzt. Diese Form der Authentifizierung ist aus dem Standard der ISO 15118-1 als EIM (External Identifikation Means) aufgeführt und sollte generell mit jedem Fahrzeug, dass die ISO 15118 unterstützt funktionieren. Eine genauere Aussage kann nach Stand Februar 2015 nicht getätigt werden, da am Markt noch keine Serien-Fahrzeuge mit einer ISO 15118-Unterstützung verfügbar waren.

3.3 EWE Bedienanwendung

Der Nutzer eines Ladepunktes gibt die jeweilige Verweildauer am Ladepunkt über eine Webanwendung ein.

Diese Anwendung wurde als eine frei aufrufbare und für mobile Endgeräte optimierte Webseite umgesetzt. Die Anwendung ist kommunikativ an dem EV-Pool angebunden. Zudem sind aktuelle Ladedetails über die Bedienanwendung vom Nutzer einsehbar.

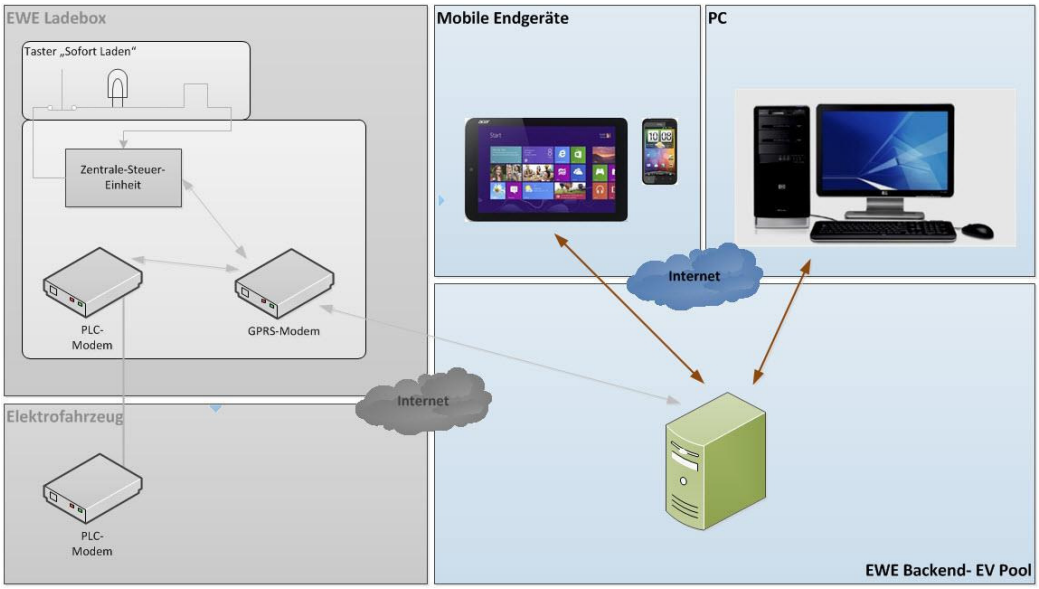


Abbildung 3-3: Systemarchitektur Bedienanwendung

3.3.1 Funktionsumfang

Im Folgenden werden die einzelnen Funktionen der Webanwendung anhand der Bildschirmmasken beschrieben.

Anmeldung

Nach Eingabe der URL gelangt der Nutzer zur Anmeldeseite. Entsprechend des jeweiligen Ladepunktes werden Benutzername und Passwort eingegeben.



Abbildung 3-4: Anmeldemaske

Ladedetails

Nach der Anmeldung wird die Seite *Ladedetails* angezeigt. Ein Webservice liefert vom EV-Pool entsprechende Daten und zeigt diese auf der Seite *Ladedetails* an. Dem Nutzer wird der aktuelle Lademodus angezeigt und durch Klick des Buttons *Jetzt Laden!* bzw. *Gesteuert Laden!* eine Änderung ermöglicht. Ebenso werden das voraussichtliche Ende der Ladezeit nach Ladeplan, der bereits geladene Energiebedarf in Prozent und die aktuelle Ladeleistung in kW angezeigt.



Abbildung 3-5: Ladedetails

Ladekalender

Über das Menü kann auf die Seite *Ladekalender* gewechselt werden.

Hier können die geplanten Anwesenheitszeiten in Form eines Kalenders eingesehen werden. Zum Verändern des Detaillierungsgrades stehen dem Nutzer die Buttons *Tag*, *Woche* und *Monat* zur Verfügung. Ebenso hat er über die Pfeiltasten die Möglichkeit zwischen den einzelnen Tagen, Wochen oder Monaten zu wechseln. Der Button *Heute* führt den Nutzer wieder zum aktuellen Tag, zur aktuel-

len Woche oder zum aktuellen Monat zurück. Durch einen Klick auf einen Kalendereintrag kann der entsprechende Eintrag bearbeitet werden.

Einmalige Kalendereinträge werden in der Farbe Grün dargestellt, Serien-Kalendereinträge in blau. Wird während eines Ladevorgangs innerhalb einer geplanten Anwesenheitszeit der Button *Jetzt Laden!* betätigt, so verändert sich die Farbe des Kalendereintrags in die Farbe Gelb. Gelb signalisiert dem Nutzer somit, dass ein manueller Eingriff in die Ladeplanberechnung stattgefunden hat.

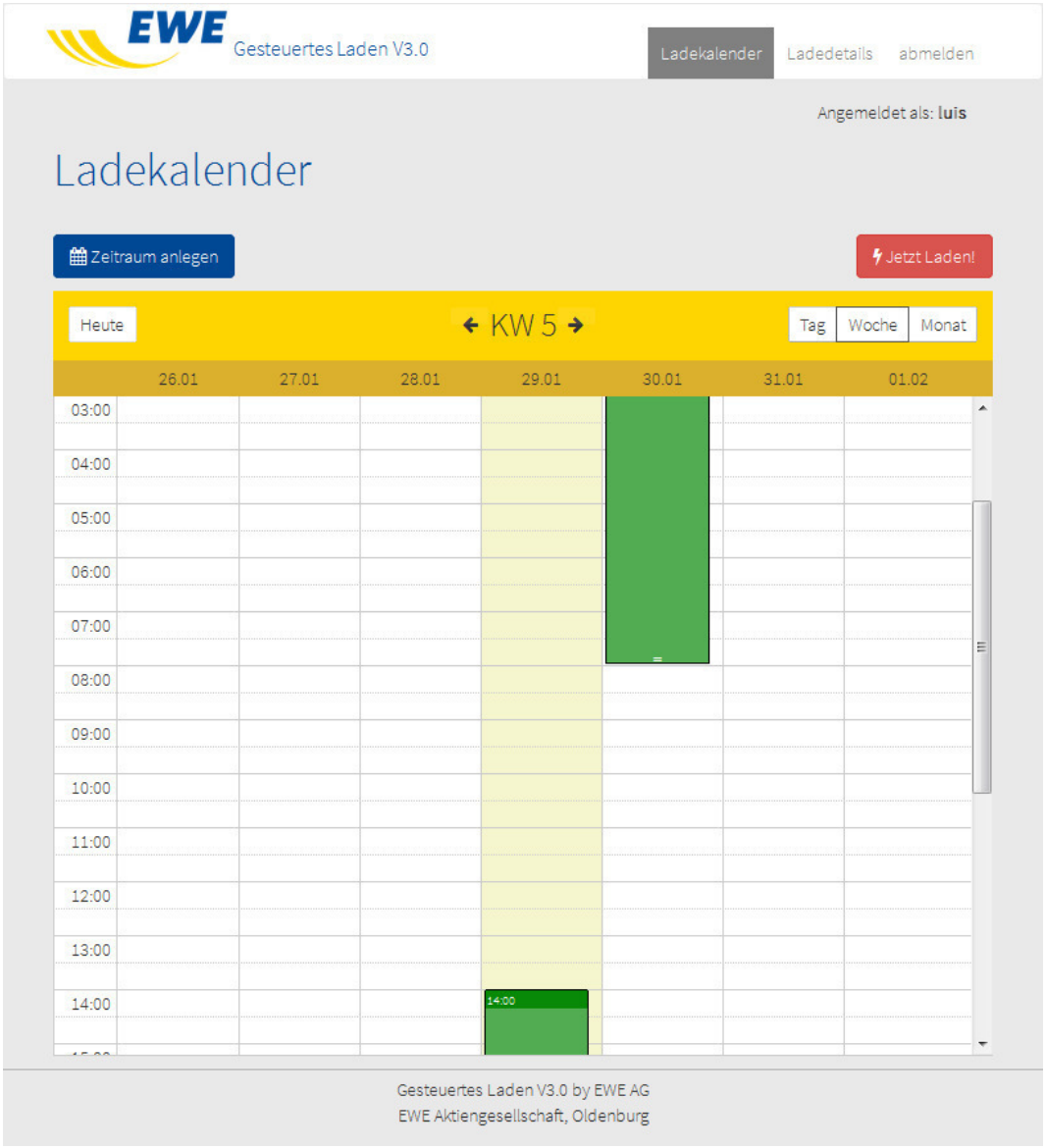


Abbildung 3-6: Ladekalender

Anlegen einer Anwesenheit

Über den Button *Zeitraum anlegen* können Anwesenheitszeiten definiert werden. Der Nutzer kann dazu den Startzeitpunkt (Tag und Uhrzeit) und den Endzeitpunkt der Anwesenheit im Kalender eintragen. Handelt es sich um einen zyklisch wiederkehrenden Anwesenheitszeitraum, so kann der Nutzer eine *Ladezeitraum-Serie* anlegen. Dazu ist die entsprechende Checkbox zu aktivieren und das Ende der Ladezeitraum-Serie anzugeben. Ebenso können durch das Klicken auf einen Kalendereintrag die Angaben geändert oder der Kalendereintrag gelöscht werden. Durch das *Speichern* oder *Löschen*

werden die Anwesenheiten der aktuellen Woche mittels *HMI-Service* mit dem Parameter *CHARGE_INTELLIGENT* an den EV-Pool übertragen.



Abbildung 3-7: Anlegen einer Anwesenheit

Die nachstehenden Abbildungen zeigen die Bedienanwendung, aufgerufen per Mobiltelefon.

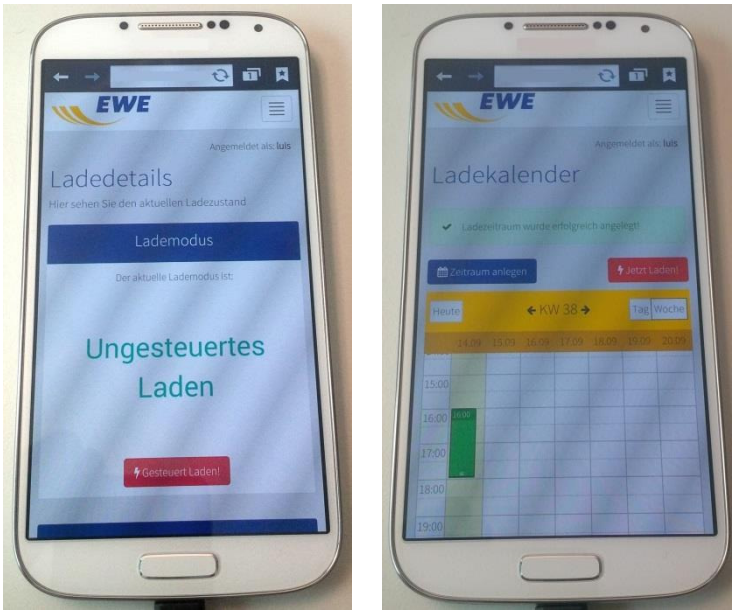


Abbildung 3-8: Bedienanwendung aufgerufen über ein Smartphone

3.4 Test und Erprobung des EWE Ladepunktes

Die ursprüngliche Arbeitspaketplanung sah einen Testablauf in drei Schritten vor:

(1) Die Funktionen des Ladepunktes sollen zunächst in Labortests simulativ geprüft werden. Hier liegt das Augenmerk insbesondere auf dem Übergang der Ladesteckverbindung nach IEC 61851 in die höherwertige Kommunikation nach ISO 15118.
(2) Im zweiten Schritt soll mit einem BMW ActiveE (Projektfahrzeug) getestet werden, um die Implementierung der umgesetzten ISO 15118 Umfänge zu prüfen.
(3) Im dritten Schritt sollen Tests mit Fahrzeugen anderer Hersteller durchgeführt werden, um den Nachweis eines generisch einsetzbaren Ladepunktes zu führen

Anfang 2014 wurden Anfragen an Fahrzeughersteller zu einer Bereitstellung von Elektrofahrzeugen mit ISO 15118 Implementierung für das AC-Laden gestellt. Diese Anfragen erbrachten kein positives Ergebnis. Es war absehbar, dass innerhalb der Projektlaufzeit keine Fahrzeuge mit ISO 15118 Implementierung zur Verfügung gestellt werden können.

Auf Grundlage dieser Informationen wurde eine Änderung im Testablauf des Ladepunktes vorgenommen. Aufgrund der Fahrzeugverfügbarkeit wurde eine Ausdehnung des ersten Erprobungsschrittes umgesetzt. Hierzu wurde die Firma P3 beauftragt. Die Firma P3 verfügt über entsprechende Expertise in diesem Bereich und besitzt im Bereich ISO 15118 entsprechende Messtechnik und Simulatoren.

3.4.1 Labortests

Der Testaufbau bestand aus einer ISO 15118 - Fahrzeugsimulation, die über den regulären Typ 2 Anschluss mit dem Ladepunkt verbunden wurde. Die Simulation besteht aus folgenden Komponenten:

(1) VT System für die Simulation von CP und PLC Kommunikation

(2) Notebook mit CANoe.IP für die Steuerung des VT Systems und die 15118-Kommunikation ab Ethernetschicht aufwärts.

(3) Lastsimulation über eine steuerbare Last (0 kW, 1 kW, 2 kW).

Der Ladepunkt wird einphasig angeschlossen. Die Simulation erlaubt Aufzeichnung und Betrachtung von Traces der Ladekommunikation, die bis auf V2G-Ebene dekodiert dargestellt wird.

Ziel war es, zuerst 15118 Basistests durchzuführen. Dazu versuchte die Fahrzeugsimulation wie ein reales Fahrzeug Ladevorgänge durchzuführen. Dabei wurden Parameter der 15118 Kommunikation der Fahrzeug-Simulation, z.B. Timing, Lastgrenzen, etc. variiert. Im Fokus der Tests stand die ISO 15118 Kommunikation und insbesondere die Interoperabilität mit einem weiteren Protokollstapel (Vector Protokollstapel). Es wurden keine ISO 15118 Normkonformitätstests durchgeführt und auch keine Tests der Backendanbindung des Ladepunktes.

Zu einem späteren Zeitpunkt und nach entsprechenden Nacharbeiten am Ladepunkt wurden Tests wiederholt.

Die Tests bestehen aus der Durchführung von Ladevorgängen oder Teilen von Ladevorgängen gegen eine parametrisierbare Fahrzeugsimulation. Die ISO 15118-Kommunikation der Fahrzeugsimulation basiert auf dem Vector-Protokollstapel. Es werden also keine Normkonformitätstests, sondern Interoperabilitätstests durchgeführt. Die Tests sind über Testfälle definiert, die sich in folgende Kategorien einteilen lassen:

(1) Ladestart

(2) Ladevorgang

(3) Authentifikation

(4) HMI

(5) Fehlertests

(6) 61851-15118-Integration

(7) Backendanbindung

(8) 61851-Parameter

(9) State-Chart-LS aus Nutzersicht

Bei den Kategorien 1 bis 8 handelt es sich um Tests deren Ergebnis IO, PIO oder NIO zurückliefert, wobei diese Kategorien folgendermaßen definiert sind:

IO: Funktion ist in Ordnung; keine Beanstandung
PIO: Funktion ist als prototypische Umsetzung in Ordnung; keine Beanstandung bei getesteter Funktion hinsichtlich prototypischer Umsetzung
NIO: Funktion nicht in Ordnung; Beanstandung

Bei Kategorie 9 wird versucht, möglichst alle kundenwahrnehmbaren Betriebszustände des Ladepunkts zu durchlaufen. Dies ist eine Form des freien Testens.

Kategorie	Resultat	Kommentar
Ladestart	IO	Start mit 5 % DTC und Umschaltung auf 26 % nach ca. 20 s wenn keine ISO 15118 Kommunikation begonnen wird. Timeouts sind relativ knapp bemessen. Zum Ladestart empfiehlt es sich die Authentifikationskarte bereitzuhalten, dann am Fahrzeug einzustecken, dann zu authentifizieren und dann an dem Ladepunkt einzustecken. Testfälle bestanden (bis auf knappe Timeouts), es gab allerdings sporadische Fehler.
Ladevorgang	IO	Testfälle bestanden, es gab allerdings sporadische Fehler.
Authentifikation	PIO	Laden ohne Authentifikation für kurze Zeit möglich. Falls vor der Authentifikation eingesteckt wird, bleiben nur ca. 20s Timeout bis zur Authentifikation. Während des Startvorgangs gibt es relativ lange Phasen, in denen der Oszillator aus ist (z.B. Umschalten von 5 % auf 26 %)
HMI	IO	Problematisch ist, dass der Nutzer nach dem Drücken der Sofortladen-Taste keine Rückmeldung erhält. Sinnvoll wäre ein Blinken bis ein Update vom EV-Pool vorliegt.
Fehlertests	PIO	Ladepunkt wertet Verstöße gegen Leistungsgrenzen nicht aus und schaltet nicht die Spannung ab nachdem Fahrzeug in Status D wechselt. Diese Fehler sind aber eher unproblematisch.

Kategorie	Resultat	Kommentar
61851-15118-Integration	PIO	Der Ladepunkt verbleibt nach dem Ausfall der ISO 15118-Kommunikation auf einem Tastgrad von 5 %. Der Ladepunkt erlaubt zwar weiteres Laden, wenn das Fahrzeug den S2 Schalter geschlossen lässt und Fahrzeug und Ladepunkt weiter verbunden sind. Ein direkter neuer Verbindungsaufbau der ISO 15118 Kommunikation in dieser Situation ist aber nicht möglich. Nach Trennung von CP-Kontakt und neuer Authentifikation kann wieder eine ISO 15118 Kommunikation aufgebaut werden.
Backendanbindung	IO	
61851-Parameter	IO	
State Chart	kein Test	

Tabelle 3-1: Testergebnisse

3.4.2 Fahrzeugtests

Im zweiten Schritt fanden Tests mit dem EWE Ladepunkt und einem BMW ActiveE statt. Das Fahrzeug wurde speziell für diese Tests mit entsprechender Software ausgestattet; die 15118-AC-Implementierung befand sich zu diesem Zeitpunkt allerdings noch in einem prototypischen Zustand. Damit sind Aussagen zur Interoperabilität der EWE und BMW-Konzepte zum gesteuerten Laden auf Basis dieser Tests nicht möglich.

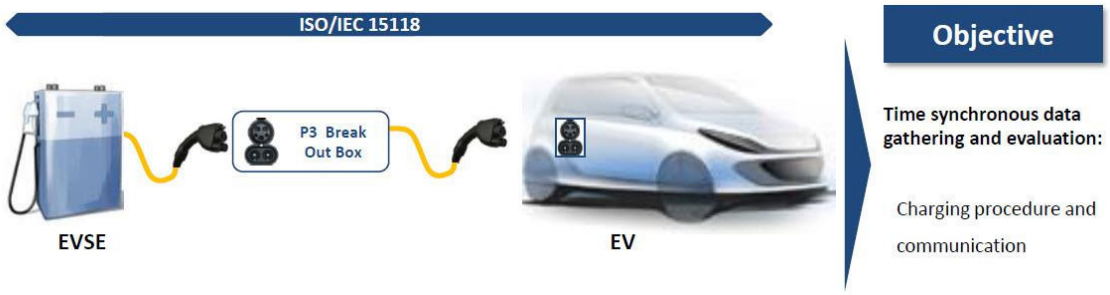


Abbildung 3-9: P3 Messsystem

3.4.3 ISO 15118 Testival

Für EWE hat P3 mit dem ISO 15118-fähigen AC-Ladepunkt an dem „15118/70121 Ladetestival“ am 12. und 13.11.2015 an der TU Dortmund teilgenommen.

Jedoch müssen alle Testival-Teilnehmer die Testival-Ergebnisse geheim halten, so dass diese hier nicht aufgeführt und berücksichtigt werden können.

3.4.4 Gesamtergebnis

Der Ladepunkt stellt eine prototypische Umsetzung des EWE Konzeptes zum gesteuerten Laden dar und kann zu Demonstrationszwecken oder zu Entwicklungszwecken (z.B. als Ladepunkt für Smartgrid Versuchskonzepte) eingesetzt werden.

Der Ladepunkt beherrscht die Teilmenge der ISO 15118 Kommunikation für das AC-Laden zumindest soweit die durchgeführten Tests, die keine vollständigen Normkonformitätstests sind, eine solche Aussage zulassen. Der Neuverhandlungsmechanismus ist umgesetzt und der Ladepunkt gewährleistet den von EWE geforderten Informationstransfer zwischen Fahrzeug und EV-Pool. Die benötigte Energiemenge, die das Fahrzeug an den Ladepunkt sendet, wird weiter an den EV-Pool geleitet. Das Fahrzeug erhält neue Leistungsgrenzen von Seiten des EV-Pools, indem der Ladepunkt eine Neuverhandlung einleitet und einen entsprechenden Ladeplan sendet. Die vom Ladepunkt kommunizierten Ladepläne erlauben dem Fahrzeug keinen Blick in die Zukunft. Es wird lediglich eine für 30 Minuten gültige Leistungsobergrenze kommuniziert.

4 Smart Grids

Das Kapitel 4 beschreibt die Untersuchungen von EWE und der unterbeauftragten Firma Consentec, Aachen im Kontext Elektromobilität und Verteilnetzbetrieb.

4.1 Einleitung

In dem Projekt „Gesteuertes Laden 3.0“ sollen Konzepte und Verfahren zum netzorientiertem Laden von Elektrofahrzeugen an fest installierten Heimladepunkten entwickelt werden. Unter anderem werden durch den Projektpartner Fraunhofer IOSB-AST hierzu Simulationsmodelle für typische Verteilnetzstrukturen entwickelt, die als Grundlage zur Nachbildung des Engpassverhaltens dienen. Ein weiterer Arbeitsschwerpunkt liegt in der Spezifikation geeigneter Kommunikationsschnittstellen und Protokolle für die benötigte Netzautomatisierungstechnik.

Im Rahmen der Arbeiten zu diesem Projekt hat EWE die Firma Consentec mit einer fachlichen, insbesondere auf Verteilnetzfragen bezogenen, Unterstützung beauftragt. Die Arbeiten wurden bedarfsorientiert in enger Abstimmung mit EWE während der Laufzeit der Unterstützung, die sich von August 2013 bis Juli 2014 erstreckte, festgelegt.

In den folgenden Kapiteln sind Inhalte und Ergebnisse dieser Arbeiten dokumentiert.

4.1.1 Autorenverzeichnis

Dr. Tanja Koch, EWE AG

Christian Linke, Consentec GmbH

Melanie Niemeyer, Consentec GmbH

Michael Westerburg, EWE AG

Dr. Enno Wieben, EWE NETZ GmbH

4.2 Ländliche Referenznetze

4.2.1 Anforderungen an und Auswahl der Netze

In dem Forschungsprojekt wird durch den Projektpartner Fraunhofer IOSB-AST ein Simulationsmodell entwickelt, das dazu dienen soll, die Belastungssituation von Ortsnetzen zu simulieren. Hiermit soll in einer noch zu bestimmenden zeitlichen Auflösung berechnet werden, wie viel „freie“ Kapazität das Netz für das Laden von Elektrofahrzeugen aufweist. Letztlich stellt dieses Modell somit die wesentliche Grundlage für die Berücksichtigung der Netzinfrastruktur innerhalb des Gesamtsystems zum gesteuerten Laden von Elektrofahrzeugen dar.

Dieses Simulationsmodell soll innerhalb des Forschungsprojekts anhand exemplarischer Netze angewendet werden. Hierfür werden zum einen Ortsnetze betrachtet, wie sie für großstädtische Versorgungsgebiete typisch sind; Informationen über derartige Netze werden von Vattenfall Europe bzw. von Stromnetz Berlin zur Verfügung gestellt. Zum anderen werden Ortsnetze betrachtet, wie sie für ländliche Versorgungsgebiete typisch sind; hierzu werden Informationen über Netze aus dem Versorgungsgebiet von EWE zur Verfügung gestellt.

Bei der Auswahl der betrachteten Netzausschnitte ist es wichtig, darauf zu achten, dass eine Abdeckung aller typischen Versorgungsaufgaben und Strukturen ländlicher Netze, und hier im Speziellen der von EWE, gegeben ist, um letztlich möglichst allgemeingültige Erkenntnisse aus den Analysen ableiten zu können. Deshalb haben wir uns im ersten Schritt zunächst mit der Frage befasst, welche Kriterien zur Auswahl der Netze geeignet sind. Hierzu haben wir eine Vielzahl von Ortsnetzen aus dem Versorgungsgebiet von EWE betrachtet und dabei folgende Eigenschaften betrachtet:

- Struktur der Netze
- Anzahl der NS-Abgänge in der jeweiligen Ortsnetzstation
- Länge der einzelnen NS-Abgänge
- Anzahl der Hausanschlüsse

Anhand dieser Eigenschaften haben wir letztlich drei verschiedene Ortsnetze ausgewählt, die typisch sind für die Bandbreite der bei EWE vorkommenden Bedingungen. Im Einzelnen sind dies:

- Ein als Kleinstadt bezeichnetes Netz: Hierbei handelt es sich um ein in einer Kleinstadt gelegenes Versorgungsbiet, das eine überwiegend 2-geschossige Bebauung aufweist, die überwiegend aus 2-3 Wohneinheiten je Gebäude besteht und zudem vereinzelt Gewerbeeinheiten beinhaltet. Der Abstand der Hausanschlüsse längs der Straßen ist mit ca. 10 Metern vergleichsweise klein. Einige Dachflächen können genutzt werden (oder werden bereits genutzt) für die Installation von PV-Anlagen im einstelligen kW-Bereich.
- Ein als Dorf bezeichnetes Netz: Hierbei handelt es sich um ein Wohngebiet, das überwiegend aus Einfamilienhäusern auf großen Grundstücken und somit Hausanschlussabständen von einigen 10 Metern besteht. Viele Dachflächen können genutzt werden (oder werden bereits genutzt) für die Installation von PV-Anlagen im großen einstelligen kW-Bereich.
- Ein als Land bezeichnetes Netz: Hierbei handelt es sich um ein landwirtschaftlich geprägtes Gebiet, in dem landwirtschaftliche Gebäude und vereinzelt Wohnhäuser zu finden sind. Der Abstand zwischen den Hausanschlüssen liegt oftmals im Bereich einiger hundert Meter. Die großen Dachflächen der landwirtschaftlichen Gebäude werden für die Installation von PV-Anlagen im zweistelligen kW-Bereich genutzt.

4.2.2 Beschreibung der Netze

Zur Beschreibung der drei Netze werden zahlreiche Parameter verwendet (Abbildung 4-1). Zu vielen dieser Parameter finden sich jeweils zwei Einträge, Angaben zur Bandbreite und eine Angabe zum Wert für das Referenznetz. Die Angaben zur Bandbreite dienen dazu, zu verdeutlichen, innerhalb welchen Wertebereichs die entsprechenden Parameter der realen Netze liegen. Die Bandbreite ist dabei teilweise durch die historische Entwicklung der Netze bestimmt (in der Vergangenheit wurden zum Beispiel teilweise andere Kabelquerschnitte verwendet als heute), vor allem aber dadurch, dass die Eigenschaften der Versorgungsbiete und der Netzkunden (Räumliche Abstände der Gebäude, Anschlussleistungen, etc.) variieren. Um die Zahl der in den Analysen zu betrachtenden Netze zu begrenzen und nicht etwa zahlreiche Parametervariationen durchführen zu müssen, findet sich zusätzlich die Angabe eines festen Werts für das jeweilige Referenznetz. Dieser Wert ist so bestimmt, dass einerseits die Eigenschaften der jeweiligen Netze im Durchschnitt getroffen werden und andererseits die Bandbreite der vorkommenden Netze gut abgedeckt ist.

Parameter		Einheit	(Klein-)Stadt	Dorf	Land
Netzstruktur			Masche mit ONS-Reserve	Masche ohne ONS-Reserve	Strahl
Betriebsweise			vermascht je ONS	vermascht je ONS	Strahl
Verteilungsschlüssel der NSN			25%	50%	25%
Spannungsebene		[kV]	0,4	0,4	0,4
Leitungsquerschnitt	– Bandbreite	[mm²]	120-150	70-150	70-150
	– Wert für Referenznetz	[mm²]	150	120	95
NS-Leitungslänge pro Trafo	– Bandbreite	[m]	1000-2000	1000-2500	1000-3500
	– Wert für Referenznetz	[m]	1500	1800	2100
NS-Abgangslänge	– Bandbreite	[m]	100-150	200-300	500-800
	– Wert für Referenznetz	[m]	150	300	700
Trafoleistung	– Bandbreite	[kVA]	630 (400-800)	400 (250)	250
	– Wert für Referenznetz	[kVA]	630	400	250
NS-Abgänge pro Trafo	– Bandbreite		bis zu 12	bis zu 12	bis zu 4
	– Wert für Referenznetz		10	6	3
Gebäude pro Trafo	– Bandbreite		80-200	50-150	3-15
	– Wert für Referenznetz		150	90	10
Wohneinheiten pro Gebäude	– Bandbreite		2-3	1-2	1
	– Wert für Referenznetz		2	1	1
Verbrauchsleistung pro WE		[kW]	1	1,5	5
Gewerbeeinheiten pro Gebäude			0,1	0	0,2
Verbrauchsleistung pro Gewerbeeinheit		[kW]	10		50
PV-Anlagen installierte Leistung je Anlage	– Bandbreite	[kW]	3 … 10	3 … 25	10 … 30 / 80
	– Wert für Referenznetz	[kW]	5	8	50
PV-Anlagen Zahl pro Trafo	– Bandbreite		0 .. 20	0 .. 25	0 .. 5
	– Wert für Referenznetz		10	15	3

Abbildung 4-1: Parameter der ländlichen Referenznetze

Während diejenigen Parameter, zu denen Zahlenwerte angegeben sind, keiner weiteren Erläuterung bedürfen, sollen die Eigenschaften Netzstruktur und Netzbetrieb anhand des nachfolgenden Bildes noch etwas näher erläutert werden.

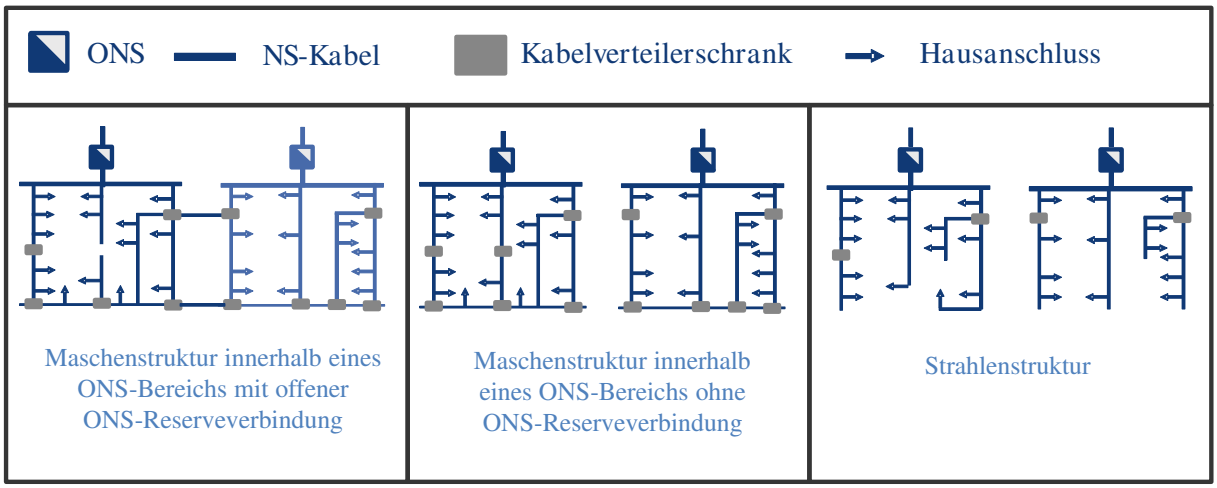


Abbildung 4-2: Netzstruktur der drei ländlichen Referenznetze (schematische Darstellung)

Die Strahlenstruktur (rechts im Bild), die in dem als Land bezeichneten Referenznetz vorliegt, ist die einfachste Form der Netzstruktur. Die Kunden werden ausgehend von der Ortsnetzstation (ONS) über strahlenförmige Leitungen versorgt. Gegebenenfalls können sich die einzelnen Strahlen verzweigen. Schaltmaßnahmen, die dazu führen, dass sich die Impedanzverhältnisse ändern, sind in der Regel nicht möglich.

Netze, die in Maschenstruktur errichtet sind (Bildmitte), wie es bei den als Dorf bezeichneten Referenznetz der Fall ist, verfügen gegenüber den Strahlennetzen über strukturelle Redundanz in Form von Querverbindungen zwischen den einzelnen Leitungsabgängen. Verbindungen zu benachbarten ONS bestehen nicht. Im Regelfall werden diese Netze so betrieben, dass alle Leitungsverbindungen zusammengeschaltet sind. Bei Fehlern im Niederspannungsnetz oder vereinzelt auch bei Wartungsmaßnahmen werden Schaltmaßnahmen vorgenommen. Hierdurch ändern sich in der Regel die Impedanzverhältnisse im Netz, was mit Blick auf die Berechnungen zur freien Netzkapazität für Ladevorgänge zu berücksichtigen ist.

Bei dem als Kleinstadt bezeichneten Referenznetz weist das Netz ebenfalls eine Maschenstruktur auf (links im Bild). Zusätzlich bestehen hier Leitungsverbindungen zu benachbarten ONS, die im Normalbetrieb allerdings offen betrieben sind. Diese Reserveverbindungen werden im Bedarfsfall, das heißt insbesondere bei einem Ausfall oder einer wartungsbedingten Abschaltung der jeweiligen ONS zugeschaltet. Mit Blick auf die Berechnungen zur freien Netzkapazität für Ladevorgänge ist also auch hier zu berücksichtigen, dass sich die Impedanzverhältnisse im Netz durch Schaltmaßnahmen verändern können.

4.3 Prognose der Belastung von NS-Netzen

4.3.1 Ziel und grundsätzliche Herangehensweise

Beim netzorientiertem Laden von Elektrofahrzeugen müssen die Grenzen der Belastbarkeit der Netze und insbesondere der NS-Netze, in denen die in diesem Projekt betrachteten Ladestationen angeschlossen sind, berücksichtigt werden. Zwar ist es in bestimmten Situationen in Gebieten mit dezentralen Erzeugungsanlagen, was in den hier betrachteten NS-Netzen in erster Linie PV-Anlagen sind, denkbar, dass das Laden eine entlastende Wirkung auf die NS-Netze haben kann, in den meisten Fällen werden jedoch zusätzliche Belastungen in den NS-Netzen hervorgerufen.

In (klein-)städtischen Gebieten wird gerade in Anbetracht der vergleichsweisen kurzen NS-Leitungsabschnitte von 100 bis 150 Metern vor allem die maximale Stromtragfähigkeit die Grenze für die Netzbelastbarkeit darstellen(siehe Abbildung 4-3). Es ist daher darauf zu achten, dass Ladevorgänge nur gestartet und in dem Maße durchgeführt werden, so dass die maximale Stromtragfähigkeit nicht verletzt wird.

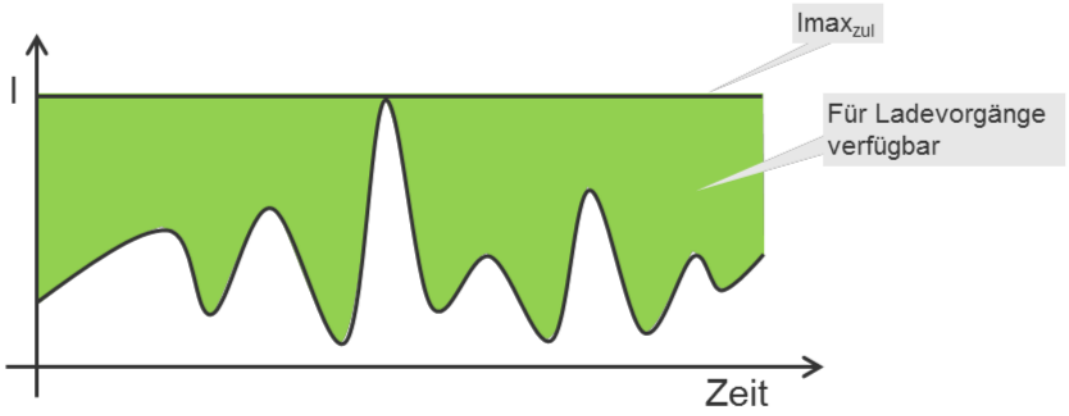


Abbildung 4-3: schematische Netzbelastung in (klein-)städtischen NS-Netzgebieten

In dörflichen oder ländlichen Strukturen liegt die Länge der NS-Leitungsabgänge im Bereich von 300 bis 900 Metern. Zudem ist von einer höheren Durchdringung an Eigenerzeugungsanlagen auszugehen. Diese beiden Faktoren führen dazu, dass in solchen NS-Netzgebieten eher die maximal zulässige Änderung der Spannung die Grenze der Netzbelastbarkeit darstellt (siehe Abbildung 4-4). Daher kann in Zeitbereichen, in denen eine Spannungsanhebung durch die Eigenerzeugungsanlagen erzeugt wird, die Durchführung von Ladevorgängen entlastend wirken. Vorrangig ist aber auch hier darauf zu achten, dass Ladevorgänge nur gestartet und in dem Maße durchgeführt werden, so dass die minimal zulässige Spannungsgrenze nicht verletzt wird.

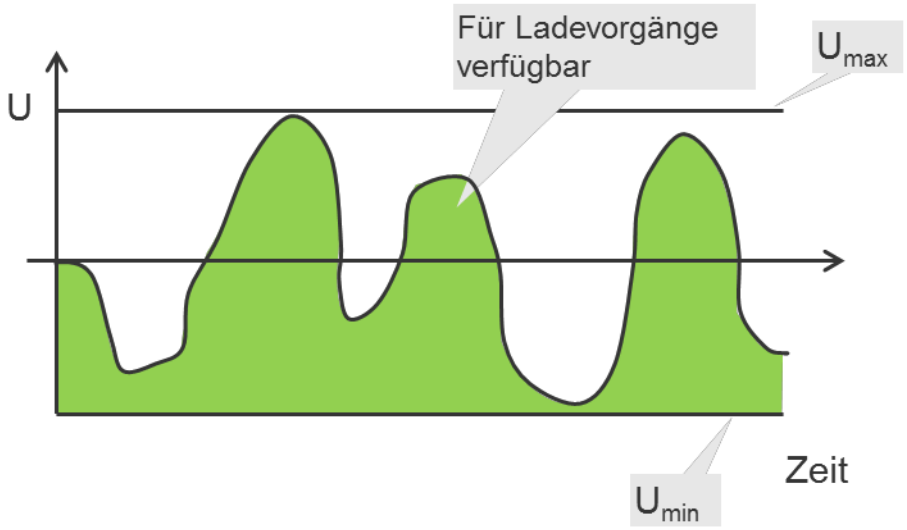


Abbildung 4-4: schematische Netzbelastung in dörflichen und ländlichen NS-Netzgebieten

In allen Fällen ist eine gute Prognose der Netzbelastung Grundvoraussetzung für die optimale Nutzung der vorhandenen Kapazitäten für Ladevorgänge. Möglichkeiten für eine solche Prognose sind Gegenstand der nachfolgenden Analysen.

Die Grundidee der Analysen besteht darin, Zeitreihen von Messwerte der Netzbelastung aus einem Jahr als Prognose für das Folgejahr zu verwenden. Dabei soll geprüft werden, inwieweit verschiedene zeitliche Aggregationsstufen (z.B. nach Jahreszeiten und/oder nach Wochentagen) einen Einfluss auf die erzielbare Prognosegenauigkeit haben. Des Weiteren soll erörtert werden, inwieweit die Einbeziehung weiterer Fundamentalgrößen zu einer Verbesserung beitragen kann.

4.3.2 Basisuntersuchung

4.3.2.1 Datengrundlage

Die Datengrundlage der Analysen bilden Viertelstunden-Messwerte von 14 Ortsnetzstationen aus dem Netzgebiert der EWE für die Jahre 2011 und 2012.

Die Viertelstundenwerte des Jahres 2011 sind die Grundlage für die verwendeten Prognosedaten, während die Viertelstundenwerte des Jahres 2012 die IST-Werte darstellen, mit denen die Prognose verglichen wird.

Es wurden die Daten der folgenden Ortsnetzstationen betrachtet:

- Ortsnetz-1
- Ortsnetz-2
- Ortsnetz-3
- Ortsnetz-4
    - Ortsnetz-4-1
    - Ortsnetz-4-2
- Ortsnetz-5
    - Ortsnetz-5-1
    - Ortsnetz-5-2
- Ortsnetz-6

  - Ortsnetz-6-1
  - Ortsnetz-6-2
- Ortsnetz-7
- Ortsnetz-8
- Ortsnetz-9
- Ortsnetz-10
- Ortsnetz-11

4.3.2.2 Methodik

Um zu analysieren, mit welchem Detaillierungsgrad eine zuverlässige Prognose der Belastung in NS-Netzen zu erzielen ist, werden die Viertelstunden-Messwerte der Ortsnetzstationen des Jahres 2011 in verschiedenen statistischen Betrachtungen zu mehreren durchschnittlichen Tagesgängen der Belastungen zusammengefasst. Diese Tagesgänge werden dann als Prognose für die erwartete Belastung verwendet und den realen Messwerten der einzelnen Ortsnetzstationen aus dem Jahr 2012 gegenübergestellt.

Es werden folgende Tagesgänge betrachtet, wobei der Detaillierungsgrad jeweils zunimmt:

- Alle Ortsnetzstationen werden zu einer Durchschnittsstation zusammengefasst
- Je Ortsnetzstation wird ein separater Tagesgang betrachtet
- Drei Tagesgänge je Ortsnetzstation zur Unterscheidung von Arbeitstagen (Mo.-Fr.), Samstagen sowie Sonn- und Feiertagen
- Neun Tagesgänge je Ortsnetzstation zur Unterscheidung der Tagestypen und der Jahreszeiten Winter, Sommer und Übergang

4.3.2.3 Erste Ergebnisse

Im ersten Schritt wird ein Tagesgang einer durchschnittlichen Ortsnetzstation aus den Daten aller 14 Ortsnetzstation gebildet. Um abzuschätzen, ob sich der Einsatz dieses Tagesgangs für die Prognose eignet, wird er den durchschnittlichen Tagesgängen (Durchschnitt über alle Tage des Jahres) der einzelnen Ortsnetzstationen gegenüber gestellt (Abbildung 4-5).

Die Unterschiede von bis zu 35 % in der gemittelten Auslastung des durchschnittlichen Tagesgangs zu der gemittelten Auslastung einzelner Stationen zeigen, dass eine solche Durchschnittsbetrachtung über alle Ortsnetzstationen nur zu einer sehr ungenauen Prognose führt. Eine Prognose basierend auf dem Tagesgang einer Durchschnittsstation würde kaum Möglichkeiten für Ladevorgänge ausweisen können, da zu große Sicherheitsmargen berücksichtigt werden müssten, um eine Überlastung des NS-Netzes zu verhindern. Für eine zuverlässigere Prognose ist also im Weiteren die Betrachtung der einzelnen Stationen nötig.

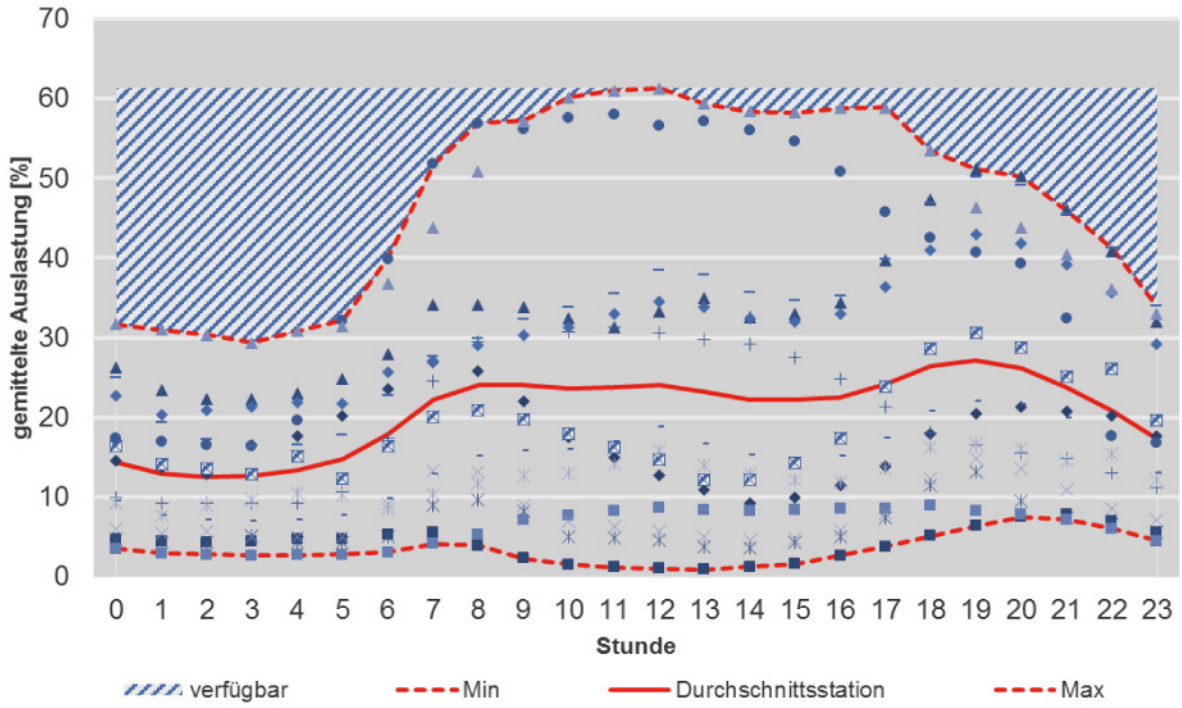


Abbildung 4-5: Gegenüberstellung der Tagesgänge der einzelnen Ortsnetzstationen zur Durchschnittsstation

Daher werden im Folgenden die Tagesgänge der einzelnen Stationen zur Vorhersage der Belastung der jeweiligen Station verwendet. Jedoch führt auch eine solche Prognose basierend auf einem Tagesgang je Ortsnetzstation, ohne Unterscheidung von Tagestypen, weiterhin zu relativen Abweichungen von bis zu 65 % in einzelnen Ortsnetzstationen, auch wenn die Mittlere Abweichung über alle Ortsnetzstationen bei nur 8 % liegt (siehe Abbildung 4-6).

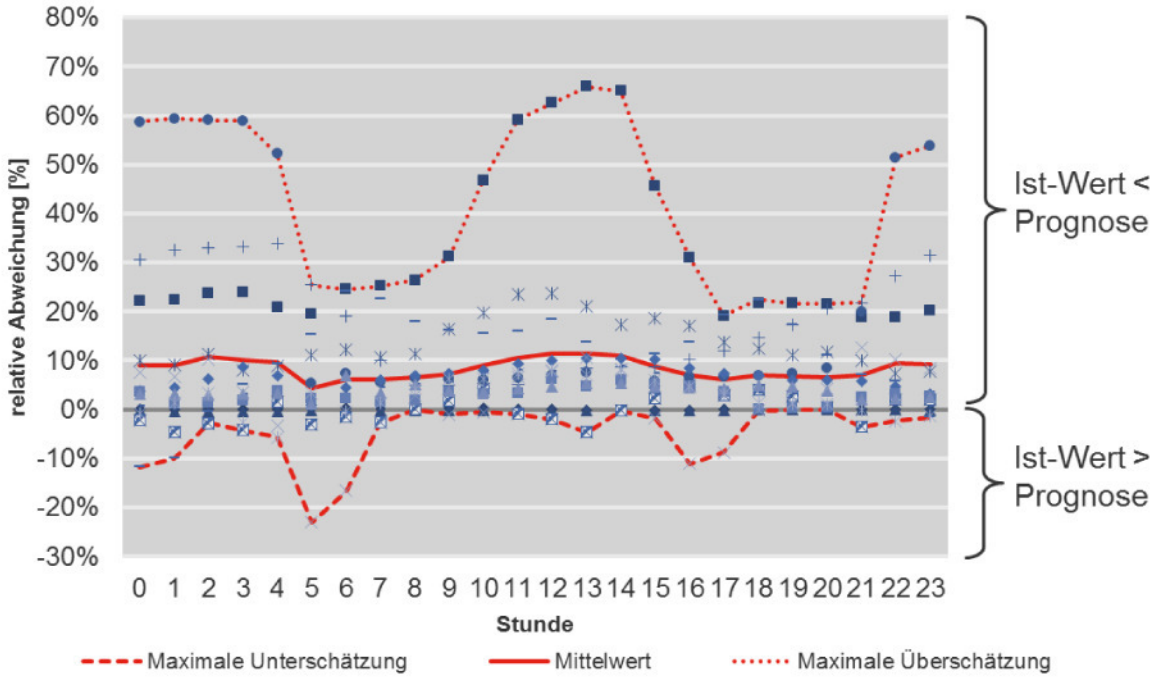


Abbildung 4-6: Relative Abweichung der Prognose je Ortsnetzstation anhand eines Tagesgangs je Ortsnetzstation

Im Weiteren wird von der Verwendung eines Tagesgangs je Ortsnetzstation abgewichen und es werden verschiedene Tagestypen betrachtet. Dabei werden die Tage Montag bis Freitag in einen Tagesgang zusammengefasst. Ein zweiter Tagesgang wird für alle Samstage ermittelt und ein dritter für alle Sonn- und Feiertage, wobei die Feiertage des Landes Niedersachsen (in dem die hier betrachteten Ortsnetzstationen stehen) als Grundlage der Feiertagsbestimmung verwendet wurden. Zusätzlich werden in einem weiteren Schritt diese drei Tagesgänge differenziert nach den Jahreszeiten Sommer, Winter und Übergang ermittelt.

Wie die Ergebnisdarstellung in Abbildung 4-7 zeigt, lässt sich durch die Betrachtung von Tagesgängen je Tagestyp eine verbesserte Prognosegüte erreichen. Auch lassen sich für die Wintermonate mit Hilfe der detaillierten Tagesgänge gute Ergebnisse erzielen. Dennoch sind vor allem im Sommer weiterhin hohe Abweichungen und somit eine vergleichsweise niedrige Prognosegüte zu verzeichnen.

Die großen Abweichungen vor allem im Sommer lassen sich möglicherweise dadurch erklären, dass in den Viertelstunden-Messwerten der Ortsnetzstationen bereits die Erzeugung aus dezentralen Erzeugungsanlagen, vornehmlich PV-Anlagen, enthalten ist. Daher ist davon auszugehen, dass durch Berücksichtigung von weiteren Daten, z. B. Wetterdaten, eine weitere Verbesserung der Prognose erzielt werden kann.

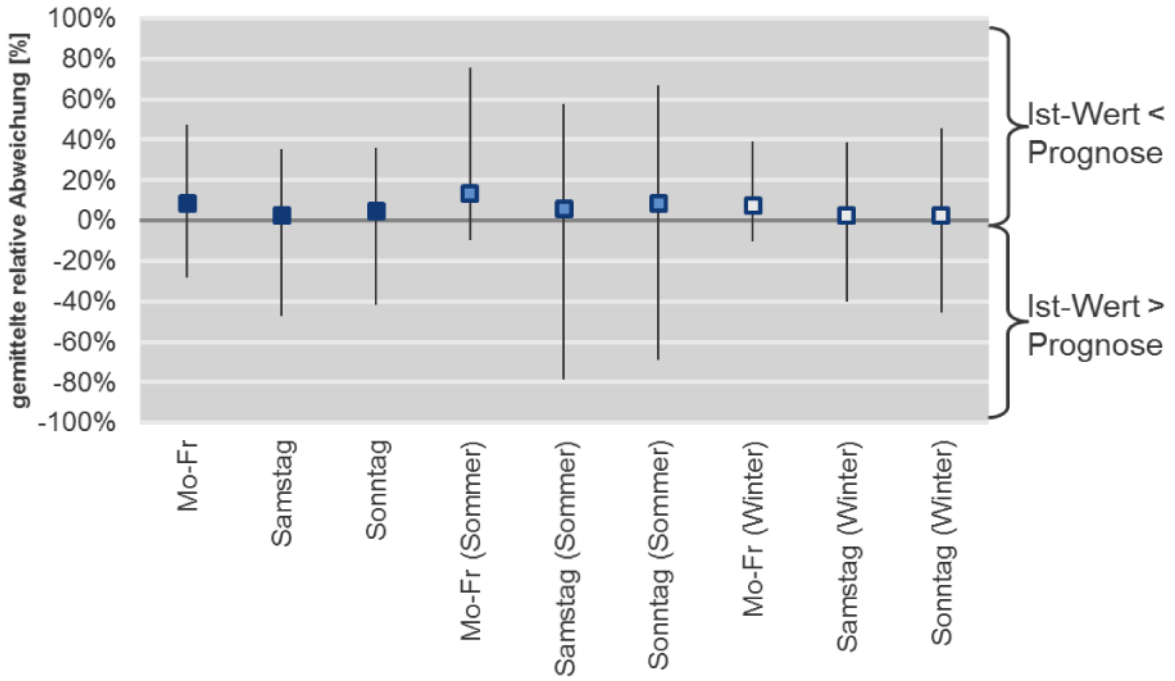


Abbildung 4-7: Betrachtung der gemittelten relativen Abweichung bei Differenzierung nach Tagestypen und Jahreszeiten

4.3.3 Ansatz zur Verbesserung der Prognose

Ziel des nachfolgenden Ansatzes zur Verbesserung der (Last-)Prognose ist es, die Einspeiseleistungen aus den gemessenen Belastungen der Netzstationen herauszurechnen.

4.3.3.1 Datengrundlage

Hierzu wird zunächst anhand von Messreihen von 7 leistungsgemessenen PV-Anlagen im Versorgungsgebiet der EWE, die für die Jahre 2011 und 2012 vorliegen, ein gemittelter Jahresgang für die beiden Jahre erstellt. Diese Jahresgänge spiegeln den Anteil der erzeugten Leistung in Bezug auf die installierte kW_p-Leistung wider.

Anhand dieser gemittelten Jahresgänge wird die Erzeugungsleistung unterhalb der jeweiligen Ortsnetzstationen abgeschätzt und es werden die Messwerte der Ortsnetzstationen gemäß folgender Formel angepasst.

$$P_{Kunden} = P_{Bezug} + P_{erm.Erzeugung} - P_{Rückspeisung}$$

In den weiteren Untersuchungen werden nur Ortsnetzstationen betrachtet, für die Informationen zu unterlagerten PV-Anlagen vorliegen und die nach der Neuberechnung der Kundenlast keine Rückspeisungen mehr aufweisen.

Konkret sind dies folgende Stationen:

- Ortsnetz-3
- Ortsnetz-4
    - Ortsnetz-4-1
    - Ortsnetz-4-2
- Ortsnetz-6
    - Ortsnetz-6-1
    - Ortsnetz-6-2
- Ortsnetz-7
- Ortsnetz-8
- Ortsnetz-10
- Ortsnetz-11

4.3.3.2 Methodik

Als Grundlage für die durchgeführten Prognosen werden verschiedene Zeiträume als „Wissensgrundlage“ betrachtet. Dazu wurden im Wesentlichen zwei verschiedene Datengrundlagen betrachtet.

Im ersten Ansatz wird die Prognose auf Basis der letzten identischen Wochentage und Stunden ermittelt. Das bedeutet, dass zur Prognose einer Stunde eines Tages die vergangenen vier Wochen mit der jeweils identischen Stunde betrachtet werden. Dieser Ansatz wird im Folgenden als „Wochen“ bezeichnet. Zusätzlich werden zwei Untervarianten betrachtet. Die Untervariante „gemittelt“ betrachtet den einfachen Mittelwert der vergangenen 4 Wochen. Um die Aktualität der Daten zu berücksichtigen, wird bei Untervariante „gewichtet“ eine Wichtung der letzten 4 Wochen vorgenommen, bei der die jüngere Vergangenheit mit einem stärkeren Gewicht in die Prognose eingeht als die weiter zurück liegende.

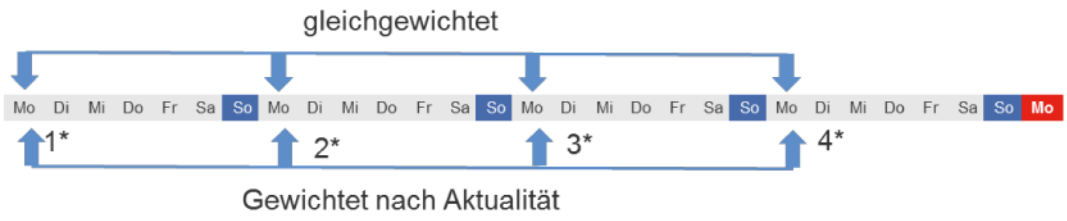


Abbildung 4-8: Exemplarische Darstellung der zwei Untervarianten der Wochenbetrachtung bei der Prognose eines Montags

Ein zweiter Ansatz führt die Prognose auf Basis der letzten 4 Wochentage gleichen Wochentagtyps durch. Als Grundlage hierfür dient das derzeitige Vorgehen der ÜNBs zur sogenannten DACF-Prognose (DACF = Day Ahead congestion forecast). Im Weiteren wird dieser Ansatz als „ÜNB“ be-

zeichnet. Auch hier werden die Untervariante „gemittelt“ mit dem Mittelwert der letzten vier Tage, sowie die Untervariante „gewichtet“ mit einer Wichtung der verwendeten Tage nach Aktualität betrachtet.

Die Prognose des zu prognostizierenden Tags wird immer am Vortag durchgeführt; folglich liegt der aktuellste Tag, der in die Prognose eingeht, (mindestens) 2 Tage zurück. Zur Prognose des Montags (die sonntags vorgenommen wird) wie auch des Dienstags (die montags vorgenommen wird) wird als letzt-aktuellster Tag der Freitag der Vorwoche verwendet; bei den übrigen Wochentagen ist es jeweils der vorletzte Wochentag. Nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über die der Prognose jeweils zugrundeliegenden Tage.

Prognosetag	verwendete Wochentage zur Prognose
Montag	Freitag, Donnerstag, Mittwoch, Dienstag
Dienstag	Freitag, Donnerstag, Mittwoch, Dienstag
Mittwoch	Montag, Freitag, Donnerstag, Mittwoch
Donnerstag	Dienstag, Montag, Freitag, Donnerstag
Freitag	Mittwoch, Dienstag, Montag, Dienstag
Samstag	letzten 4 Samstage
Sonntag	letzten 4 Sonn-/Feiertage

Tabelle 4-1: Aufstellung der Referenztage

Mit den Prognosedaten werden die verfügbaren Ladeleistungen innerhalb eines 24h-Zeitfensters bestimmt und es werden schließlich die Abhängigkeiten der Anforderung an Sicherheitszuschläge zur Berücksichtigung der Prognoseungenauigkeit aufgezeigt.

Um die verfügbare Ladeleistung zu ermitteln, wird die maximal zulässige Belastung einer Ortsnetzstation gemäß aktueller EWE-Planungsgrundsätze auf 60 % der installierten Trafoleistung gesetzt. Die verfügbare Ladeleistung entspricht dann der maximal zulässigen Ortsnetzstationsleistung minus der IST-Leistung zuzüglich eines Sicherheitszuschlags; letzterer wird für verschiedene „Sicherheitsstufen“ betrachtet, die darüber definiert werden, mit welcher Wahrscheinlichkeit die tatsächliche Last über der Prognoselast liegt. Die verfügbare Ladeleistung wird nachfolgend für folgende drei Varianten des Sicherheitszuschlags bestimmt:

- Die Wahrscheinlichkeit für Überschreitungen ist kleiner als σ (35 %)
- Die Wahrscheinlichkeit für Überschreitungen ist kleiner als 2σ (5 %)
- Es sind keine Überschreitungen zulässig

4.3.3.3 Ergebnisse

Auf Grundlage der gemäß der in Kapitel 4.3.3.2 beschriebenen Methodik ermittelten Kundenlast der Ortsnetzstationen werden die Prognosen für das Jahr 2012 berechnet.

Exemplarisch werden im Weiteren die Daten zweier Ortsnetzstationen betrachtet. Dabei ist an einer Ortsnetzstation nur eine geringe unterlagerte PV-Leistung festzustellen (kleiner als 10 kW_p). Die zweite Ortsnetzstation besitzt eine unterlagerte PV-Leistung von ca. 150 kW_p.

Anhand eines exemplarisch ausgewählten Sommertags wird eine erste Einschätzung der Prognosegüte vorgenommen. Zunächst wird für den ausgewählten 2. August 2012 die Prognosegüte der Belastung einer Ortsnetzstation mit einer geringen unterlagerten PV-Leistung von wenigen kW_p betrachtet.

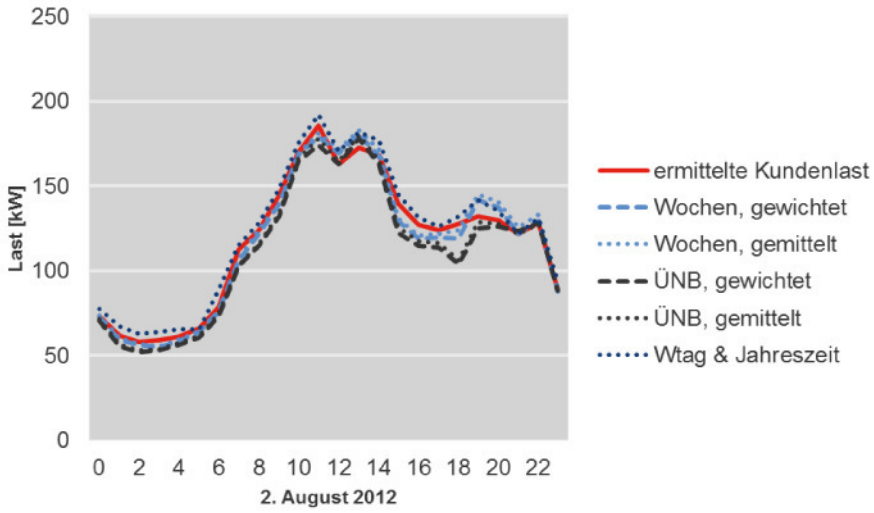


Abbildung 4-9: Vergleich verschiedener Prognoseverfahren für eine Ortsnetzstation mit geringer unterlagerten PV-Leistung

Wie in Abbildung 4-9 zu erkennen, weichen für diese Ortsnetzstation die verschiedenen Prognoseverfahren nur in einem geringen Maße ab.

Betrachtet man jedoch eine Ortsnetzstation mit einer unterlagerten PV-Leistung von ca. 150 kW_p, so ist vor allem um die Mittagsstunden eine größere Abweichung zwischen den verschiedenen Prognoseverfahren festzustellen (siehe Abbildung 4-10). Diese Abweichungen sind darauf zurück zu führen, dass die unterlagerte PV-Leistung durch den gemittelten Jahresgang der leistungsgemessenen PV-Anlagen abgeschätzt wurde und somit die PV-Erzeugung in den Prognosedaten sowie für den zur prognostizierenden Zeitpunkt nicht genau abgebildet wurde.

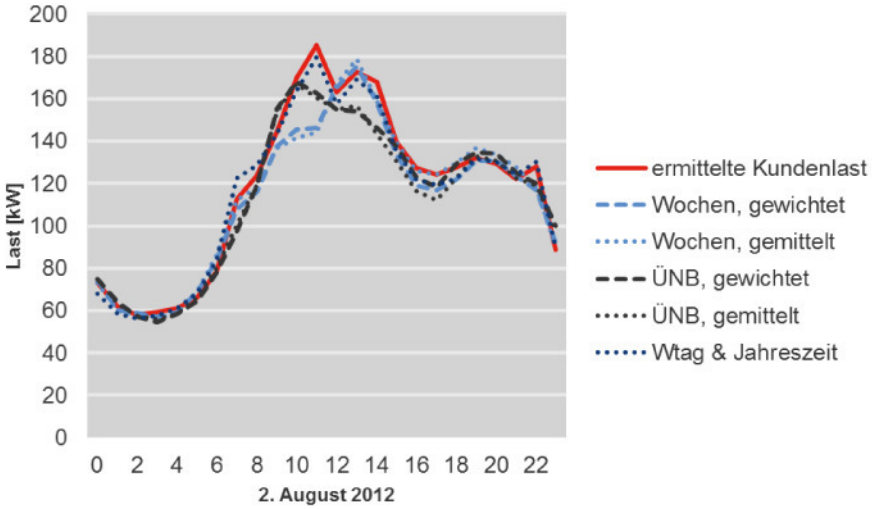


Abbildung 4-10: Vergleich verschiedener Prognoseverfahren für eine Ortsnetzstation mit hoher unterlagerten PV-Leistung

Betrachtet man die verfügbare Ladeleistung der Ortsnetzstationen, so ist auch hier ein Unterschied zwischen den Ortsnetzstationen mit geringer und hoher unterlagerter PV-Leistung festzustellen. Zwar ist bei allen Prognosevarianten die verfügbare Ladeleistung sehr ähnlich, jedoch weist der Sicherheitszuschlag bei Ortsnetzstationen mit hoher unterlagerter PV-Leistung einen Rückgang der verfügbaren Ladeleistung um mehr als 50 % zwischen den verschiedenen zulässigen Wahrscheinlichkeit für Überschreitungen der Prognose durch die tatsächliche Last auf (siehe Abbildung 4-11).

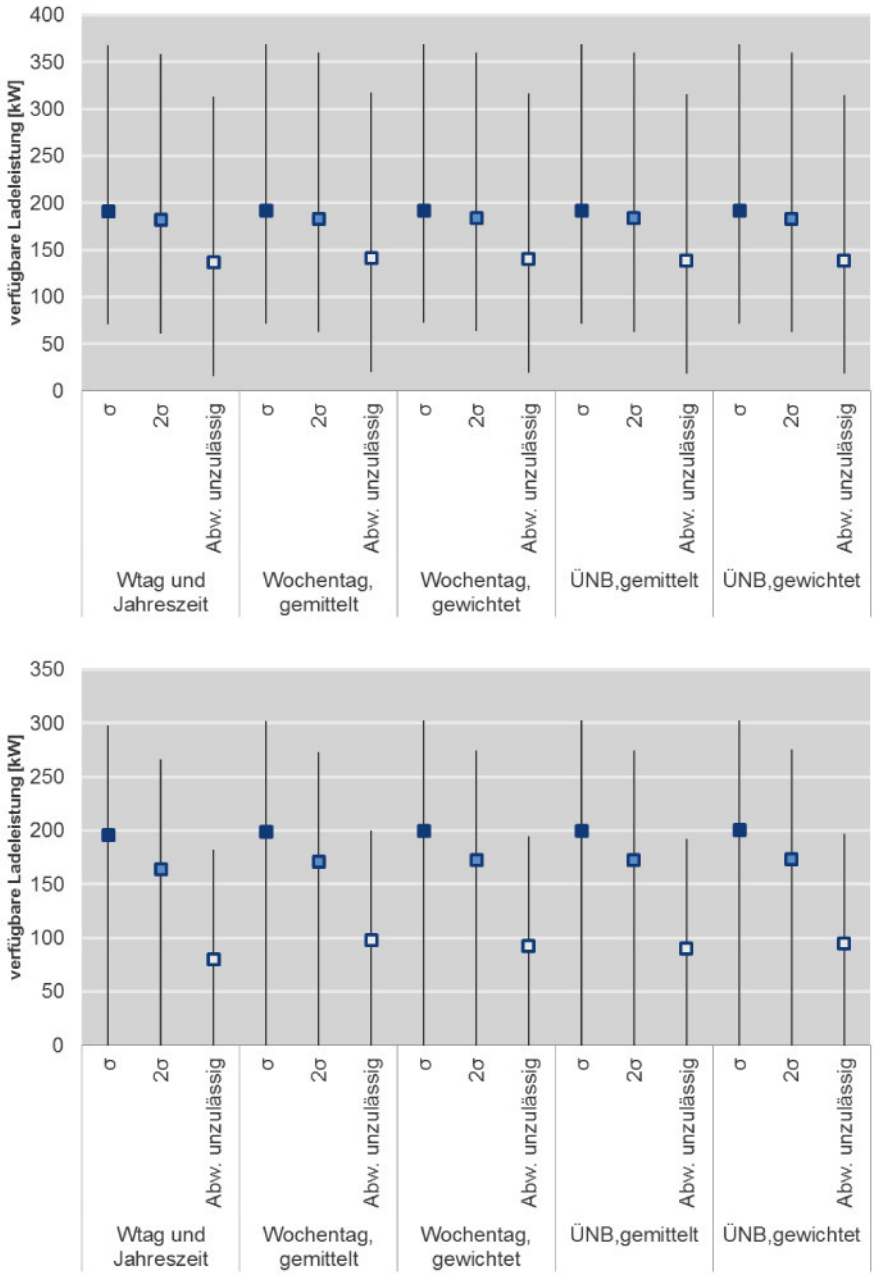


Abbildung 4-11: Verfügbare Ladeleistung abhängig vom gewählten Modell für Ortsnetzstationen mit geringer unterlagerter PV-Leistung (oben) und Ortsnetzstationen mit hoher unterlagerter PV-Leistung (unten)

Da bei allen Prognoseverfahren die verfügbare Ladeleistung nur gering voneinander abweicht, kann die Auswahl des geeigneten Prognoseverfahrens auch unter Berücksichtigung des entstehenden Aufwands getroffen werden. Dabei sollte im ausgewählten Prognoseverfahren mindestens eine Unterscheidung der Wochentage vorgenommen werden. Beispielsweise lässt sich die Prognose der Niederspannungslast gemäß des ÜNB-Verfahrens zur Ermittlung des DACF mit nur wenigen historischen Daten realisieren, jedoch steht diesem Verfahren ein erhöhter Zeitaufwand gegenüber, da immer nur für einen Tag im Voraus die Prognose ermittelt werden kann.

Zusätzlich ist eine genaue Information über die tatsächliche und historische PV-Einspeisung bzw. Kundenlast notwendig, um eine hohe Prognosegüte zu erreichen, da sich ansonsten Fehler in der Abschätzung der Kundenlast in historischen sowie aktuellen Daten addieren können.

4.4 Nutzen der Abschaltbarkeit /Steuerbarkeit von Ladevorgängen

Die Abschaltbarkeit von Ladevorgängen könnte genutzt werden, um lastbedingte Netzüberlastungen zu vermeiden. Hierdurch wäre es insbesondere möglich, die Netze mit Blick auf E-Fahrzeuge (n-0)-sicher auszulegen. Das bedeutet konkret, dass die Ladevorgänge dann abgeschaltet werden, wenn nach Abschaltung oder Ausfall von Netzbetriebsmitteln die zulässigen (n-0)-Grenzen im Verteilnetz aufgrund zu hoher Last überschritten würden. Der Nutzen der Abschaltbarkeit wird anhand der Kosten des vermiedenen Netzausbaus bewertet.

4.4.1 Datengrundlage

Die Datengrundlage bilden die Jahresmesswerte 2012 einer Ortsnetzstation für die eine geringe Einspeisung durch dezentrale Erzeugung (< 4 kW) vorhanden ist (Ortsnetz-9). Diese Ortsnetzstation verfügt über einen 630 kVA-Transformator. Die Anschlussleistungen verschiedener Ladestationen werden am Beispiel der angebotenen Ladestationen des BMW i3 betrachtet.

4.4.2 Methodik

Es werden verschiedene synthetische Tagesgänge zur Abbildung der Ladevorgänge für ungesteuertes und „einfaches“ gesteuertes Laden erzeugt. Mit Hilfe der Tagesgänge wird das vollständige Aufladen eines Elektrofahrzeugs mit einem Tagesenergiebedarf von ca. 7,5 kWh, was einer Tagesfahrleistung von ca. 50 km bei einem Verbrauch von ca. 15 kWh/100 km entspricht, abgebildet.

Ungesteuertes Laden entspricht dabei dem zeitgleichen Laden aller Elektrofahrzeuge innerhalb eines bestimmten Zeitraums mit jeweils 100 % der Anschlussleistung, so dass der Ladevorgang in der kürzest möglichen Zeit abgeschlossen werden kann.

Der hier als „einfaches“ gesteuertes Laden bezeichnete Lademechanismus entspricht dem vollständigen Aufladen der Fahrzeugbatterien über einen längeren Zeitbereich, so dass eine geringere Ladeleistung pro Stunde benötigt wird.

Als Ladestationen werden dabei der einphasige Anschluss mit 3,7 kW bei 16 A Stromstärke sowie der zweiphasige Anschluss mit insgesamt 7,4 kW bei ebenfalls jeweils 16 A Stromstärke pro Phase betrachtet.

In dieser Untersuchung werden folgende Varianten zur Ladung von Elektrofahrzeugen betrachtet:

- Variante A: Ungesteuertes Laden, d. h. der Ladezeitraum beträgt etwa 2,5 h für das einphasige Laden und etwa 1,5 h beim Laden über einen zweiphasigen Anschluss mit jeweils 100 % der Anschlussleistung.
- Variante B: Einfach gesteuertes Laden zwischen 17 Uhr und 7 Uhr morgens (14 Stunden Zeitfenster); dabei wird für das einphasige Laden eine Ladeleistung von ca. 18 % der Anschlussleistung benötigt. Beim Laden über einen zweiphasigen Anschluss entspricht die Ladeleistung ca. 11 % der Anschlussleistung.
- Variante C: Einfach gesteuertes Laden zwischen 20 Uhr und 7 Uhr morgens (11 Stunden Zeitfenster), um die abendliche Lastspitze zu umgehen. Beim einphasigen Laden entspricht dies einer Ladeleistung von ca. 23 % der Anschlussleistung. Ein Ladevorgang mit Hilfe eines zweiphasigen Anschlusses benötigt ca. 14 % der Anschlussleistung.

In allen Ladeszenarien werden die Fahrzeuge zeitgleich mit identischer Ladeleistung betrachtet.

Um die Anzahl der Elektrofahrzeuge zu bestimmen, die gemäß der verschiedenen Ladeszenarien zeitgleich geladen werden können, wird der von der Ortsnetzstation gespeiste NS-Netzbereich durch drei NS-Abgänge mit einer Kapazität von jeweils 190 kVA abgebildet; dies entspricht einem Standard-Alu-Kabel mit einem Querschnitt von 150 mm².

Zusätzlich zu den oben genannten Variationen der Ladevorgänge werden zwei Auslastungsfälle betrachtet. In der Variante 1 wird eine Auslastung von 100 % als zulässig angenommen, d. h. es ist keine Reservestellung für Betriebsmittelausfälle möglich, wie es in einigen (ländlichen) Teilen des Versorgungsgebiets von EWE der Fall ist. Die Variante 2 erlaubt eine maximale Auslastung der Ortsnetzstation von 60 %, um im Fehlerfall Reserve stellen zu können. Dies entspricht der (n-1)-Anforderung gemäß der aktuellen Planungsgrundsätze für den überwiegenden Teil des Versorgungsgebiets.

Die Kapazität, die zur Durchführung der Ladevorgänge zur Verfügung steht wird anhand der Jahreshöchstlast im jeweils betrachteten Ladezeitraum bestimmt. Dies führt zu einer konstant verfügbaren Ladeleistung, da der aktuelle Lastzustand nicht berücksichtigt wird (Jahresminimum der verfügbaren Ladeleistung). Exemplarisch wird dies für die Betrachtung der Auslastungsvariante 1 (100 %) in Kombination mit dem Ladeszenario B (14 h Ladezeit) in Abbildung 4-12 dargestellt.

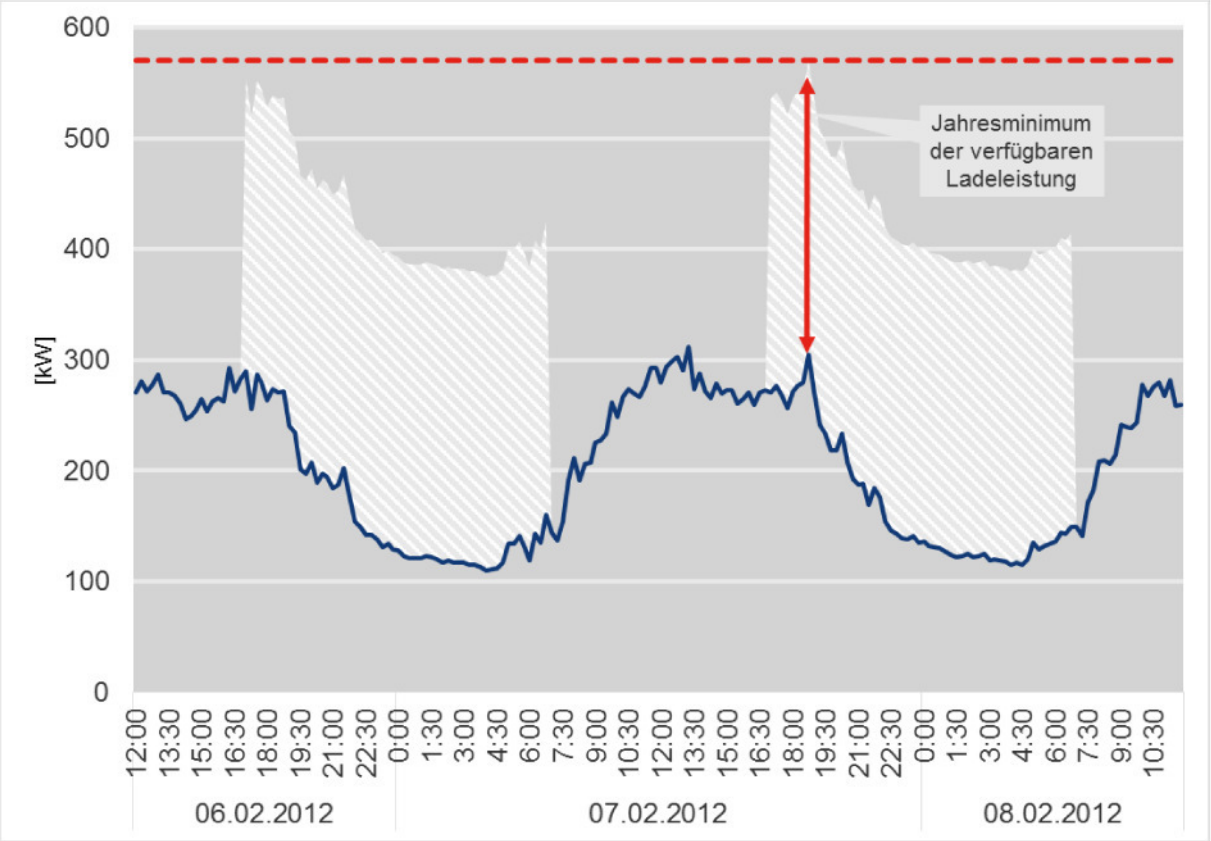


Abbildung 4-12: Exemplarische Darstellung der verfügbaren Ladeleistung im Zeitraum 17 Uhr bis 7 Uhr im Ladezeitraum am 7.2.2012 um 18:45 Uhr (Jahreshöchstlast)

4.4.3 Ergebnisse

Anhand der zur Verfügung stehenden Ladekapazität kann die maximale Anzahl der zeitgleichen Ladevorgänge im Speisebereich der Ortsnetzstation ermittelt werden.

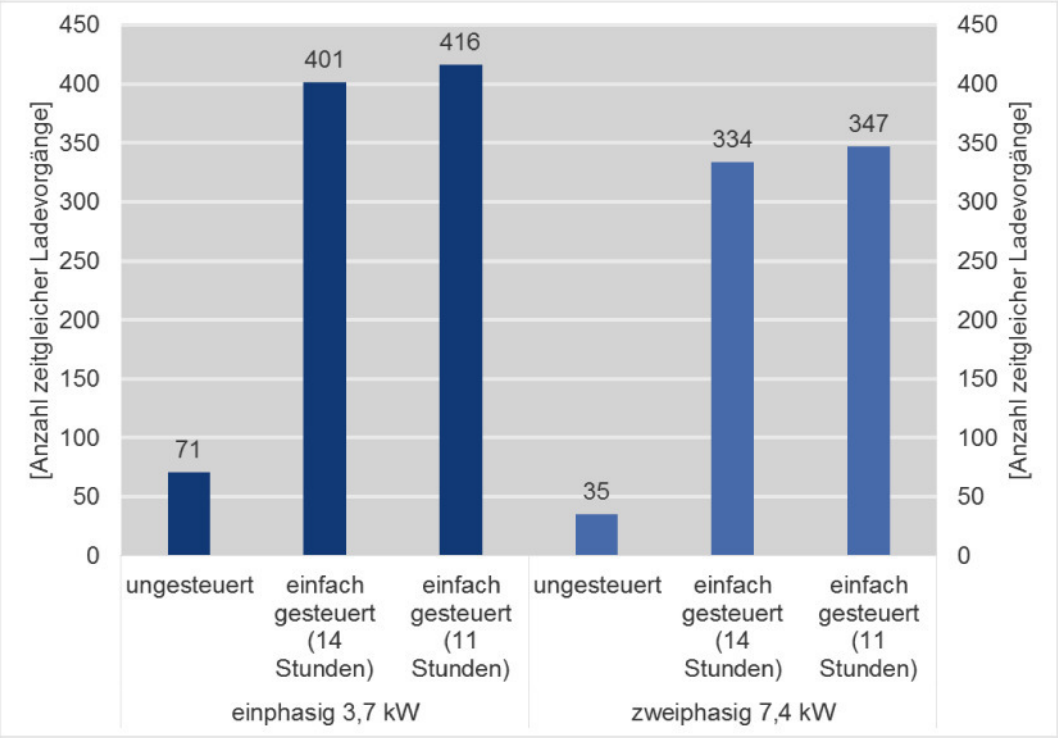


Abbildung 4-13: Maximale Anzahl zeitgleicher Ladevorgänge bei einer zulässigen Auslastung im Ortsnetz von 100 %

Bei einer zulässigen Auslastung von 100 % können 71 Elektrofahrzeuge ungesteuert einphasig im Bereich der Ortsnetzstation angeschlossen werden, ohne dass eine Überlastung im Ortsnetz auftreten würde (Spannungsfälle wurden hier nicht betrachtet). 2-phasig könnten 35 Fahrzeuge zeitgleich ungesteuert geladen werden.

Wird eine einfache Steuerung der Ladevorgänge gemäß der in Kapitel 4.4.2 beschriebenen Methodik unterstellt, so steigt selbst für den Fall des 2-phasigen Ladens die Anzahl der zeitgleicher Ladevorgänge auf über 330 Stück und somit in Bereiche, die unterhalb einer einzelnen Ortsnetzstation nicht zu erwarten sind.

Betrachtet man jedoch eine zulässige Auslastung von maximal 60 % an der Ortsnetzstation, so sinkt die Anzahl der ungesteuerten Ladevorgänge selbst für das einphasige Laden deutlich auf „nur“ 10 Fahrzeuge (siehe Abbildung 4-14).

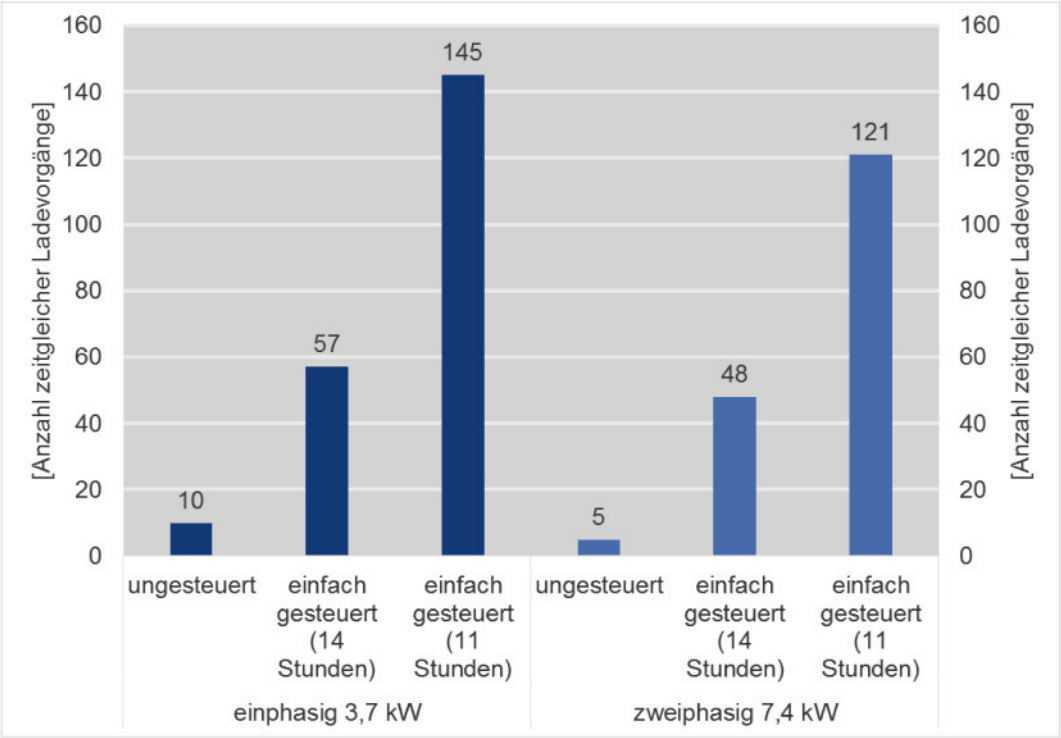


Abbildung 4-14: Maximale Anzahl zeitgleicher Ladevorgänge bei einer zulässigen Auslastung im Ortsnetz von maximal 60 %

Dass die Zunahme der Anzahl möglicher Ladevorgänge zwischen den verschiedenen Ladezeiträumen des einfach gesteuerten Ladens (11- ggü. 14-Stunden-Zeitfenster) bei einer maximalen Auslastung des Ortsnetzes von 60 % größer ist als bei der Variante 1 (100 %), ist darauf zurückzuführen, dass die verfügbaren Ladekapazität fast verdreifacht wird, wenn erst nach 20 Uhr geladen wird. Bei einer maximalen Auslastung von 100 % nimmt die Ladekapazität bei einer Verschiebung des Ladezeitfensters jedoch nur um den Faktor 1,25 zu.

4.4.4 Einfluss der Abschaltbarkeit auf Netzauslegung

Es zeigt sich, dass bereits unter ungünstigen Bedingungen die Netzkapazität bei wenigen Elektrofahrzeugen erreicht werden kann. Eine Abschaltbarkeit von Ladevorgängen führt bereits zu einer signifikanten Steigerung der anschließbaren Elektrofahrzeuge, die vielfach bereits eine Größenordnung erreicht, die bei der realistisch erwartbaren Durchdringung mit Elektrofahrzeugen ausreicht, um einen Netzausbau zu vermeiden.

Durch die Steuerung von Ladevorgängen kann die Anzahl der anschließbaren Elektrofahrzeuge darüber hinaus um ein Vielfaches erhöht werden. Fraglich ist allerdings, ob eine E-Fahrzeug-Durchdringung, die dies erfordern würde, überhaupt auf absehbare Zeit realistisch ist. Zur Parametrierung dieser Ladevorgänge scheint es vollkommen ausreichend, einen an der Maximalleistung einer ONS oder anderer Betriebsmittel im Netz orientierte Ladeleistung vorzugeben.

Die Abschaltbarkeit von Ladevorgängen ermöglicht es somit Niederspannungsnetze mit Blick auf die Ladeleistung „nur“ (n-0)-sicher auszulegen und somit eine bis zu 40 % höhere Auslastung zuzulassen. Dies bedeutet bezogen auf den NS-Speisebereich einer Ortsnetzstation mit einem 630 kVA Transformator, dass bis zu 30 Elektrofahrzeuge bei 2-phasigem Laden bzw. bis zu 60 Elektrofahrzeuge bei 1-phasigem Laden zusätzlich angeschlossen werden können, bevor das Netz ausgebaut werden muss.

Gemessen an vermiedenem Netzausbaus liegt der Nutzen der Abschaltbarkeit in der Praxis zwischen 0 % – in Netzgebieten, in denen die Kapazitätsgrenzen ohnehin nicht erreicht werden – und 100 % –

in Netzgebieten, in denen die die E-Fahrzeug-Durchdringung so hoch ist, dass die Kapazitätsgrenzen des Netzes (Auslastung von 60 %) erreicht bzw. überschritten werden.

4.4.5 Einfluss der Abschaltbarkeit auf Netzkosten

Um schließlich den zuvor dargestellten Nutzen zumindest indikativ monetär zu bewerten, ist zu beachten, dass nur ein Teil der Netzkosten von der Leistung determiniert wird. Während in der ONS-Ebene ca. 75-100 % der Kosten leistungsdeterminiert sind, sind in der NS-Ebene die Kosten zu einem großen Teil unabhängig von der Leistungsanforderung (lastunabhängige Tiefbaukosten dominieren, so dass hier davon ausgegangen werden kann, dass ca. 10-20 % der Kosten leistungsdeterminiert sind.

Berücksichtigt man nun, dass die Abschaltbarkeit zu einer Steigerung der nutzbaren Auslastung um (bis zu) 40 % führt (100 % statt 60 % – siehe voriger Abschnitt), so lässt sich abschätzen, dass die Kosten der ONS-Ebene um ca. 30 % (40 % * 75 %) und in der NS-Ebene um ca. 5 % (40 % * 10 %) reduziert werden könnten. Dies gilt natürlich nur dort, wo die E-Fahrzeug-Durchdringung so hoch ist, dass tatsächlich Ausbaubedarf bestünde.

4.5 Zusammenfassung der Erkenntnisse aus technischen Analysen

Aus den durchgeführten technischen Analysen lassen sich folgende Erkenntnisse ableiten.

Gänzlich ungesteuerte Ladevorgänge

- Unter ungünstigen Bedingungen kann die Netzkapazität bereits bei wenigen E-Fahrzeugen erreicht werden.
- Dies gilt insbesondere bei 2-phasigem Laden über Wallboxen mit entsprechend höheren Ladeleistungen.
- In den betrachteten Netzgebieten wären die zulässigen Grenzen der Netzbelastung bei 2-phasigem Laden teilweise bereits bei ca. 5 Fahrzeugen im Speisebereich einer ONS erreicht.

„Einfache“ Abschaltbarkeit

- Eine einfache Abschaltbarkeit von Ladevorgängen führt bereits zu einer signifikanten Steigerung der anschließbaren E-Fahrzeuge.
- In den betrachteten Netzgebieten wären bereits bei 2-phasigem Laden ca. 35 Fahrzeuge im Speisebereich der ONS möglich.
- Damit dürfte vielfach bereits eine Größenordnung erreicht sein, die bei der realistisch auf absehbare Zeit erwartbaren Durchdringung mit E-Fahrzeugen ausreicht, um einen Netzausbau zu vermeiden.

Gesteuerte Ladevorgänge

- Durch eine gezielte Steuerung von Ladevorgängen kann die Zahl der anschließbaren E-Fahrzeuge darüber hinaus um ein Vielfaches erhöht werden.
- Fraglich ist allerdings, ob eine E-Fahrzeug-Durchdringung, die dies erfordern würde, überhaupt auf absehbare Zeit realistisch ist.
- Zur Parametrierung dieser Ladevorgänge scheint es vollkommen ausreichend, einen an der Maximalbelastung einer ONS (oder anderer BM im Netz) orientierte maximale Ladeleistung vorzugeben.
- Weitere zeitliche Differenzierungen bis hin zu day-ahead-Prognosen scheinen nicht erforderlich.

4.6 Geschäftsmodelle und rechtlicher Rahmen

4.6.1 Übersicht

Im Rahmen der Analysen sind folgende Geschäftsmodelle, die netzseitigen Nutzen haben können, betrachtet worden:

- Einsatz der Batterien / Ladevorgänge zur gezielten Verringerung der Verteilnetzbelastung in Gebieten, in denen die Einspeisung aus EE-Anlagen dimensionierungsrelevant ist/wird; Potenzieller Nutzen: Reduktion der EE-bedingten Netzausbaukosten und/oder des EE-Abregelumfangs
- Einsatz der Batterien / Ladevorgänge zur gezielten Verringerung der Verteilnetzbelastung in Gebieten, in denen die Last dimensionierungsrelevant ist; Potenzieller Nutzen: Reduktion etwaiger ladebedingter Netzausbaukosten

4.6.2 Verringerung der Verteilnetzbelastung in EE-dominierten Gebieten

4.6.2.1 Einführung

Der Fokus der nachfolgenden Analysen liegt auf dem Einsatz der Fahrzeugbatterien zur Verringerung der (EE-bedingten) Verteilnetzbelastung. Ein solcher Batterieeinsatz hat idealerweise zur Folge, dass ansonsten notwendige Netzausbauten zum Beispiel in Form des Zubaus von Leitungen und Transformatoren nicht oder nur noch in reduziertem Umfang nötig sind oder zeitlich aufgeschoben werden können. Zusätzlich kann ggf. der Bedarf für alternative Maßnahmen mit Eingriff in das Kundenverhalten reduziert oder vermieden werden. In erster Linie betrifft dies das Einspeisemanagement, also die gezielte Reduktion der Einspeiseleistung von EE-Anlagen.

Der potenziell größte Nutzen liegt somit in Netzbereichen mit hoher Durchdringung dargebotsabhängiger EE-Anlagen, also in erster Linie PV-Anlagen und Windkraftanlagen. Der Nutzen der Batterien kann gemessen werden an den eingesparten Kosten alternativer Maßnahmen zur Behebung einer etwaigen Netzüberlastung.

4.6.2.2 Bewertungsmethodik

Um den Nutzen des Einsatzes der Fahrzeugbatterien im Vergleich zu alternativen Maßnahmen zu bewerten, wird ein Bewertungsmodell eingesetzt, das folgende Elemente umfasst:

- ein Netzmodell, das im Kern der Nachbildung eines potenziell engpassbehafteten Netzabschnitts (einer Leitung) dient; es wird beschrieben über die hier wesentlichen Netzeigenschaften Leitungslänge und Stromtragfähigkeit.
- ein EE-Anlagen-Modell, das der Nachbildung der Einspeisecharakteristik der Erzeugungsanlagen dient; es wird parametriert über Angaben zum Typ der EE-Anlage (PV- und/oder Wind), zur Höhe der installierten Leistung der Erzeugungsanlagen und über eine (Jahres-) Ganglinie der Einspeiseleistung.
- ein Batterieeinsatzmodell, das der Nachbildung der gesteuerten und an der Netzbelastung orientierten Ladevorgänge (und ggf. ergänzend Entladevorgänge) dient; es wird parametriert über Angaben zur Batteriekapazität des gesamten E-Fahrzeugpools, zum Gesamtwirkungsgrad und zur maximalen Ein- und Ausspeicherleistung.
- Ferner beinhaltet das Bewertungsmodell eine Funktionalität zur Nachbildung des Einspeisemanagements. Das Einspeisemanagement wird hier dazu genutzt, um die engpassbehaftete Leitung (nach Batterieeinsatz) soweit zu entlasten, dass keine Überlastung mehr auftritt. Vereinfachend wurde hier unterstellt, dass eine stufenlose Abregelung in genau dem benötigten Umfang möglich

ist. (In der Praxis werden Abregelungen häufig in diskreten Stufen durchgeführt.) Ist der Batterie-/E-Fahrzeugpool groß genug, erübrigt sich die Notwendigkeit für Einspeisemanagement-Maßnahmen.

Dieses Bewertungsmodell dient also der Nachbildung eines Systems, bei dem im Ausgangszustand, der in Abbildung 4-15 links als System ohne E-Fahrzeugpool (also ohne Speicher) dargestellt ist, ein Netzelement (hier eine Leitung) infolge von Einspeisungen aus EE-Anlagen zu bestimmten Zeiten überlastet wird („Engpass“). Dem wird das rechts im Bild dargestellte System mit E-Fahrzeugpool (also mit Speicher) gegenübergestellt, bei dem der Batterie-Pool zur gezielten Entlastung des überlasteten Netzelements (der Leitung) eingesetzt wird.

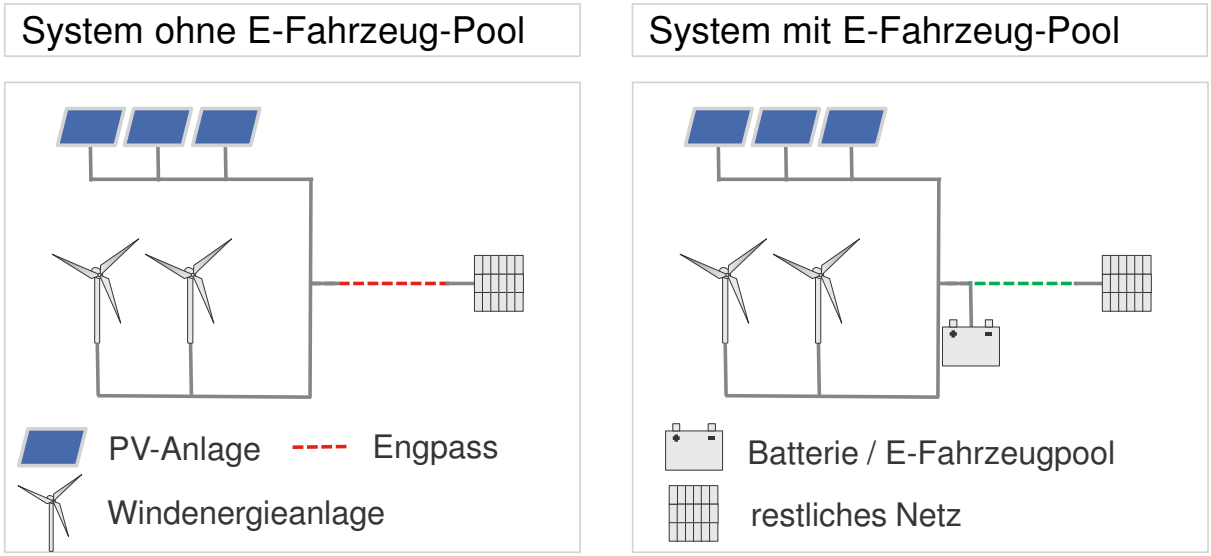


Abbildung 4-15: Einsatz des E-Fahrzeugpools zur Entlastung/Behebung eines EE-bedingten Engpasses

Zur ergänzenden Veranschaulichung ist in Abbildung 4-16 für das System ohne E-Fahrzeuge die Belastung der Leitung in stark vereinfachter Form im Zeitverlauf eines Tages dargestellt. Die Leitung wird hier beschrieben über ihre Kapazität, also die maximal übertragbare Leistung. Ferner ist der zeitliche Verlauf der EE-Einspeisung, die hier dem Tagesgang einer PV-Anlage nachempfunden ist, dargestellt. Leitung und EE-Anlage werden dabei grundsätzlich so parametriert, dass die EE-Einspeisung zumindest temporär über der Leitungskapazität liegt (da erst dann ein Batteriespeichereinsatz zur Netzentlastung hilfreich ist).

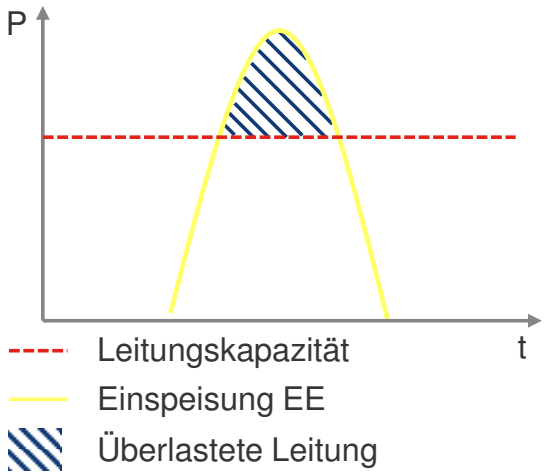


Abbildung 4-16: Leitungsbelastung ohne E-Fahrzeugpool / ohne Batteriespeicher (schematisch)

In Abbildung 4-17 sind in gleicher Weise für das System mit E-Fahrzeugpool / mit Batteriespeicher(n) die Zeitverläufe der verschiedenen Leistungen dargestellt. Ergänzend ist hier der Batterieeinsatz (grüne Linie) eingetragen. Der Batteriepool wird dabei so eingesetzt, dass er in dem Umfang (mit der Leistung) geladen wird, in dem die Kapazität der Leitung überschritten würde. Weiterhin wird der Entladevorgang so gesteuert, dass der Batteriepool wieder entladen wird, sobald die Belastung der Leitung dies ermöglicht. Konkret bedeutet dies, dass der Batteriepool entladen wird, sobald die EE-Einspeisung unter die Leitungskapazität abfällt. Dies soll sicherstellen, dass die Ladekapazität des Batteriepools möglichst schnell wieder in vollem Umfang zur Verfügung steht. Die aus einem solchen E-Fahrzeugeinsatz resultierende Leitungsbelastung ist als blau gestrichelte Linie im Bild dargestellt.

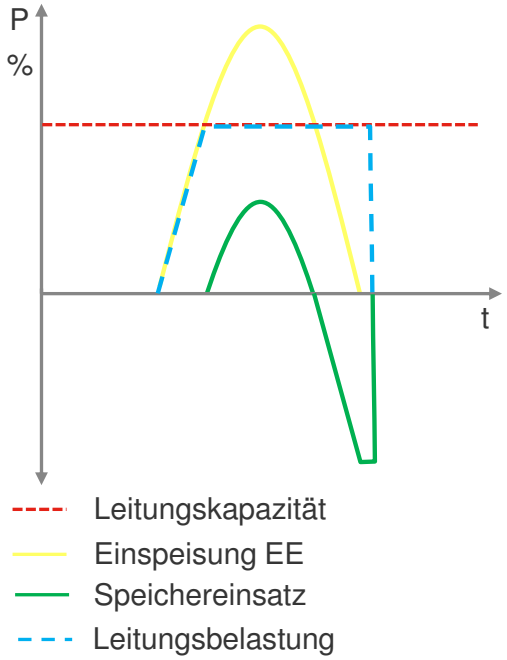


Abbildung 4-17: Leitungsbelastung mit E-Fahrzeugpool-Speicher (schematisch)

4.6.2.3 Datengrundlage

Grundsätzlich ist in allen Untersuchungen jeweils ein Jahr im Viertelstundenraster betrachtet worden. Eine wesentliche Datengrundlage für die Simulation der Netzbelastung und damit auch des Batterieeinsatzes sind typische, Consentec im Viertelstundenraster vorliegende, Messzeitreihen der Einspeisung aus PV- und Windenergieanlagen.

Die spezifischen Kosten von Batteriespeichern weisen eine große Bandbreite auf. In den nachfolgenden Analysen werden Kosten von etwa 400 €/kWh für Batteriespeichersysteme angesetzt, was der unteren Bandbreite der derzeit für „Nicht-E-Fahrzeug-Batteriesysteme“ genannten Zahlen entspricht. Alle Kostenansätze und sonstige Annahmen stellen aus Speichersicht eine best-case-Abschätzung dar.

Die Bewertung der Alternativmaßnahme Netzausbau erfolgt auf Basis folgender Ansätze: Der Bau von Leitungen wird mit für das EWE-Versorgungsgebiet typischen Ansätzen von 100 €/m in der Mittelspannungsebene und mit 80 €/m in der Niederspannungsebene bewertet. Im Hinblick auf den Umfang der erforderlichen Netzverstärkung werden hier diejenigen Fälle betrachtet, in denen Leitungen auf möglichst großer Länge verstärkt werden müssen. In diesen Fällen sind die Kosten der Netzverstärkung besonders hoch und damit der Batterieeinsatz am ehesten wirtschaftlich sinnvoll. Konkret wird angenommen, dass die Längen der (zu verstärkenden) Leitungsabgänge in der Mittelspannung 20 km und in der Niederspannung 1 km betragen. Die Lebens- und damit Kalkulationsdauer der Leitungen wird mit 40 Jahren angesetzt.

Die Kosten der Alternativmaßnahme Einspeisemanagement werden mit den aktuellen Einspeisevergütungen des jeweiligen EE-Typs bewertet, das heißt die Abregelung von Windenergieanlagen wird mit 9 ct/kWh und die von PV-Anlagen mit 13,5 ct/kWh bewertet.[2] Die in den Batterien des E-Fahrzeugpools anfallenden Verluste werden mit einem „Strafterm“ bepreist, der sich an der durchschnittlichen im Gebiet anfallenden EE-Vergütung orientiert.

4.6.2.4 Ergebnisse

Es wurden folgende vier verschiedene Einsatzszenarien der Batterien des E-Fahrzeugpools untersucht:

- Einsatz der Ladevorgänge des E-Fahrzeugpools zur Entlastung und ggf. gänzlichen Behebung eines **PV**-bedingten Engpasses auf einer ausgedehnten ländlichen **Mittelspannung**sleitung
- Einsatz der Ladevorgänge des E-Fahrzeugpools zur Entlastung und ggf. gänzlichen Behebung eines **PV**-bedingten Engpasses auf einer ausgedehnten ländlichen **Niederspannung**sleitung
- Einsatz der Ladevorgänge des E-Fahrzeugpools zur Entlastung und ggf. gänzlichen Behebung eines **WEA**-bedingten Engpasses auf einer ausgedehnten ländlichen **Mittelspannung**sleitung
- Einsatz der Ladevorgänge des E-Fahrzeugpools zur Entlastung und ggf. gänzlichen Behebung eines **WEA**-bedingten Engpasses auf einer ausgedehnten ländlichen **Niederspannung**sleitung

Szenario 1: Fahrzeugpool unterhalb Leitung mit PV-Einspeisung in Mittelspannung

Das in Kapitel 4.6.2.2 beschriebene Bewertungsmodell ist in diesem Szenario wie folgt parametriert worden:

- Leitungskapazität: 10 MW
- PV-Park:
    - Anschlussnetzebene: Mittelspannung
    - Installierte Leistung: 22 MW
    - maximal zeitgleiche Einspeiseleistung in das Netz: ca. 15 MW
    - Volllaststunden: ca. 850 h/a
- Batteriespeicher-/Fahrzeugpool:
    - Leistung: 10 MW
    - Kapazität: variiert

Als Ergebnis der Simulationen ist in Abbildung 4-18 zunächst dargestellt, in welchem Umfang Abregelungen der Erzeugung erforderlich sind, um den Netzengpass vollständig zu beheben. Die angegebene Engpassenergie – also die Energie, die abgeregelt werden müsste, um einer Netzüberlastung vorzubeugen – bezieht sich dabei jeweils auf ein Jahr.

[2] Wenngleich die Maßnahme Einspeisemanagement im aktuellen Rechtsrahmen nur temporär zulässig ist bis ein unverzüglich einzuleitender Netzausbau abgeschlossen ist, wird in den vorliegenden Untersuchungen davon ausgegangen, dass es gerade auch in Kombination mit einem Speichereinsatz dauerhaft zulässig ist, Abregelungen zur Vermeidung von Netzüberlastungen durchzuführen.

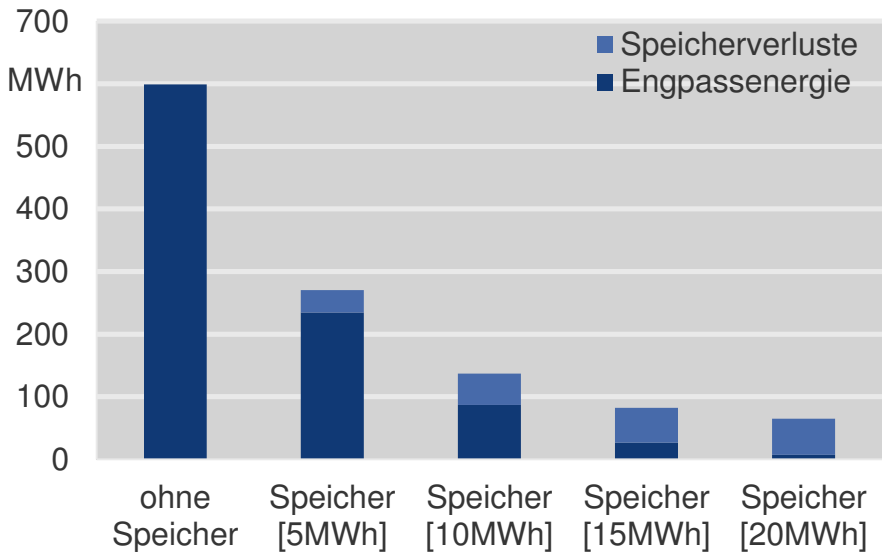


Abbildung 4-18: Engpassenergie ohne und mit E-Fahrzeugpool-Speicher

Ohne Fahrzeugpool beträgt die Engpassenergie ca. 600 MWh, was etwa 3 % der Jahreseinspeisung der PV-Anlage entspricht. Mit einem E-Fahrzeugpool, dessen Batterien insgesamt eine Kapazität von 5 MWh aufweist, kann die Engpassenergie bereits um ca. 60 % verringert werden. Der Grenznutzen des Fahrzeugpools zur Verringerung der Engpassenergie ist mit steigender Poolgröße/Batteriekapazität stark abnehmend. Selbst bei einem Speicherpool mit einer Kapazität von 20 MWh (und damit einem Energie zu Leistungsverhältnis von 2:1) sind noch – wenngleich in (sehr) geringem Umfang – Abregelungen erforderlich.

Als weiteres Ergebnis der Analysen ist in Abbildung 4-19 ein Vergleich der annuitätischen Kosten der verschiedenen Maßnahmen dargestellt:

- Netzausbau in einem Umfang, der dazu führt, dass die Erzeugungsleistung jederzeit engpassfrei abtransportiert werden kann (linke Säule)
- Ausschließlich Einspeisemanagement (ESM), also kein Netzausbau und kein E-Fahrzeugpool (zweite Säule von links, „ESM ohne Speicher“)
- Einsatz von E-Fahrzeugpools mit unterschiedlicher Größe / Speicherkapazität (übrige Säulen, „ESM mit Speicher“)

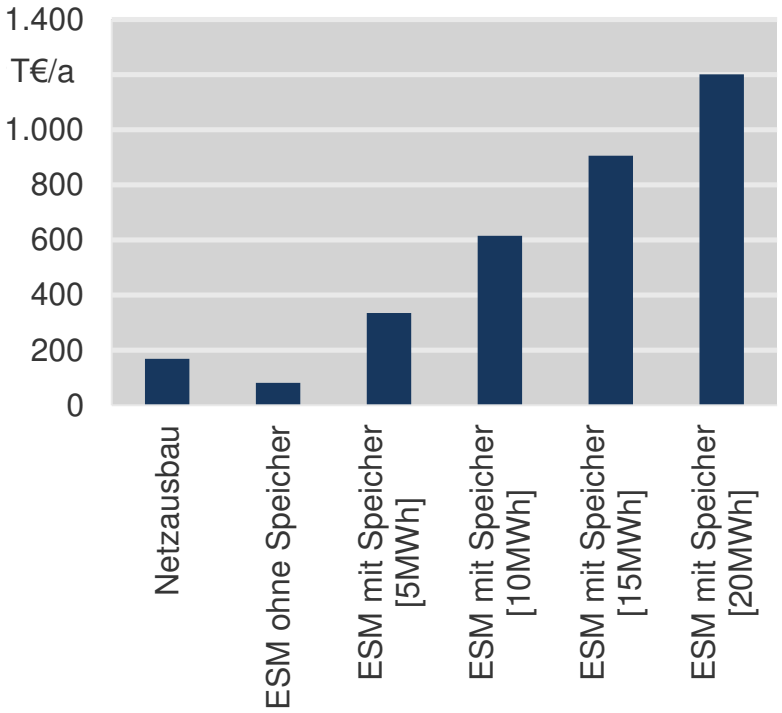


Abbildung 4-19: Vergleich der annuitätischen Kosten der verschiedenen Varianten ohne und mit E-Fahrzeugpool-Speicher

Unter den diesen Analysen zugrundeliegenden Rahmenbedingungen stellt die Maßnahme Einspeisemanagement (ohne Netzausbau und ohne Batteriepool) die kostengünstigste Handlungsalternative dar. Der Einsatz der E-Fahrzeugpools ist hier (unabhängig von der gewählten Kapazität) die teuerste Variante. Bereits bei einem Pool mit einer Kapazität von insgesamt 5 MWh liegen die Kosten etwa um den Faktor 2 höher als die des Netzausbaus. Zudem sind – wie oben skizziert – weiterhin engpassbedingte Abregelungen erforderlich.

Szenario 2: Batterie an Leitung mit PV-Einspeisung in Niederspannung

In diesem Szenario wird ebenfalls ein von PV-Einspeisungen geprägtes engpassbehaftetes Netz betrachtet, allerdings nicht wie bei Szenario 1 in der Mittel- sondern hier in der Niederspannung. Das Bewertungsmodell ist hier wie folgt parametriert worden:

- Leitungskapazität: 200 kW
- PV-Park:
    - Anschlussnetzebene: Niederspannung
    - Installierte Leistung: 600 kW
    - maximal zeitgleiche Einspeiseleistung in das Netz: ca. 420 kW
    - Volllaststunden: ca. 850 h/a
- Batteriespeicher-/Fahrzeugpool:
    - Leistung: 220 kW
    - Kapazität: variiert

Als Ergebnis der Simulationen ist auch hier zunächst dargestellt, in welchem Umfang Abregelungen der Erzeugung erforderlich sind, um den Netzengpass vollständig zu beheben (Abbildung 4-20).

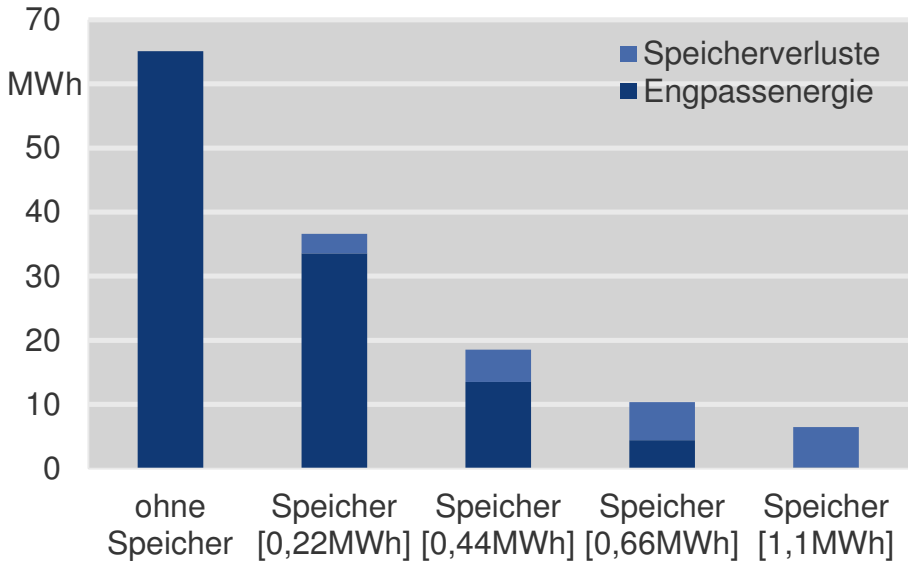


Abbildung 4-20: Engpassenergie ohne und mit E-Fahrzeugpool-Speicher

Ohne E-Fahrzeugpool beträgt die Engpassenergie hier ca. 65 MWh, was etwa 13 % der Jahreseinspeisung der PV-Anlage entspricht. Im Vergleich zu Szenario 1 ist der erforderliche Abregelumfang hier deutlich größer, was darauf zurückzuführen ist, dass die Erzeugungsleistung die vorhandene Netzkapazität hier deutlicher überschreitet als bei Szenario 1. Mit einem Batteriespeicherpool, der eine Kapazität von 220 kWh aufweist, kann die Engpassenergie hier um ca. 50 % verringert werden. Erwartungsgemäß ist der Grenznutzen der E-Fahrzeuge zur Verringerung der Engpassenergie auch hier mit steigender Poolgröße / Batteriekapazität stark abnehmend. Erst bei einem E-Fahrzeugpool mit einer Speicherkapazität von insgesamt 1,1 MWh sind keine Abregelungen mehr erforderlich.

Als weiteres Ergebnis der Analysen ist auch hier ein Vergleich der annuitätischen Kosten der verschiedenen Maßnahmen dargestellt (Abbildung 4-21).

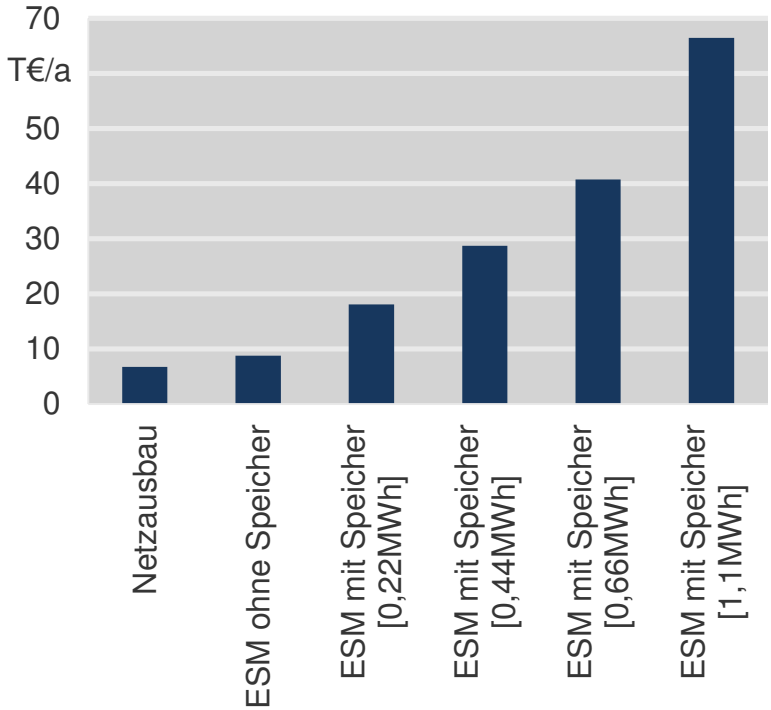


Abbildung 4-21: Vergleich der annuitätischen Kosten der verschiedenen Varianten ohne und mit E-Fahrzeugpool-Speicher

Anders als bei Szenario 1 ist der Netzausbau hier günstiger als das Einspeisemanagement, was daran liegt, dass die Kosten des Einspeisemanagements aufgrund des vergleichsweise hohen Abrege-

lungsumfangs hier deutlich höher sind. Auch hier ist allerdings der Einsatz der E-Fahrzeuge (unabhängig von der Poolgröße / Speicherkapazität) die teuerste Variante. Bereits bei einem Batteriepool mit einer Kapazität von 0,22 MWh (und damit einem Energie zu Leistungsverhältnis von 1:1) liegen die Kosten etwa um den Faktor 3 höher als die des Netzausbaus.

Szenario 3: Batterie an Leitung mit WEA-Einspeisung in Mittelspannung

In den Szenarien 3 und 4 wird ein von WEA-Einspeisungen geprägtes engpassbehaftetes Netz betrachtet, in Szenario 3 zunächst ein Netz in der Mittelspannungsebene. Das Bewertungsmodell ist hierzu wie folgt parametriert worden:

- Leitungskapazität: 10 MW
- WEA-Park:
    - Anschlussnetzebene: Mittelspannung
    - Installierte Leistung: 20 MW
    - maximal zeitgleiche Einspeiseleistung in das Netz: ca. 20 MW
    - Volllaststunden: ca. 1.800 h/a
- Batteriespeicher-/Fahrzeugpool:
    - Leistung: 10 MW
    - Kapazität: variiert

Als Ergebnis der Simulationen ist auch hier wiederum zunächst dargestellt, in welchem Umfang Abregelungen der Erzeugung erforderlich sind, um den Netzengpass vollständig zu beheben (Abbildung 4-22)

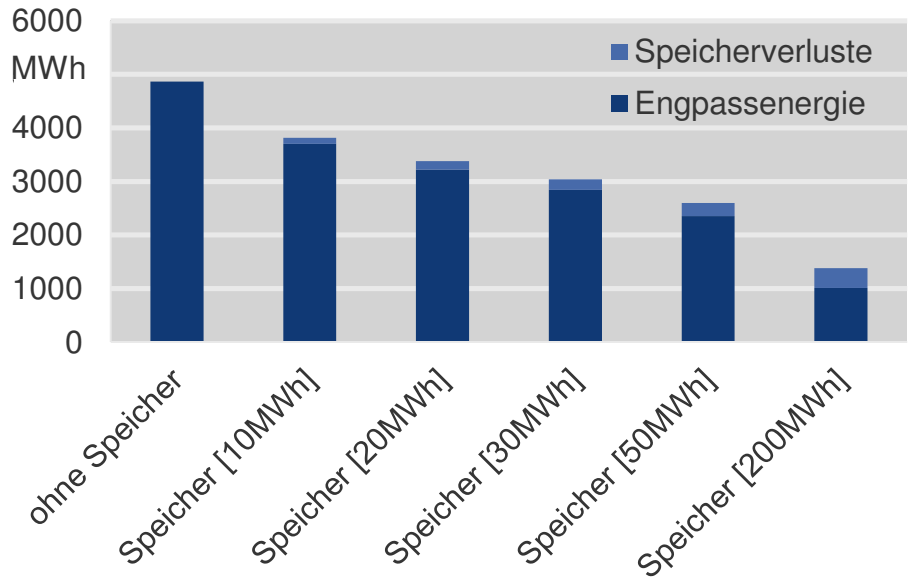


Abbildung 4-22: Engpassenergie ohne und mit E-Fahrzeugpool-Speicher

Ohne E-Fahrzeugpool beträgt die Engpassenergie hier ca. 4.800 MWh, was etwa 13 % der Jahreseinspeisung der Windenergieanlage entspricht. Im Vergleich zu Szenario 1 (PV-bedingter Engpass) ist der erforderliche Abregelumfang hier erheblich größer, was darauf zurückzuführen ist, dass bei Windenergieanlagen (anders als bei PV-Anlagen) hohe Erzeugungsleistungen für viele Stunden am Stück anstehen können und nicht etwa wie bei PV-Anlagen jeweils nur für (sehr) wenige Stunden in der Mittagszeit.

Batteriespeicher können deshalb auch nur in einem vergleichsweise geringen Umfang zu einer Entlastung des Engpasses und damit zu einer Reduktion der erforderlichen Abregelungen beitragen. Selbst ein sehr großer E-Fahrzeugpool mit einer Kapazität von insgesamt 200 MWh würde nicht ausreichen, um Abregelungen gänzlich zu vermeiden.

Als weiteres Ergebnis der Analysen ist auch hier ein Vergleich der annuitätischen Kosten der verschiedenen Maßnahmen dargestellt (Abbildung 4-23).

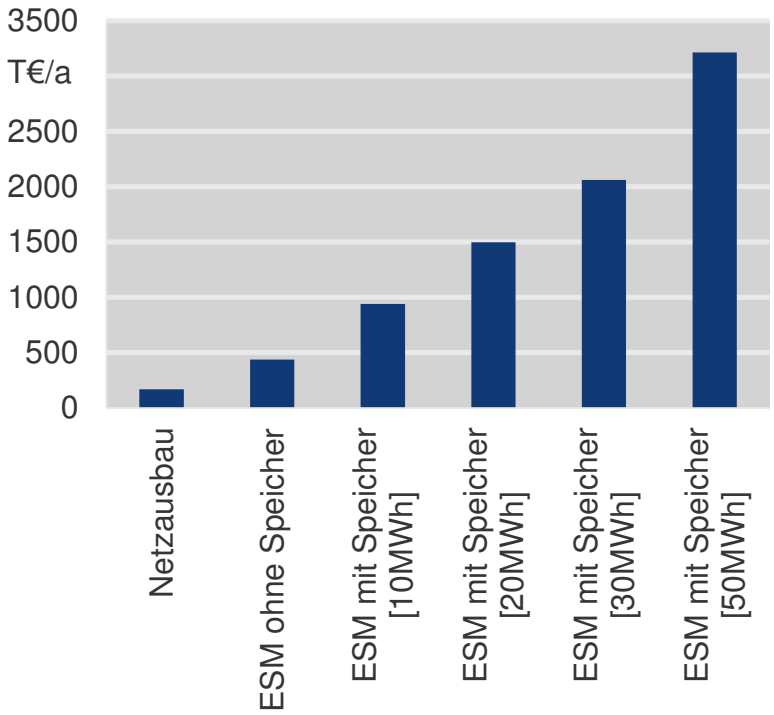


Abbildung 4-23: Vergleich der annuitätischen Kosten der verschiedenen Varianten ohne und mit E-Fahrzeugpool-Speicher

Auch hier ist der Netzausbau günstiger als das Einspeisemanagement, was daran liegt, dass die Kosten des Einspeisemanagements aufgrund des hohen Abregelungsumfangs hier (sehr) hoch sind. Der Einsatz von E-Fahrzeugpools ist hier im Vergleich der verschiedenen Varianten nochmals teurer; bei einem E-Fahrzeugpool mit einer Speicherkapazität von insgesamt 10 MWh liegen die Kosten hier sogar um den Faktor 5-6 höher als die des Netzausbaus.

Szenario 4: Batterie an Leitung mit WEA-Einspeisung in Niederspannung

In diesem Szenario wird ebenfalls ein von WEA-Einspeisungen geprägtes engpassbehaftetes Netz betrachtet, allerdings nicht wie bei Szenario 3 in der Mittel- sondern hier in der Niederspannung. Das Bewertungsmodell ist hier wie folgt parametriert worden:

- Leitungskapazität: 200 kW
- WEA:
    - Anschlussnetzebene: Niederspannung
    - Installierte Leistung: 300 kW
    - maximal zeitgleiche Einspeiseleistung in das Netz: ca. 300 kW
    - Volllaststunden: ca. 1.800 h/a
- Batteriespeicher-/Fahrzeugpool:
    - Leistung: 200 kW

- Kapazität: variiert

Als Ergebnis der Simulationen ist auch hier wiederum zunächst dargestellt, in welchem Umfang Abregelungen der Erzeugung erforderlich sind, um den Netzengpass vollständig zu beheben (Abbildung 4-24).

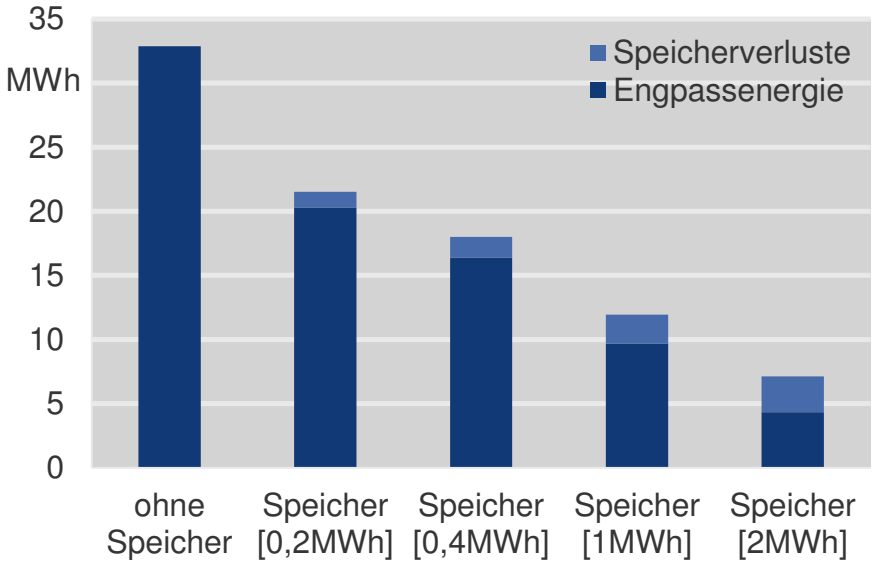


Abbildung 4-24: Engpassenergie ohne und mit E-Fahrzeugpool-Speicher

Ohne E-Fahrzeugpool müssten Abregelungen in einem Umfang von ca. 33 MWh vorgenommen werden, was etwa 6 % der Jahreseinspeisung entspricht. Mit einem E-Fahrzeugpool, der eine Kapazität von 200 kWh aufweist, kann die Engpassenergie um ca. 40 % verringert werden. Auch hier sind selbst bei großen Speicherpools weiterhin Abregelungen erforderlich.

Der Vergleich der annuitätischen Kosten des Netzausbaus und des Einspeisemanagements (Abbildung 4-25) zeigt hier wieder ein ähnliches Bild wie im ersten Szenario (PV in Mittelspannung). Die Kosten des Netzausbaus liegen hier höher als die des Einspeisemanagements. Ähnlich wie im Szenario 3 (WEA in Mittelspannung) liegen die Kosten des E-Fahrzeugpools hier mindestens etwa 5-mal höher als die der kostengünstigsten Lösung.

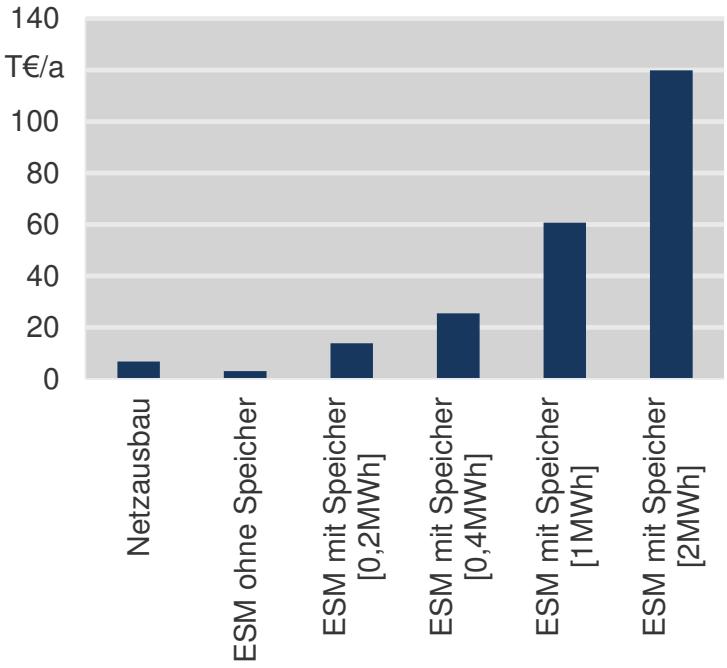


Abbildung 4-25: Vergleich der annuitätischen Kosten der verschiedenen Varianten ohne und mit E-Fahrzeugpool-Speicher

4.6.2.5 Schlussfolgerung

Aus den zuvor dargestellten Untersuchungen zum Einsatz der Fahrzeugbatterien / Ladevorgänge zur gezielten Verringerung der Verteilnetzbelastung in EE-dominierten Gebieten lassen sich folgende Erkenntnisse ableiten:

Die günstigste Maßnahme zur Behebung der Engpassenergie hängt von der relativen Höhe der Engpassenergie an der Summeneinspeisung ab.

Bei geringen Engpassenergiemengen (etwa 5 %) ist meist das Einspeisemanagement günstiger.

Bei höheren Mengen ist vielfach der Netzausbau oder die Netzverstärkung günstiger.

Der E-Fahrzeug-/Speicherpool kann in allen Szenarien zu einer Verringerung der Abregelmenge beitragen.

Der Speichereinsatz ist am ehesten dort lohnend, wo potenzielle Netzüberlastungen nur für kurze Zeit auftreten (geringer Energieüberschuss), d.h. in PV-dominierten Gebieten

Zu beachten ist zudem, dass der tatsächliche Nutzen in der Praxis (deutlich) kleiner sein wird, als in den obigen Analysen dargestellt, da sehr hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit der Speicherpools zu stellen sind, die insbesondere in NS-Netzen aufgrund der geringen Poolgröße (wenige E-Fahrzeuge) auf absehbare Zeit kaum zu erfüllen sind.

Ein solches Geschäftsmodell erscheint also auf absehbare Zeit nicht lohnend.

4.6.3 Verringerung der Verteilnetzbelastung in lastdominierten Gebieten

4.6.3.1 Grundlagen

Rechtliche Grundlagen

Nachfolgend seien zunächst die hier relevanten Auszüge aus dem aktuellen EnWG und hier konkret Ausführungen des § 14a EnWG zur Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung genannt (Hervorhebungen durch Consentec):

- **Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen** haben denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, **ein reduziertes Netzentgelt** zu berechnen, wenn ihnen im Gegenzug die **Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen**, die über **einen separaten Zählpunkt** verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird.
- Als unterbrechbare Verbrauchseinrichtung im Sinne von Satz 1 gelten **auch Elektromobile**.
- Die Steuerung muss für die in Satz 1 genannten Letztverbraucher und Lieferanten zumutbar sein und kann direkt durch den Netzbetreiber oder indirekt durch Dritte auf Geheiß des Netzbetreibers erfolgen;
- Näheres regelt eine Rechtsverordnung nach § 21i Absatz 1 Nummer 9. (Diese war zum Zeitpunkt der Durchführung der Analysen noch nicht verfügbar.)

Aktuelle Netztarife anderer Netzbetreiber

Eine kurze nicht repräsentative Recherche aktueller Netztarife hat zu folgenden Erkenntnissen geführt:

- Einige Netzbetreiber haben bereits Preisblätter veröffentlicht, in denen Entgelte für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen mit explizit benannter Gültigkeit für Elektromobile benannt werden.

- Die Entgelte für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen und auch für Elektromobile liegen in einer Bandbreite zwischen ca. 30-50 % der Entgelte für HH-Kunden/SLP-Kunden ohne Leistungsmessung.
- In allen Fällen sind Entgelte reine Energiepreise, das heißt es werden insbesondere kein Grund- und kein Leistungspreis erhoben.
- Vielfach sind diese Entgelte deckungsgleich mit denen für Elektro-Speicherheizungen und Elektro-Wärmepumpen.

4.6.3.2 Abschätzung des Nutzens aus Kundensicht

Die Abschätzung des Nutzens einer Abschaltbarkeit der Ladevorgänge erfolgt auf Basis der aktuellen Netzentgelte von EWE NETZ. Die aktuellen Entgelte betragen:

- Kunde ohne Leistungsmessung: 5,53 Ct/kWh Arbeitspreis
- 15,00 Euro/Jahr Grundpreis
- Speicherheizung und Wärmepumpe: 2,04 Cent/kWh Arbeitspreis
- Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb: 18,72 Euro/Jahr
- Steuereinrichtung: 33,84 Euro/Jahr
- Modem: 83,40 Euro/Jahr

Ferne werden folgende Annahmen für Elektromobile mit unterbrechbaren Ladevorgängen getroffen:

- Das Netzentgelt besteht lediglich aus einem Arbeitspreis (kein Grundpreis)
- Der Arbeitspreis entspricht dem von Speicherheizungen und Wärmepumpen, das heißt 2,04 Cent/kWh
- Zusätzlich fällt ein Entgelt für einen zweiten Zähler (Messung, Abrechnung und Messstellenbetrieb) an, also 18,72 Euro/Jahr
- Zusätzlich fällt zudem ein Entgelt für eine Steuereinrichtung an, also 33,84 Euro/Jahr

Auf dieser Grundlage lässt sich dann für einen Kunden mit einem Ladeenergiebedarf von 2.250 kWh/a, was einer Jahresfahrleistung von etwa 15.000 km entspricht, folgender Vergleich der von ihm zu entrichtenden Netzentgelte anstellen:

- **Ohne** Abschaltmöglichkeit wird die Ladeenergie über den „regulären“ Netznutzungsvertrag bezogen. Das auf das Laden des E-Fahrzeugs entfallende Netzentgelt beträgt somit 124,43 Euro, was sich ausschließlich aus dem auf die Ladeenergie erhobenen Arbeitspreis ergibt.
- **Mit** Abschaltmöglichkeit werden die Ladevorgänge über einen separaten Zähler mit einem separaten Netznutzungsvertrag abgerechnet. Somit sind folgende Elemente zu berücksichtigen:
    - Arbeit: 45,90 Euro
    - Messung etc.: 18,72 Euro
    - Steuereinrichtung: 33,84 Euro

  In Summe ergeben sich somit jährliche Kosten für die Netznutzung in Höhe von 98,46 Euro.

In dem hier dargestellten Zahlenbeispiel würde sich also ein Vorteil für den Kunden in Höhe von rund 25 Euro pro Jahr ergeben.

Bei der hier unterstellten Bepreisung wäre es für Kunden ab einem Ladeenergiebedarf von ca. 1500 kWh/a, was eine Jahresfahrleistung von ca. 10.000 km entspricht, günstiger, dem Netzbetreiber das

Recht auf Abschaltungen einzuräumen um im Gegenzug von einem reduzierten Netzentgelt zu profitieren.

4.7 Zusatzuntersuchung zur Blindleistungsstellfähigkeit

4.7.1 Ziel der Untersuchungen

Ladevorgänge führen dazu, dass die Strombelastung insbesondere auf den NS-Leitungen in den Ortsnetzen steigt und hierdurch der Spannungsfall vergrößert wird. Eine grundsätzlich denkbare Möglichkeit, den durch Ladevorgänge hervorgerufenen Spannungsfall zu verringern besteht darin, die Ladeumrichter so auszulegen, dass sie Blindleistung in das Netz einspeisen und somit die Spannung am Anschlusspunkt anheben können. Um den Nutzen einer solchen Blindleistungsstellfähigkeit zu analysieren, sollen folgende Kernfragen beantwortet werden:

- Wie relevant ist die Spannungshaltungsproblematik in typischen Netzen – oder werden fast immer zuerst die Stromgrenzen erreicht?
- Welchen Blindleistungsstellbereich benötigt man in typischen Niederspannungsnetzen?
- Macht es Sinn, als Netzbetreiber in den entsprechenden TAB eine Blindleistungsstellfähigkeit für Ladeumrichter zu fordern?

4.7.2 Methodik und Datengrundlage

Methodik

Basis der Untersuchungen sind Lastflussanalysen anhand der „ländlichen Referenznetze“ Dorf und (Klein-)Stadt (siehe Kapitel 4.2.2). Der betrachtete Systembereich umfasst das Ortsnetz, also die NS-Abgänge einschließlich der speisenden Ortsnetzstation. Rückwirkungen auf das Mittelspannungsnetz werden nicht betrachtet.

Kern der Lastflussanalysen ist eine Variation des Leistungsfaktors der Ladeumrichter. Ferner wird die E-Fahrzeug-Durchdringung variiert, in dem die Zahl der Ladeumrichter, die an den NS-Abgängen angeschlossen werden, sukzessive erhöht wird und zwar zwischen 0 und 15; letzteres entspricht einer 100 %-Durchdringung, das heißt an jedem Hausanschluss befindet sich ein Ladeumrichter.

Für die technischen Bewertungen wird der Spannungsfall entlang der NS-Abgänge (also die Differenz der Spannungswerte zwischen der NS-Sammelschiene an der Ortsnetzstation und dem jeweils letzten Hausanschluss) sowie die Strombelastung auf den NS-Leitungen ausgewertet; ferner werden die Netzverluste bestimmt.

Datengrundlage

In Tabelle 4-2 sind die für die Lastflussberechnungen relevanten Parameter der hier betrachteten Referenznetze aufgelistet.

		(Klein-)Stadt	Dorf
Netztopologie		Masche mit ONS-Reserve	Masche ohne ONS-Reserve
Netzbetrieb		vermascht je ONS	vermascht je ONS
Max. zulässige Strombelastung (n-0)	[%]	50 / 100*	50 / 100*
Max. zulässiger Spannungsfall im Ortsnetz (n-0)	[%]	3	3
Leitungsquerschnitt – variiert	[mm²]	95 – 150 – 240	95 – 150 – 240
NS-Abgangslänge	[m]	150	300
Hausanschlüsse pro Abgang		15	15
Zahl der Wohneinheiten pro Hausanschluss		2	1
Verbrauchsleistung pro Hausanschluss (Vorbelastung)	[kW]	6	4,7

Tabelle 4-2: Parameter der betrachteten Referenznetze

Zu beachten ist, dass die angegebenen Leistungswerte den durchmischten Leistungsbeiträgen auf dem NS-Abgang entsprechen. Die Zahlenwerte sind dem Anhang der aktuellen Verfahrensanweisung Planungsgrundsätze NS-Netze entnommen. Bezüglich der zulässigen Strombelastung werden zwei Fälle betrachtet: Eine zulässige Strombelastung von 50 % im (n-0)-Fall gilt in den NS-Netzen, in denen strukturelle Redundanz für Leitungsumschaltungen/-fehler vorgehalten wird, um im (n-1)-Fall 100 % nicht zu überschreiten; eine zulässige Strombelastung von 100 % gilt für diejenigen Netze, in denen eine solche Redundanz nicht vorgesehen ist. Beide Fälle finden sich in den aktuellen Netzen der EWE NETZ, wobei in den hier betrachteten ländlichen Strukturen tendenziell der Fall mit der 100 %-Anforderung überwiegt.

Die Ladeumrichter werden für die Lastflussberechnungen wir folgt parametriert: Es wird eine Nenn-Wirkleistung von 3,7 kW angenommen; ferner wird im Sinne einer worst case-Abschätzung unterstellt, dass alle an einem NS-Abgang angeschlossenen Umrichter zeitgleich die Nennleistung beziehen. Der Blindleistungsstellbereich der Umrichter wird in den Untersuchungen variiert.

Des Weiteren wird die Phasenzahl der Umrichter variiert, das heißt, neben dem 1-phasigen Anschluss wird ein 3-phasiger Anschluss (mit weiterhin in Summe 3,7 kW je Umrichter) betrachtet. Bei der 1-phasigen Anschlussvariante wird noch einmal unterschieden zwischen folgenden zwei Fällen:

- 1-phasig worst case, das heißt die Ladeumrichter sind alle auf derselben Phase angeschlossen
- 1-phasig best case, das heißt die Ladeumrichter sind gleichmäßig auf die 3 Phasen verteilt; die Ergebnisse hierzu entsprechen den Ergebnissen, wie sie sich bei der Annahme eines 3-phasigen Anschlusses ergeben

4.7.3 Ergebnisse

4.7.3.1 Übersicht über betrachtete Varianten

Die Analysen werden – wie bereits in Kapitel 4.7.2 beschrieben – anhand der Netzstrukturen Dorf und (Klein-)Stadt durchgeführt. Für beide Gebietsstrukturen wird der Kabelquerschnitt variiert, das heißt neben dem Standardquerschnitt gemäß aktueller Planungsgrundsätze von 150 mm² wird eine Variante mit einem deutlich kleineren Leitungsquerschnitt von 95 mm² betrachtet, was als typischer Querschnitt in älteren ländlichen Netzbereichen angesehen werden kann und eine Variante mit einem deutlich größeren Leitungsquerschnitt von 240 mm², was eine in neueren Netzgebieten mit hoher Lastdichte vorzufindende Leitungsdimensionierung ist.

Die E-Fahrzeug-Durchdringung wird zwischen 0 und 100 % variiert, wobei 100 % einem Fahrzeug pro Hausanschluss entspricht. Bezogen auf den jeweils betrachteten NS-Abgang mit 15 Hausanschlüssen bedeutet dies, die Zahl der Ladeumrichter pro Abgang wird zwischen 0 und 15 variiert. Für jede Variante der E-Fahrzeug-Durchdringung wird der Blindleistungsstellbereich der Ladeumrichter derart variiert dass für den Leistungsfaktor cos φ Werte zwischen 1 und 0,7 in einer Abstufung von 0,05 angesetzt werden. In Tabelle 4-3 sind die betrachteten Varianten in der Übersicht dargestellt.

Ladeumrichter pro Abgang (mit 15 HA)	Cos φ						
	1,0	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7
0	x	x	x	x	x	x	x
1	x	x	x	x	x	x	x
2	x	x	x	x	x	x	x
5	x	x	x	x	x	x	x
10	x	x	x	x	x	x	x
15	x	x	x	x	x	x	x

Tabelle 4-3: Varianten der E-Fahrzeug-Durchdringung und des Blindleistungsstellbereichs

4.7.3.2 Grenzen der Aufnahmefähigkeit

Vorbemerkungen

Zu den in dem vorigen Abschnitt dargestellten Struktur- und Leitungsquerschnitt-Varianten werden nachfolgend als Ergebnis der technischen Analysen das Spannungsniveau und die Strombelastung dargestellt und hieran die Grenzen der Aufnahmefähigkeit erörtert. Dabei werden zunächst die Ergebnisse für die Variante 1-phasig worst case (also unter der Annahme, dass alle Umrichter an einer Phase angeschlossen werden) betrachtet. Anschließend erfolgt ein Vergleich der Anschlussvarianten 1-phasig worst case versus 3-phasig am Beispiel der Struktur Dorf und den Leitungsquerschnitten 95 mm² und 150 mm².

Referenznetz Dorf, Kabelquerschnitt 95 mm²

Für die Strukturvariante Dorf mit einem Leitungsquerschnitt von 95 mm², der Umrichteranschlussvariante 1-phasig worst case und einem cos φ von 1,0 sind in Abbildung 4-26 der Spannungsfall über den NS-Abgang und in Abbildung 4-27 die Strombelastung am Abgangsanfang bei zunehmender E-Fahrzeug-Durchdringung dargestellt (15 Ladeumrichter entsprechen einem Umrichter an jedem Hausanschluss).

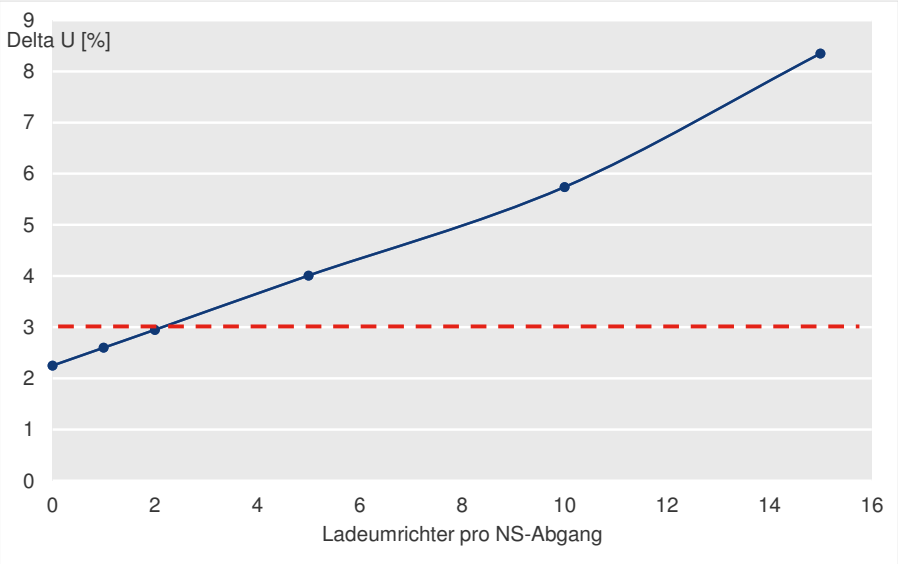


Abbildung 4-26: Spannungsfall Dorf, 95 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1

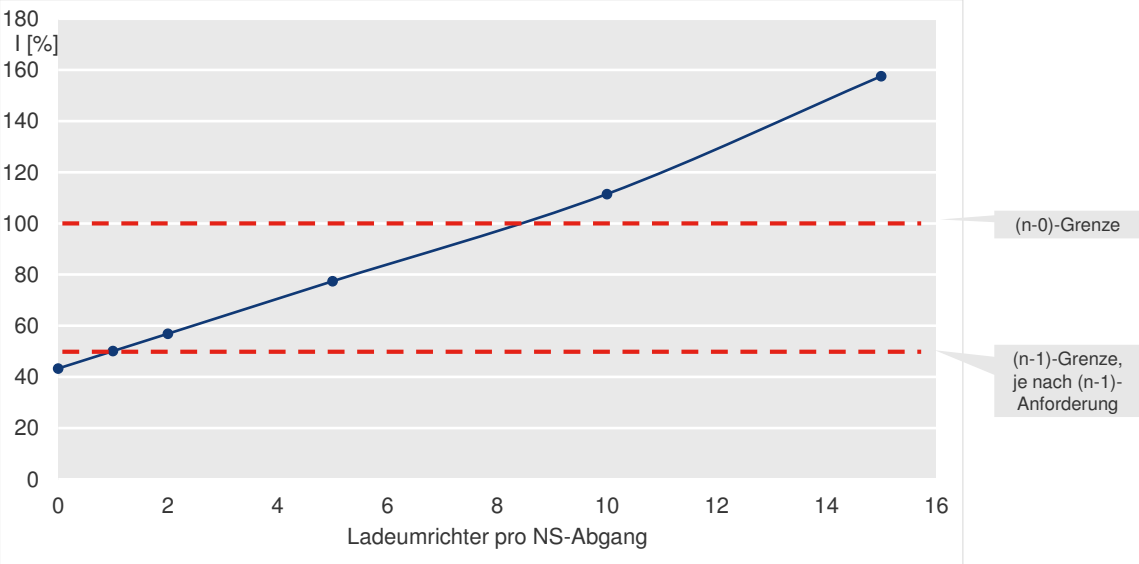


Abbildung 4-27: Strombelastung Dorf, 95 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1

Die Grenze des zulässigen Spannungsfalls wird bei ca. zwei und die zulässige (n-0)-Stromgrenze bei ca. acht Ladeumrichtern erreicht; würde die zulässige Stromgrenze für eine erhöhte Redundanzanforderung bei 50 % liegen, wäre lediglich der Anschluss eines Umrichters zulässig, was allerdings in den hier betrachteten ländlichen Gebieten kaum der Fall ist (siehe auch Ausführungen zu Redundanzanforderungen in Kapitel 4.7.2.)

In der hier betrachteten Konstellation (Netzstruktur Dorf, kleiner Leitungsquerschnitt) wird also im Regelfall die Spannungsgrenze deutlich vor der Stromgrenze erreicht.

Referenznetz Dorf, Kabelquerschnitt 150 mm²

Für die Strukturvariante Dorf mit einem Leitungsquerschnitt von nun 150 mm² und weiterhin der Umrichteranschlussvariante 1-phasig worst case und einem cos φ von 1,0 sind in Abbildung 4-28 der Spannungsfall über den NS-Abgang und in Abbildung 4-29 die Strombelastung am Abgangsanfang bei zunehmender E-Fahrzeug-Durchdringung dargestellt (15 Ladeumrichter entsprechen auch hier einem Umrichter an jedem Hausanschluss).

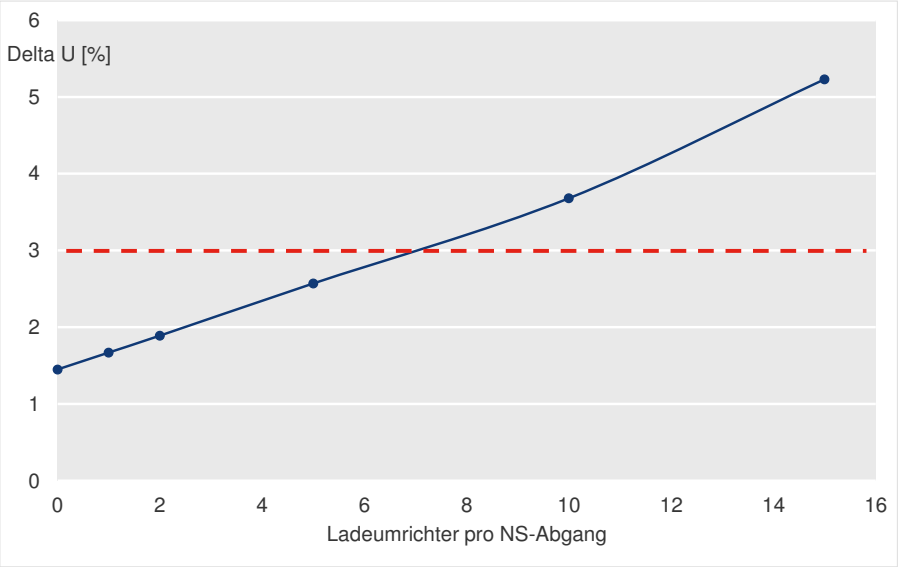


Abbildung 4-28: Spannungsfall Dorf, 150 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1

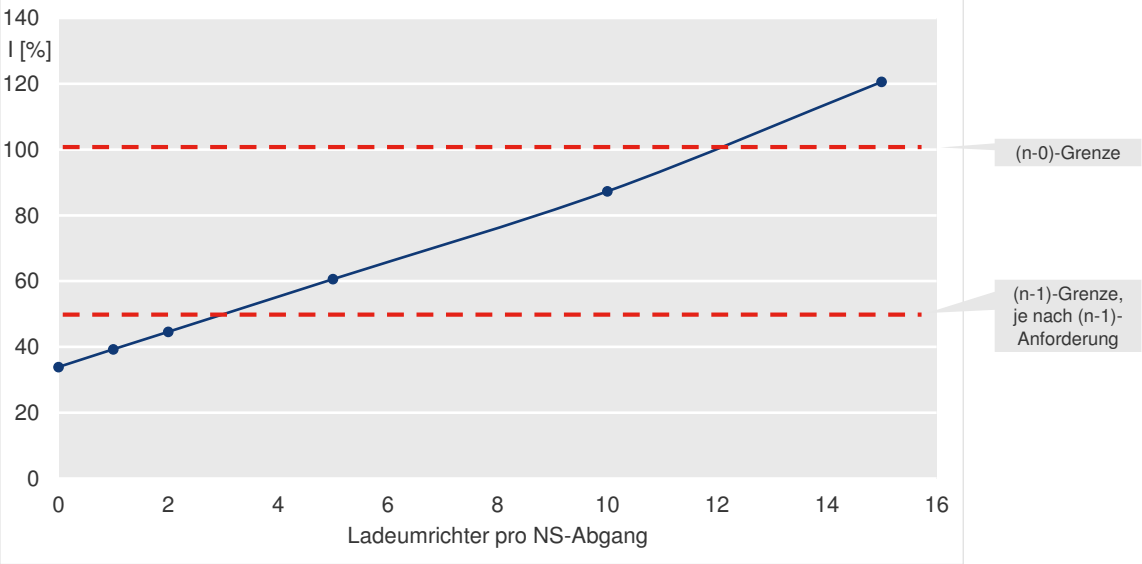


Abbildung 4-29: Strombelastung Dorf, 150 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1

Die Grenze des zulässigen Spannungsfalls wird bei ca. sieben und die zulässige (n-0)-Stromgrenze bei ca. zwölf Ladeumrichtern erreicht; würde die zulässige Stromgrenze für eine erhöhte Redundanzanforderung bei 50 % liegen, wäre lediglich der Anschluss von drei Umrichtern zulässig.

Auch in der hier betrachteten Konstellation (Netzstruktur Dorf mit nun mittlerem Leitungsquerschnitt) wird also im Regelfall die Spannungsgrenze deutlich vor der Stromgrenze erreicht.

Referenznetz Dorf, Kabelquerschnitt 240 mm²

Für die Strukturvariante Dorf mit einem Leitungsquerschnitt von nun 240 mm² und weiterhin der Umrichteranschlussvariante 1-phasig worst case und einem cos φ von 1,0 sind in Abbildung 4-30 der Spannungsfall über den NS-Abgang und in Abbildung 4-31 die Strombelastung am Abgangsanfang bei zunehmender E-Fahrzeug-Durchdringung dargestellt (15 Ladeumrichter entsprechen auch hier einem Umrichter an jedem Hausanschluss).

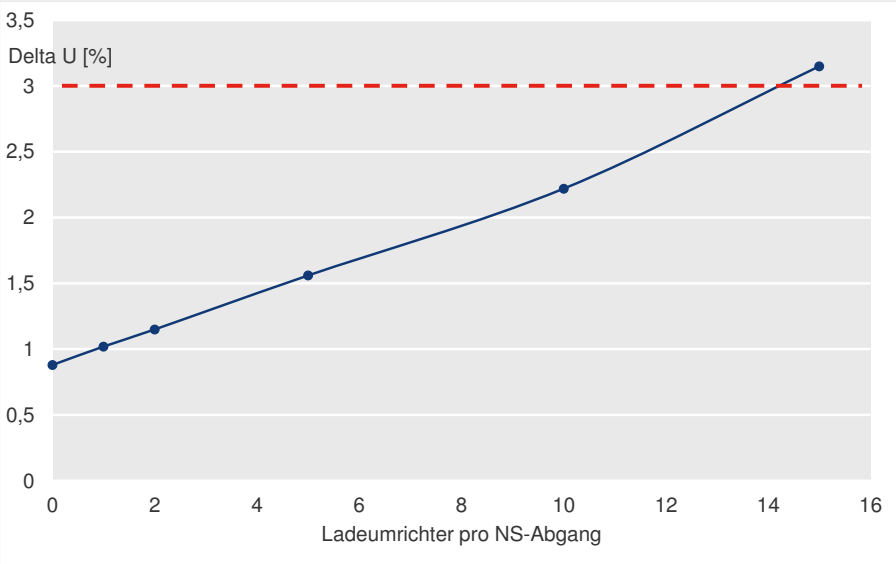


Abbildung 4-30: Spannungsfall Dorf, 240 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1

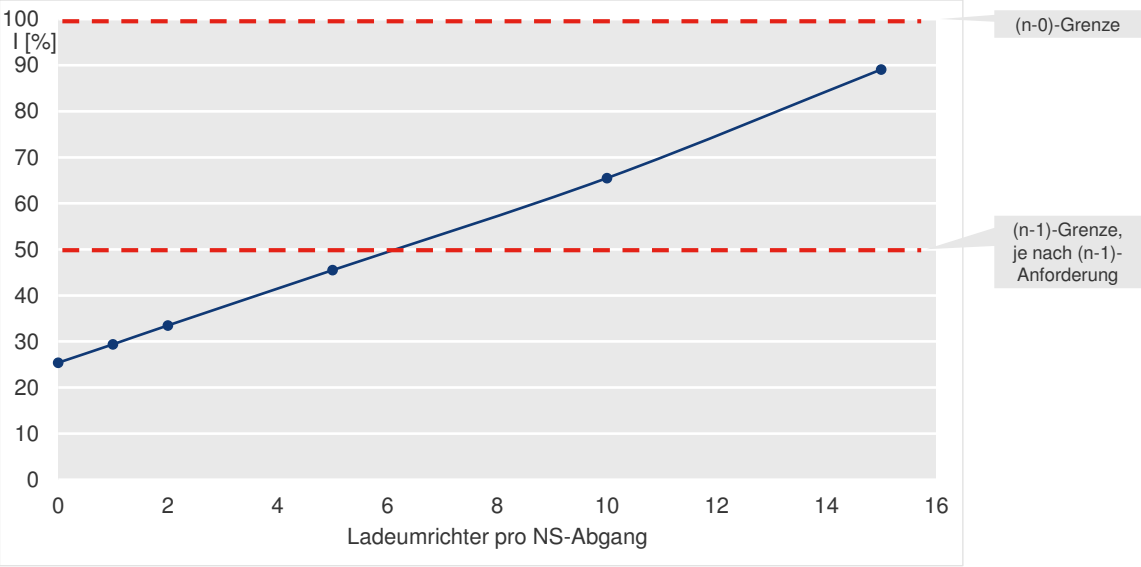


Abbildung 4-31: Strombelastung Dorf, 240 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1

Die Grenze des zulässigen Spannungsfalls wird hier erst bei etwa vierzehn Umrichtern und die zulässige (n-0)-Stromgrenze sogar erst oberhalb von 15 Umrichtern erreicht; würde die zulässige Stromgrenze für eine erhöhte Redundanzanforderung bei 50 % liegen, wäre hier der Anschluss von sechs Umrichtern zulässig.

Auch in der hier betrachteten Konstellation (Netzstruktur Dorf mit nun großem Leitungsquerschnitt) würde also die Spannungsgrenze deutlich vor der Stromgrenze erreicht, wobei beide Grenzen erst bei sehr hoher E-Fahrzeug-Durchdringung erreicht würden. (Der hier betrachtete Leitungsquerschnitt von 240 mm² wäre für die Struktur Dorf eigentlich überdimensioniert.)

Referenznetz Kleinstadt, Kabelquerschnitt 95 mm²

Nachfolgend werden die Ergebnisse für die Strukturvariante Kleinstadt dargestellt. Zunächst werden für die Variante mit einem Leitungsquerschnitt von 95 mm² und auch hier der Umrichteranschlussvariante 1-phasig worst case und einem cos φ von 1,0 in Abbildung 4-32 der Spannungsfall über den NS-Abgang und in Abbildung 4-33 die Strombelastung am Abgangsanfang bei zunehmender E-Fahrzeug-Durchdringung dargestellt (15 Ladeumrichter entsprechen auch in der Struktur Kleinstadt einem Umrichter an jedem Hausanschluss).

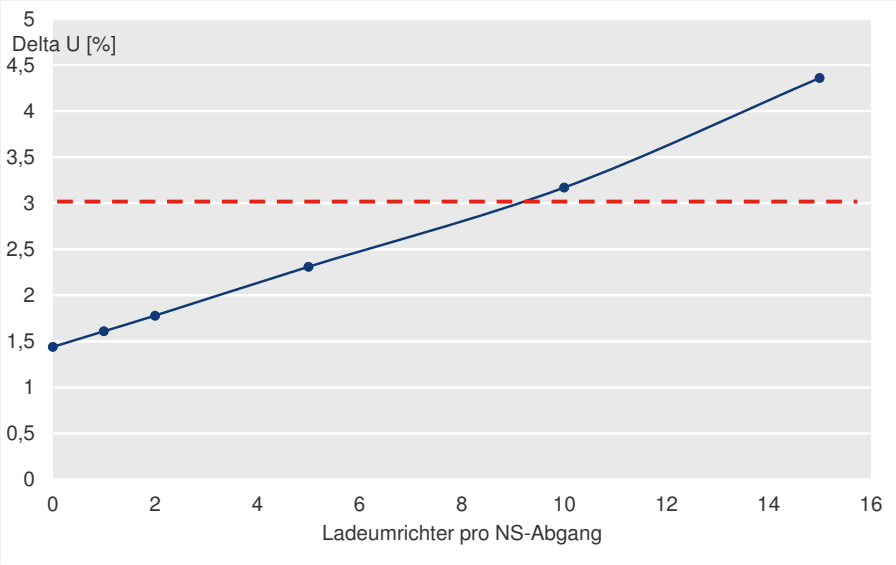


Abbildung 4-32: Spannungsfall Kleinstadt, 95 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1

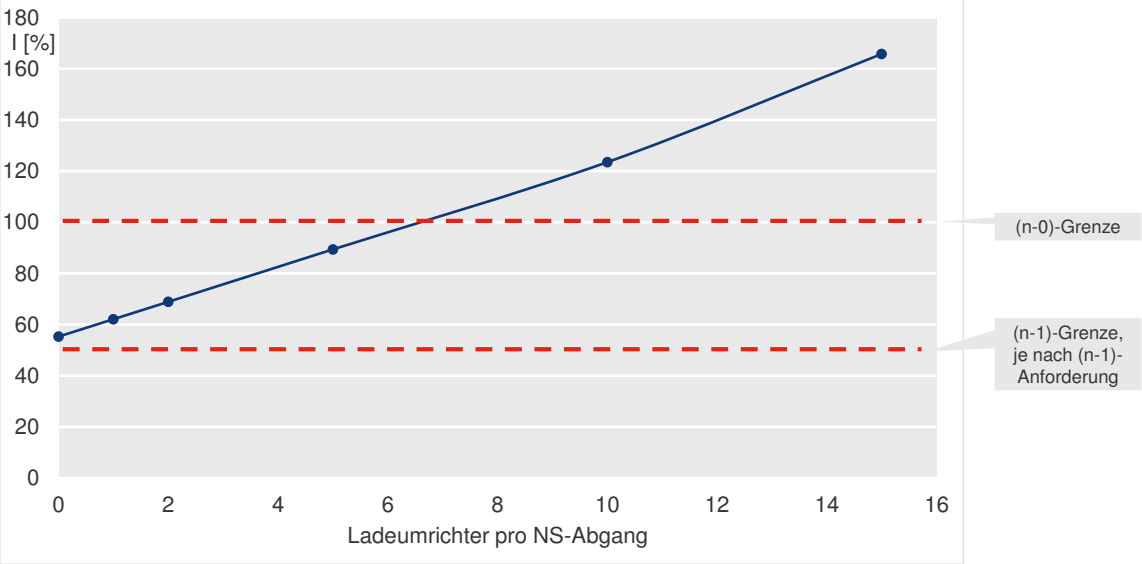


Abbildung 4-33: Strombelastung Kleinstadt, 95 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1

Die Grenze des zulässigen Spannungsfalls wird hier bei neun Umrichtern (bei der Struktur Dorf waren es zwei) und die zulässige (n-0)-Stromgrenze bei etwa sieben Umrichtern erreicht; würde die zulässige Stromgrenze für eine erhöhte Redundanzanforderung bei 50 % liegen, wäre hier kein Anschluss eines Umrichters zulässig.

In der hier betrachteten Konstellation (Netzstruktur Kleinstadt, kleiner Leitungsquerschnitt) werden also Spannungs- und Stromgrenze etwa bei gleicher E-Fahrzeug-Durchdringung erreicht.

Referenznetz Kleinstadt, Kabelquerschnitt 150 mm²

Für die Strukturvariante Kleinstadt mit einem Leitungsquerschnitt von nun 150 mm² und weiterhin der Umrichteranschlussvariante 1-phasig worst case und einem cos φ von 1,0 sind in Abbildung 4-34 der Spannungsfall über den NS-Abgang und in Abbildung 4-35 die Strombelastung am Abgangsanfang bei zunehmender E-Fahrzeug-Durchdringung dargestellt (15 Ladeumrichter entsprechen auch hier einem Umrichter an jedem Hausanschluss).

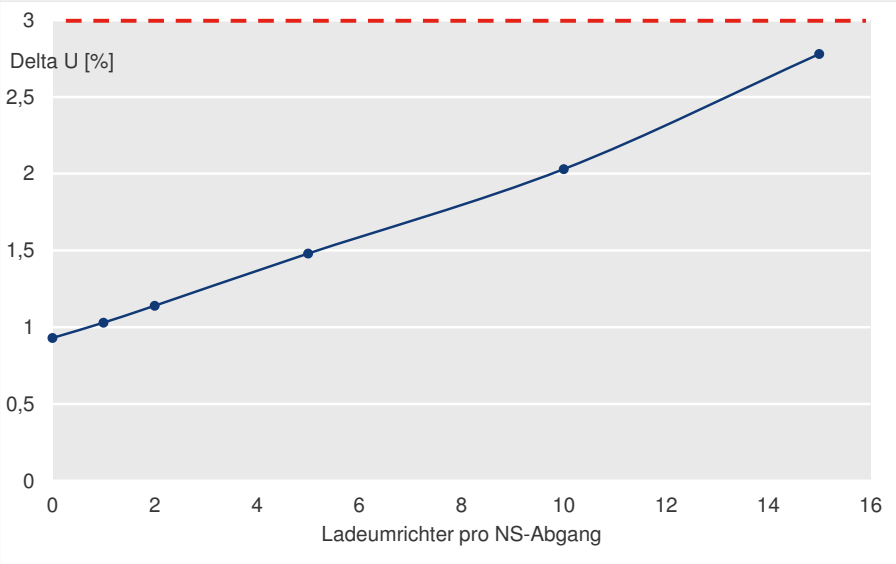


Abbildung 4-34: Spannungsfall Kleinstadt, 150 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1

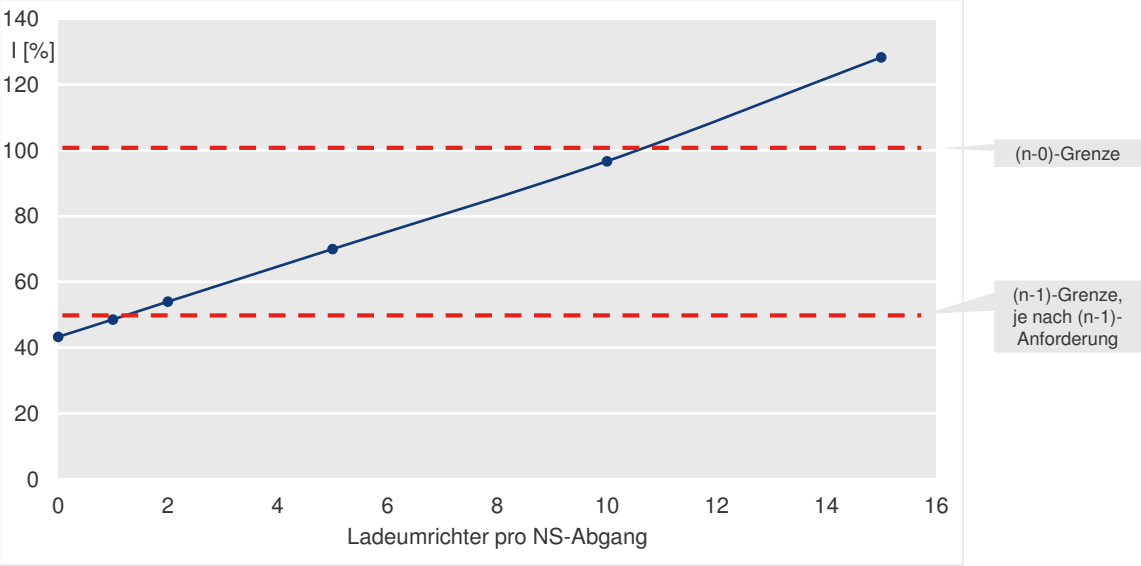


Abbildung 4-35: Strombelastung Kleinstadt, 150 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1

Die Grenze des zulässigen Spannungsfalls wird hier erst oberhalb von 15 erreicht, die zulässige (n-0)-Stromgrenze hingegen bereits bei etwa 10 Umrichtern; würde die zulässige Stromgrenze für eine erhöhte Redundanzanforderung bei 50 % liegen, wäre lediglich der Anschluss eines Umrichters zulässig.

In der hier betrachteten Konstellation Netzstruktur Kleinstadt mit mittlerem Leitungsquerschnitt, was eine weit verbreitete Variante in kleinstädtischen Bereichen und Wohngebieten im Versorgungsgebiet von EWE NETZ ist, wird also die Stromgrenze deutlich vor der Spannungsgrenze erreicht.

Referenznetz Kleinstadt, Kabelquerschnitt 240 mm²

Schließlich sind für die Strukturvariante Kleinstadt mit einem Leitungsquerschnitt von nun 240 mm² und weiterhin der Umrichteranschlussvariante 1-phasig worst case und einem cos φ von 1,0 in Abbildung 4-36 der Spannungsfall über den NS-Abgang und in Abbildung 4-37 die Strombelastung am Abgangsanfang bei zunehmender E-Fahrzeug-Durchdringung dargestellt (15 Ladeumrichter entsprechen auch hier einem Umrichter an jedem Hausanschluss).

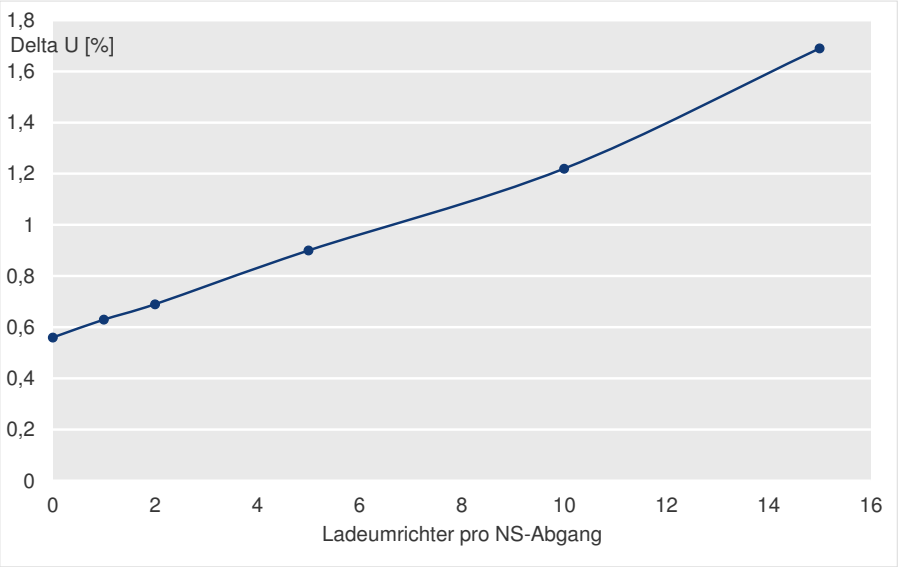


Abbildung 4-36: Spannungsfall Kleinstadt, 240 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1

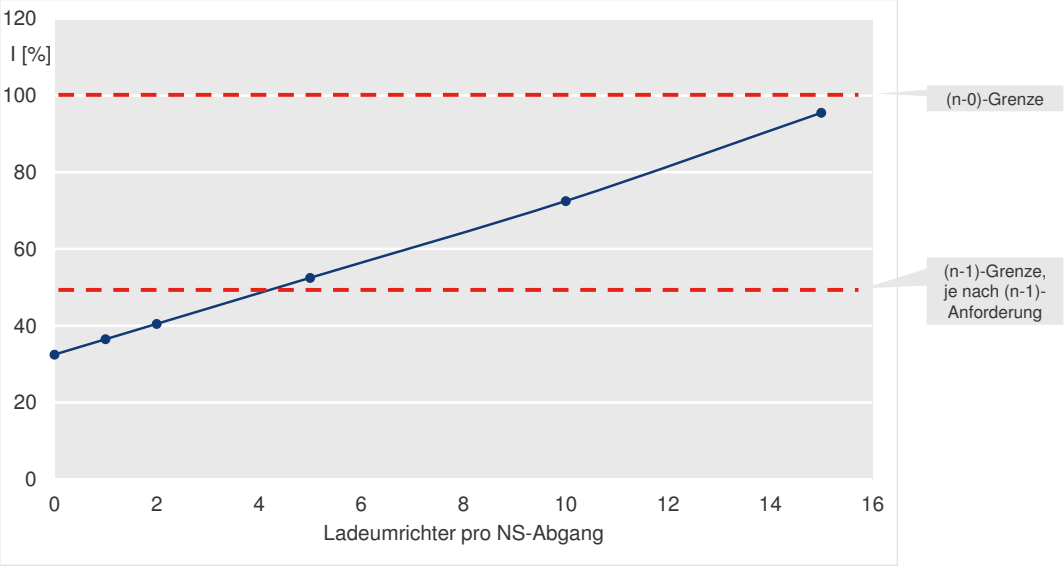


Abbildung 4-37: Strombelastung Kleinstadt, 240 mm², 1-phasig worst case, cos φ = 1

Die Grenze des zulässigen Spannungsfalls wird hier erst weit oberhalb von 15 und selbst die zulässige (n-0)-Stromgrenze erst bei etwa 15 Umrichtern; würde die zulässige Stromgrenze für eine erhöhte Redundanzanforderung bei 50 % liegen, wäre hier der Anschluss von fünf Umrichtern zulässig.

Auch in der hier betrachteten Konstellation Netzstruktur Kleinstadt mit nun großem Leitungsquerschnitt würde die Stromgrenze vor der Spannungsgrenze erreicht. Beide Grenzen würden allerdings auch hier (wie bei der Struktur Dorf) erst bei sehr hoher E-Fahrzeug-Durchdringung erreicht. (Auch hier wäre also ein Leitungsquerschnitt von 240 mm² eigentlich überdimensioniert.)

Vergleich 1-phasig versus 3-phasig – Dorf, 95 mm²

Am Beispiel der Netzstruktur Dorf zunächst mit einem Leitungsquerschnitt von 95 mm² wird der bisher betrachtete Anschluss 1-phasig worst case mit dem 3-phasigen Anschluss verglichen; letzteres entspricht dem best case bei 1-phasigem Anschluss, also dem Fall bei dem die Ladeumrichter gleichmäßig auf die 3 Phasen verteilt sind. Der cos φ wird hier weiterhin mit 1,0 angesetzt. Für beide Varianten im Vergleich sind in Abbildung 4-38 der Spannungsfall über den NS-Abgang und in Abbildung 4-39 die Strombelastung am Abgangsanfang bei zunehmender E-Fahrzeug-Durchdringung dargestellt (15 Ladeumrichter entsprechen auch hier weiterhin einem Umrichter an jedem Hausanschluss).

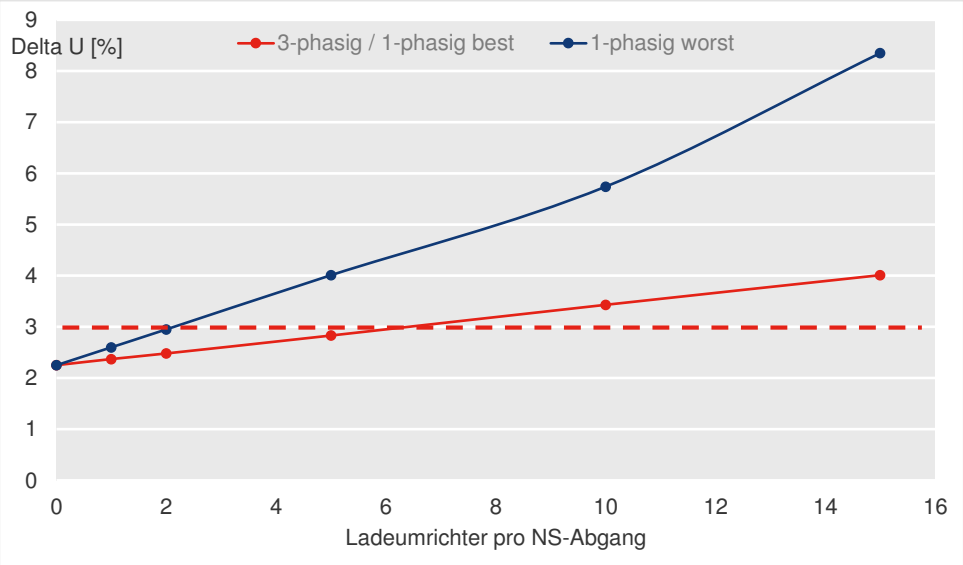


Abbildung 4-38: Spannungsfall Dorf, 95 mm², 1-phasig versus 3-phasig, cos φ = 1

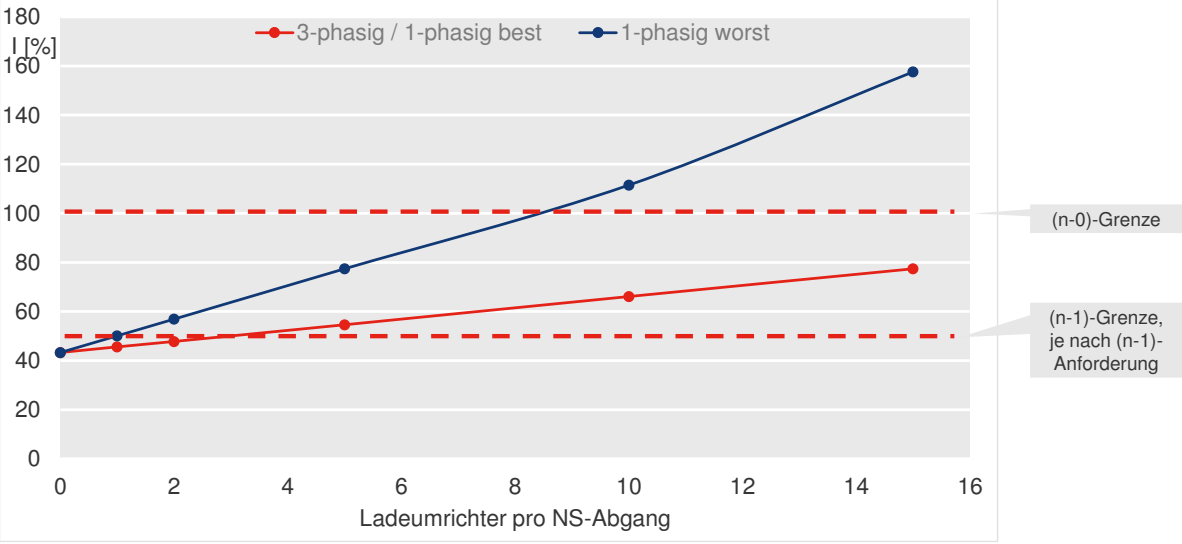


Abbildung 4-39: Strombelastung Dorf, 95 mm², 1-phasig versus 3-phasig, cos φ = 1

Bei 3-phasigem Laden würde die Spannungsgrenze erst bei sechs statt bereits bei zwei Ladeumrichtern (1-phasig) erreicht. Die (n-0)-Stromgrenze würde erst oberhalb von 15 statt bereits bei 8 Umrichtern (1-phasig) erreicht. Die Spannungsgrenze wird hier also auch bei 3-phasigem Laden in der Regel vor der Stromgrenze erreicht.

Vergleich 1-phasig versus 3-phasig – Dorf, 150 mm²

Erneut am Beispiel der Netzstruktur Dorf, diesmal allerdings mit einem Leitungsquerschnitt von 150 mm², wird der Vergleich 1-phasig worst case mit 3-phasig wiederholt. Als Ergebnis hierzu sind in Abbildung 4-40 der Spannungsfall über den NS-Abgang und in Abbildung 4-41 die Strombelastung am Abgangsanfang bei zunehmender E-Fahrzeug-Durchdringung dargestellt.

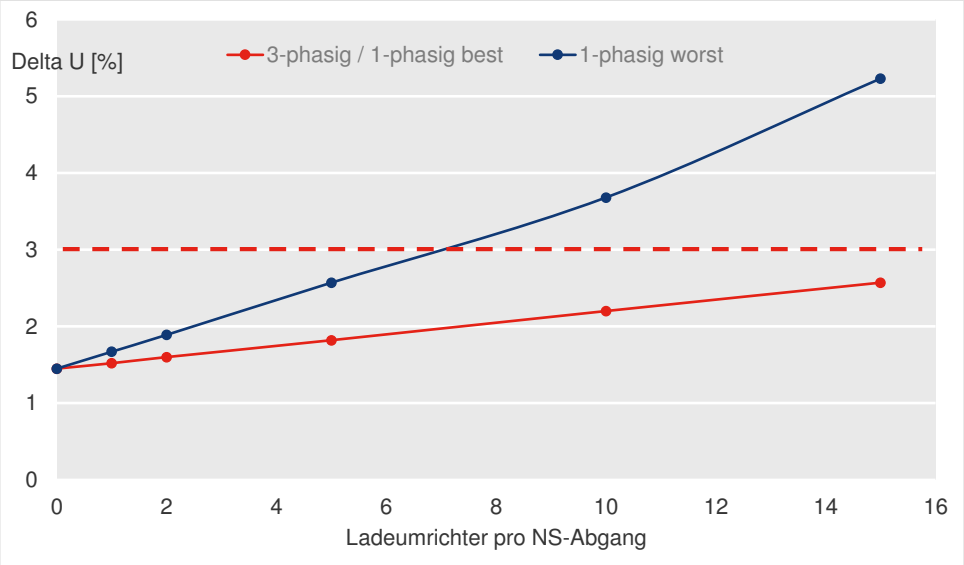


Abbildung 4-40: Spannungsfall Dorf, 150 mm², 1-phasig versus 3-phasig, cos φ = 1

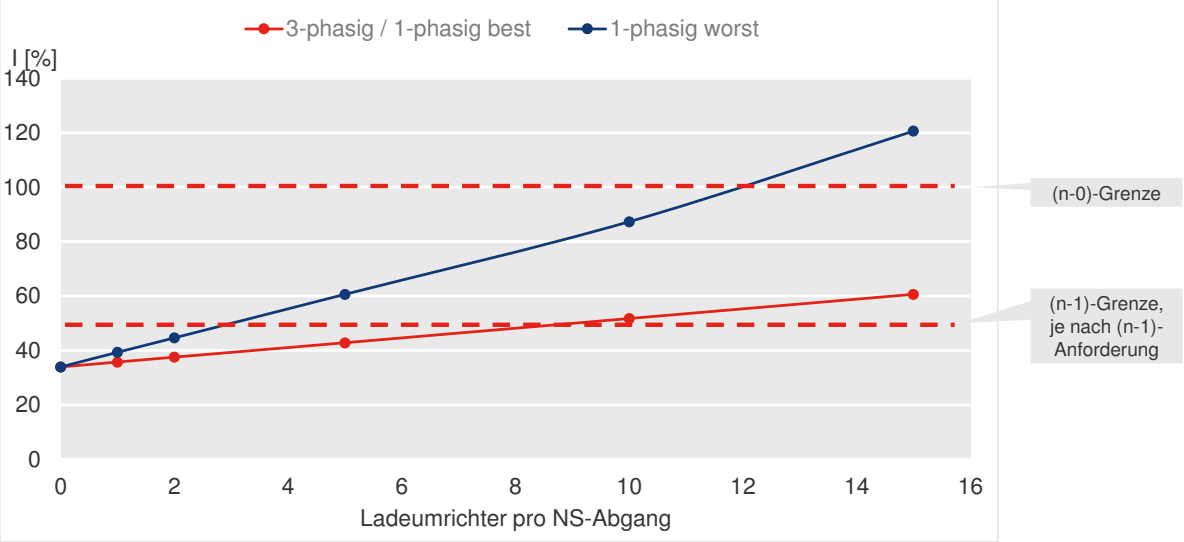


Abbildung 4-41: Strombelastung Dorf, 150 mm², 1-phasig versus 3-phasig, cos φ = 1

Bei dem hier betrachteten Leitungsquerschnitt von 150 mm² würde bei 3-phasigem Laden auch die Spannungsgrenze erst oberhalb von 15 Ladeumrichtern statt bereits bei sieben Umrichtern (1-phasig) erreicht. Die (n-0)-Stromgrenze wird hier erwartungsgemäß ebenfalls erst deutlich oberhalb von 15 Umrichtern erreicht.

Die Spannungsgrenze würde also beim 3-phasigen Laden vor der Stromgrenze erreicht, allerdings wäre dies erst bei sehr hoher E-Fahrzeug-Durchdringung der Fall.

Zwischenfazit – Wann gibt es überhaupt ein „Spannungsproblem“?

Die anhand des Referenznetzes Dorf durchgeführten Analysen führen zu folgenden Erkenntnissen:

- Die Spannungsgrenze wird in der Regel vor der Stromgrenze erreicht
- Die Spannungsgrenze wird in ungünstigen Fällen (1-phasig worst case, hohe Gleichzeitigkeit) bereits bei relativ geringer E-Fahrzeug-Durchdringung erreicht.
- Dies gilt vor allem in Gebieten, in denen Kabel mit geringem Querschnitt verlegt und/oder die Abgangslängen (hier 300 m) groß sind.
- Bei Netzen, die nach aktuellen Planungsgrundsätzen, die den Einsatz eines Standardkabels mit einem Querschnitt von 150 mm² vorsehen, errichtet sind, wird die Spannungsgrenze allerdings erst bei sehr hoher E-Fahrzeug-Durchdringung erreicht.
- Gleiches gilt bei 3-phasigem Laden oder günstiger Phasendurchmischung bei 1-phasigem Laden.

Die anhand des Referenznetzes Kleinstadt durchgeführten Analysen führen zu folgenden Erkenntnissen:

- Die Stromgrenze wird durchweg vor der Spannungsgrenze erreicht.

4.7.3.3 Effektivität verschiedener Blindleistungsstellbereiche

Die Analysen zur Effektivität verschiedener Blindleistungsstellbereiche werden anhand derjenigen Netzkonstellationen durchgeführt, bei denen gemäß den in Kapitel 4.7.3.2 dargestellten Ergebnissen potenziell am ehesten die Grenzen des zulässigen Spannungsfalls überschritten werden. Konkret wird hier die Struktur Dorf mit den Leitungsquerschnitten 95 mm² und 150 mm² betrachtet.

Nachfolgend werden auch hier als Ergebnis der technischen Analysen das Spannungsniveau und die Strombelastung dargestellt und hieran die durch Blindleistungseinspeisung erzielte Erhöhung der Aufnahmefähigkeitsgrenzen erörtert. Dabei wird für jede Variante der E-Fahrzeug-Durchdringung der Blindleistungsstellbereich der Ladeumrichter derart variiert dass für den Leistungsfaktor cos φ Werte zwischen 1 und 0,7 in einer Abstufung von 0,05 angesetzt werden.

Als Ergebnis hierzu sind in Abbildung 4-42 der Spannungsfall über den NS-Abgang bei zunehmender E-Fahrzeug-Durchdringung für die verschiedenen Leistungsfaktoren im Vergleich dargestellt. Eine Datenreihe (eine Kurve) entspricht dabei einem festen Leistungsfaktor.

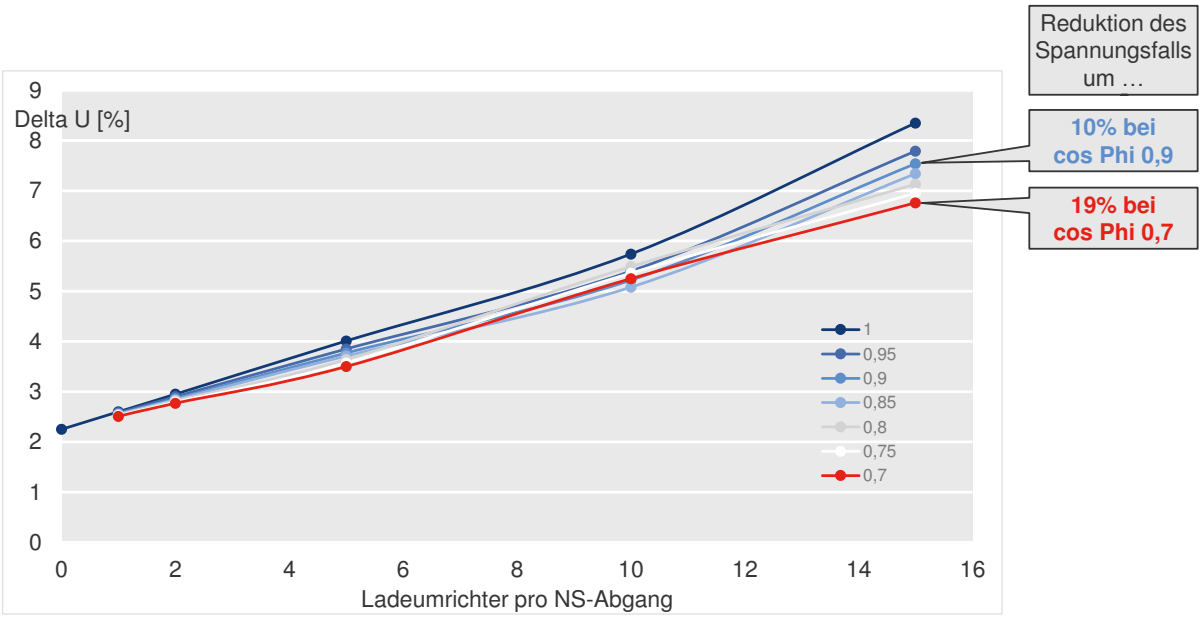


Abbildung 4-42: Spannungsfall Dorf, 95 mm², 1-phasig worst case, cos φ variiert

Der Vergleich der Ergebnisse für die verschiedenen Leistungsfaktoren zeigt, dass die Möglichkeiten zur Reduktion des Spannungsfalls durch Blindleistungseinspeisung recht gering sind. Bei einem cos φ von 0,9 kann der Spannungsfall um gerade mal 10 % und selbst bei einem cos φ von 0,7, also einer Blindleistungseinspeisung die dem Betrag nach bereits genauso hoch ist wie die Wirkleistungsentnahme, um lediglich knapp 20 % verringert werden.

Die nur geringe Beeinflussbarkeit der Spannung ist auf den (hier) hohen ohmschen Anteil des Spannungsfalls zurückzuführen. Der hier betrachtete Leitungstyp weist ein aus dieser Sicht ungünstiges R zu X Verhältnis von ca. 4,1 auf.

Etwas größer sind die Beeinflussungsmöglichkeiten in Netzbereichen, in denen Leitungen mit größerem Querschnitt verlegt sind, wie die Ergebnisse in Abbildung 4-43 zeigen, bei denen weiterhin die Struktur Dorf, hier allerdings mit einem Kabelquerschnitt von 150 mm² betrachtet wird.

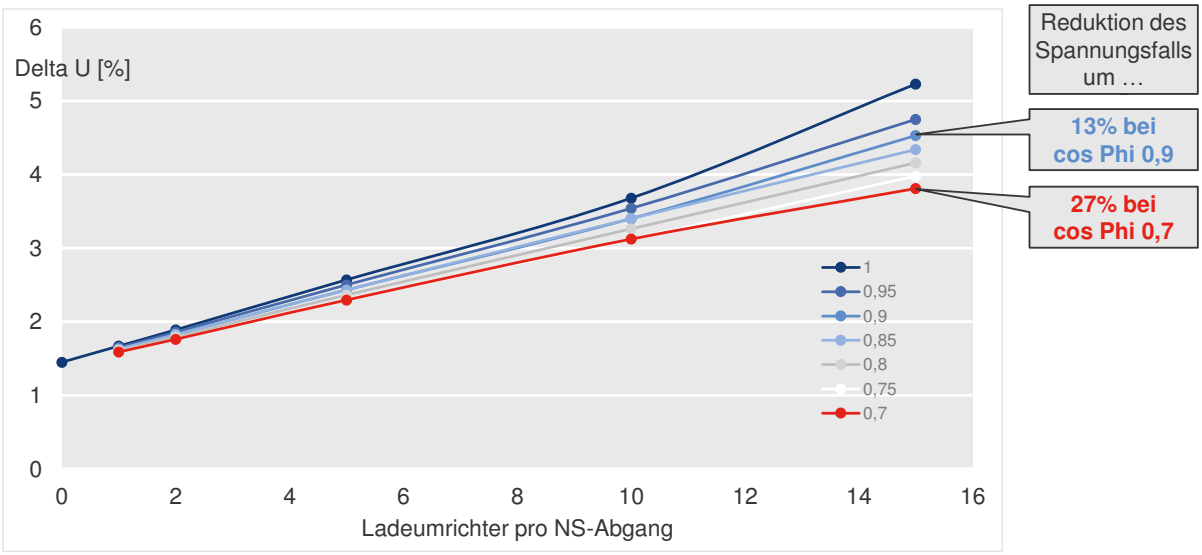


Abbildung 4-43: Spannungsfall Dorf, 150 mm², 1-phasig worst case, cos φ variiert

Bei einem cos φ von 0,9 kann der Spannungsfall hier um ca. 13 % und bei einem cos φ von 0,7 um ca. 27 % verringert werden. Das R zu X Verhältnis des hier betrachteten Kabel beträgt ca. 2,7 und ist damit etwas günstiger als bei dem zuvor betrachteten 95 mm² Kabel. Dennoch ist die Beeinflussbarkeit des Spannungsniveaus weiterhin recht gering, gerade auch im Vergleich zu Mittelspannungsnetzen. Zum Vergleich: das R zu X Verhältnis des Standardkabels mit 150 mm² beträgt in 20 kV ca. 1,2; der durch Blindleistungseinspeisungen nicht beeinflussbare ohmsche Anteil am Spannungsfall ist in der 20-kV-Ebene also deutlich kleiner als in der 0,4-kV-Ebene.

Dennoch ist zunächst festzustellen, dass sich das Spannungsniveau auch im 0,4-kV-Netz durchaus beeinflussen lässt. Die entscheidende Frage ist allerdings, inwieweit sich ein etwaiger Netzausbau tatsächlich vermeiden ließe. Hierzu sind in Abbildung 4-44, in dem die gleichen Ergebnisse wie in Abbildung 4-43 dargestellt sind, verschiedene Bereiche markiert: der Bereich innerhalb dessen auch ohne Blindleistungseinspeisung kein Netzausbau erforderlich ist (links im Bild), der Bereich innerhalb dessen auch mit Blindleistungseinspeisung ein Netzausbau erforderlich (rechts im Bild) ist und der Bereich dazwischen, in dem tatsächlich ein etwaiger Netzausbau vermieden werden könnte (im Bild grün hinterlegt), da hier die Blindleistungseinspeisung dazu führt, dass der Spannungsfall in den zulässigen Bereich rückgeführt werden kann.

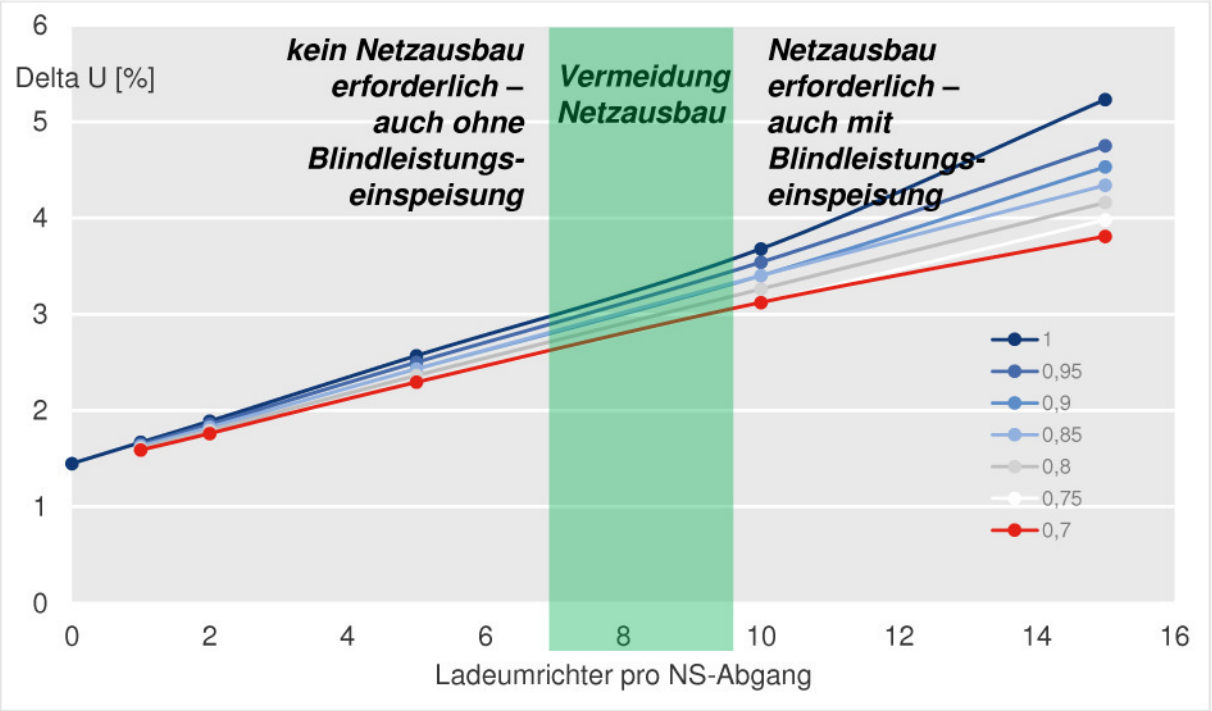


Abbildung 4-44: Spannungsfall Dorf, 150 mm², 1-phasig worst case, cos φ variiert – Netzausbau-Erfordernisse

Der Bereich, innerhalb dessen ein etwaiger Netzausbau vermieden werden könnte, ist also vergleichsweise schmal; in der hier betrachteten Netzkonstellation (Struktur Dorf, Kabelquerschnitt 150 mm²) liegt er bei einer E-Fahrzeug-Durchdringung zwischen sieben und (knapp) zehn Umrichtern bei einem cos φ von 0,7. Bei einem cos φ von 0,9 wäre der Bereich noch enger; hier würde er zwischen acht und neun Umrichtern liegen.

4.7.3.4 Verlustzunahme durch Blindleistungseinspeisung

Die Zunahme der Netzverluste, die sich bei zunehmender Blindleistungseinspeisung der Ladeumrichter ergibt, wird auf Basis folgender Annahmen ermittelt:

- Ca. 700 Benutzungsstunden bei 3,7 kW, was sich aus einer angenommenen Jahresfahrleistung von etwa 15.000 km und einem spezifischen Verbrauch von ca. 15 kWh und somit einem Ladeenergiebedarf von 2250 kWh/a ergibt.
- Verlustenergiepreis ca. 60 €/MWh

Die Werte für die Verlustleistung sind den Lastflussberechnungen entnommen, die den in dem vorangegangen Abschnitt dargestellten Analysen zu Grunde liegen. Zu beachten ist hier insbesondere, dass den anhand des Referenznetzes Dorf durchgeführten Analysen eine Vorbelastung in voller Höhe (Höchstlastzeitpunkt) zu Grunde liegt, so dass die nachfolgten dargestellten Ergebnisse eine obere Abschätzung der Verluste und der Verlustzunahme darstellen.

In Tabelle 4-4 sind die *absolute* Zunahme der jährlichen Netzverluste und der Netzverlustkosten pro NS-Abgang für verschiedene E-Fahrzeug-Durchdringungen dargestellt, die sich bei einer Blindleistungseinspeisung mit einem cos φ on 0,7 gegenüber einem cos φ von 1,0 (also ohne Blindleistungseinspeisung), ergibt.

Umrichter pro Abgang	95 mm²		150 mm²	
15	4,5 MWh/a	unrealistisch, da Kabel-auslastung ca.180%	3,2 MWh/a	unrealistisch, da Kabel-auslastung ca.140%
10	3,0 MWh/a	unrealistisch, da Kabel-auslastung ca.135%	2,1 MWh/a	126 €/a
5	0,7 MWh/a	42 €/a	0,5 MWh/a	30 €/a

Tabelle 4-4: Zunahme der jährlichen Netzverluste/-kosten pro NS-Abgang bei cos φ = 0,7

Zum Vergleich sind in Tabelle 4-5 die jährlichen Netzverluste pro NS-Abgang ohne Blindleistungseinspeisung und die *prozentuale* Zunahme bei einem cos φ von 0,7 ggü. 1,0 dargestellt.

Umrichter pro Abgang	95 mm²		150 mm²	
15	13,5 MWh/a	ca. 33%(*)	9,3 MWh/a	ca. 34%(*)
10	6,8 MWh/a	ca. 44%(*)	5,0 MWh/a	ca. 42%(*)
5	3,4 MWh/a	ca. 20%(*)	2,6 MWh/a	ca. 19%(*)

(*) Verlustzunahme durch Blindleistungseinspeisung (hier also cos Phi = 0,7 ggü. cos Phi = 1,0)

Tabelle 4-5: Jährliche Netzverluste / -kosten pro NS-Abgang bei cos φ = 1,0 und prozentuale Zunahme bei cos φ = 0,7

In Tabelle 4-6 und Tabelle 4-7 finden sich die entsprechenden Darstellungen für eine Blindleistungseinspeisung mit einem cos φ von 0,9.

Umrichter pro Abgang	95 mm²		150 mm²	
15	0,1 MWh/a	unrealistisch, da Kabel-auslastung ca.160%	0,07 MWh/a	unrealistisch, da Kabel-auslastung ca.120%
10	0,08 MWh/a	unrealistisch, da Kabel-auslastung ca.115%	0,05 MWh/a	3 €/a
5	0,03 MWh/a	1,5 €/a	0,02 MWh/a	1 €/a

Tabelle 4-6: Zunahme der jährlichen Netzverluste / -kosten pro NS-Abgang bei cos φ = 0,9

Umrichter pro Abgang	95 mm²		150 mm²	
15	13,5 MWh/a	ca. 1%(*)	9,3 MWh/a	ca. 1%(*)
10	6,8 MWh/a	ca. 1%(*)	5,0 MWh/a	ca. 1%(*)
5	3,4 MWh/a	ca. 1%(*)	2,6 MWh/a	ca. 1%(*)

(*) Verlustzunahme durch Blindleistungseinspeisung (hier also cos Phi = 0,9 ggü. cos Phi = 1,0)

Tabelle 4-7: Zunahme der jährlichen Netzverluste / -kosten pro NS-Abgang bei cos φ = 0,9

Wie die Ergebnisse zeigen, ist die prozentuale Verlustzunahme bei einem cos φ von 0,9 vernachlässigbar gering, bei einem cos φ von 0,7 können die Verluste bei hoher E-Fahrzeugdurchdringung um bis zu ca. einem Drittel zunahmen. Dies gilt allerdings nicht für die gesamten Jahresverluste sondern

nur – wie eingangs erwähnt – zu den Zeiten, in denen Ladevorgänge bei gleichzeitig hoher Vorbelastung stattfinden.

Somit ist die prozentuale Verlustzunahme bei realistischen cos-φ-Bereichen als so gering einzustufen, dass allein hieraus kein Argument gegen eine etwaige Blindleistungseinspeisung aus Ladeumrichtern abgeleitet werden sollte.

4.7.3.5 Kosten-Nutzen-Abschätzung

Die Mehrkosten, die mit einer gezielten Blindleistungseinspeisung aus Ladeumrichtern verbunden wären, umfassen neben den zuvor erörterten eher zu vernachlässigen Mehrkosten aus der Verlustzunahme vor allem die Mehrkosten der Umrichter, da diese auf eine größere Nenn-Scheinleistung ausgelegt werden müssen, je höher die Anforderungen an die Blindleistungseinspeisung sind. Minderkosten können sich unter bestimmten Bedingungen durch den vermiedenen Netzausbau ergeben, der ansonsten aufgrund von Überschreitungen der zulässigen Spannungsgrenzen erforderlich wäre.

Nachfolgende Kostenabschätzungen sind als grob indikativ zu verstehen und nicht etwa Ergebnis einer umfassenden wirtschaftlichen Analyse.

Umrichter – Mehrkosten

Die Umrichter-Mehrkosten, die sich ergeben, wenn die Umrichter auf höhere Nennleistungen auszulegen sind, lassen sich wie folgt abschätzen: eine typische Größenordnung für die spezifischen Kosten von Ladeumrichtern beträgt ca. 250 bis 500 € / kW. Der leistungsabhängige Teil der Kosten von Umrichtern kann erfahrungsgemäß mit ca. 20 % beziffern, so dass sich die spezifischen Kosten für die Blindleistungsbereitstellung mit ca. 50 bis 100 €/kVA abschätzen lassen.

Somit lägen die Mehrkosten des hier betrachteten Umrichters mit einer Nenn-Wirkleistung von 3,7 kW bei bis zu ca. 100 €, bei einem cos φ von 0,9, bzw. bei zu ca. 400 € bei einem cos φ von 0,7.

Netzausbau – Minderkosten

Die Minderkosten aus vermiedenem Netzausbau werden am Beispiel des Referenznetzes Dorf abgeschätzt. Hier betragen die Investitionskosten eines 300 m langen NS-Abgangs ca. 20.000 €. Diese würden allerdings tatsächlich nur dann vermieden, wenn die E-Fahrzeug-Durchdringung genau so groß ist, dass die ansonsten überschrittenen Spannungsgrenzen durch Blindleistungseinspeisung in den zulässigen Bereich zurückgeführt werden können. In der hier betrachteten Konstellation wäre dies bei sieben bis zehn Umrichtern pro Abgang der Fall.

Fazit

Wie in Kapitel 4.7.3.3 ausgeführt ist der Bereich, innerhalb dessen tatsächlich ein etwaiger Netzausbau vermieden werden kann, sehr klein, so dass es fraglich erscheint, ob sich in der Praxis tatsächlich ein Netzausbau in einer nennenswerten Zahl von Fällen vermeiden ließe.

4.7.4 Schlussfolgerungen

Aus den Analysen zum Blindleistungsstellbereich der Ladeumrichter lassen sich nachfolgende Schlussfolgerungen ziehen, die sich an den eingangs aufgelisteten Kernfragen orientieren.

Wie relevant ist die Spannungshaltungsproblematik in typischen Netzen – oder werden fast immer zuerst die Stromgrenzen erreicht?

- Die Spannungsgrenze wird in ungünstigen Fällen (1-phasig worst case, hohe Gleichzeitigkeit) bereits bei relativ geringer E-Fahrzeug-Durchdringung erreicht.
- Die Zahl der NS-Abgänge, in denen (infolge des Ladens von E-Fahrzeugen) die Spannungsgrenze vor der Stromgrenze erreicht wird, ist in Relation zum Gesamtnetzbestand allerdings vermutlich sehr gering.

Welchen Blindleistungsstellbereich benötigt man in typischen NS-Netzen?

- Die Möglichkeiten zur Reduktion des Spannungsfalls sind in NS-Netzen aufgrund des hierfür ungünstigen R zu X Verhältnisses der Kabel vergleichsweise gering.
- Nennenswerte Spannungsbeeinflussungen würde einen Stellbereich mit cos φ Werten im Bereich von deutlich unter 0,9 erfordern.

Macht es Sinn, als Netzbetreiber in den entsprechenden TAB eine Blindleistungsstellfähigkeit für Ladeumrichter zu fordern?

- Der Bereich der E-Fahrzeug-Durchdringung, innerhalb dessen ein Netzausbau tatsächlich vermieden werden kann, ist sehr klein.
- Eine Blindleistungsstellfähigkeit einheitlich für alle Ladeumrichter zu fordern, erscheint deshalb aus gesamtwirtschaftlicher Sicht äußerst fragwürdig.
- Allenfalls können gezielt gesetzte Anforderungen oder „Angebote“ des Netzbetreibers an Netzkunden z. B. analog zu heutigen „Wärmepumpentarifen“ sinnvoll sein. Ein Kunde, der eine bestimmte Blindleistungsfähigkeit bereitstellt, könnte dann niedrigere Netzentgelte erhalten. Dies würde allerdings den Abschluss eines separaten Netzzugangs-/nutzungsvertrag für E-Fahrzeug-Ladevorgänge erfordern.
- Ferner wäre hierbei zu beachten, dass sich für Netzbetreiber nur dann tatsächlich ein Vorteil ergibt, wenn genug Kunden einen solchen Tarif dauerhaft wählen. Zudem ist in Anbetracht des zuvor genannten schmalen Ausbauvermeidungsbereichs die Wahrscheinlichkeit hoch, dass die Netze bei weiter steigender E-Fahrzeug-Durchdringung dennoch ausgebaut werden müssen, so dass dem reduzierten Netztarif dann kein Nutzen gegenüberstünde.

Angesichts des sehr engen Bereichs erscheint es also kaum attraktiv, eine Blindleistungsstellfähigkeit für Ladeumrichter zu fordern.

Untersuchung Potentiale gesteuertes Laden unter Nutzung der vollen Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug: Gesteuertes Laden V3.0

12/2012 bis 12/2015

Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

FuE-Programm "Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität" des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)

- Endbericht –

Teilprojekt 3

Stand 28.01.2016

Inhaltsverzeichnis

1 EINLEITUNG 4

2 AP3.1 – METASTUDIE GESTEUERTES LADEN 6

2.1 Definition 7

2.2 Metastudie Marktintegration von EVs 9

2.2.1 Umsetzende Akteure 11

2.2.2 Schlüsselmarkt 11

2.2.3 Geschäftsmodelle und Produkte 12

2.2.4 Lade- und Steuerstrategien 12

2.2.5 Erlöspotenziale 13

2.3 Auswertung 16

3 AP 3.2 – UMFELDANALYSE MÄRKTE, WETTBEWERB UND REGULARIEN 18

3.1 Marktanalyse 18

3.1.1 Der Österreichische Energiemarkt 18

3.1.2 Der Schweizer Energiemarkt 22

3.1.3 Der Französische Energiemarkt 26

3.1.4 Der Schwedische Energiemarkt 29

3.1.5 Der Deutsche Energiemarkt 31

3.1.6 Zusammenfassung 35

3.2 Simulationskonzept 36

3.2.1 Zusammenspiel der Simulationsmodelle 37

3.2.2 Kurzbeschreibung Simulationsmodelle 38

3.2.3 Schnittstellenparameter der Modelle 40

4 AP 3.3 – DEFINITION PRODUKT UND KUNDENNUTZEN 41

4.1 Rollenmodelle in der Energiewirtschaft 41

4.1.1 Darstellung des aktuellen Rollenmodells 44

4.1.2 Darstellung des erweiterten Rollenmodells 45

4.1.3 Zusammenfassung 51

4.2 Vergütungsmodell 52

4.2.1 Funktionsweise des Vergütungsmodells 52

4.2.2 Berechnungsalgorithmus 53

4.2.3 Validierung 54

5 AP 3.4. – WIRTSCHAFTLICHKEITSBERECHNUNG 56

5.1.1 Geschäftsmodelldatenbank 56
5.1.2 Übersicht Geschäftsmodelle 60
5.1.3 Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung 61
5.2 AK 3.4.2 – Szenariendefinition und Modellkonzeption 66
5.2.1 Szenarien 66
5.2.2 Modellkonzeption 84
5.3 AK 3.4.3 – Modellumsetzung 85
5.3.1 Berechnungsansatz 85
5.3.2 Kosten- und Nutzendefinition 86
5.3.3 Aufbau Berechnungsmodell 88
5.4 AK 3.4.4 – Auswertung der Wirtschaftlichkeitsberechnung 88
5.4.1 Geschäftsmodell SRL-Vermarktung 88
5.4.2 Geschäftsmodell Flexibilität 95
6 AP 3.5 – GESCHÄFTSMODELL / AGGREGATORFUNKTION REGELLEISTUNG 104
6.1 Geschäftsmodell „Vermarktung von Flexibilität“ 104
6.1.1 Begriffsdefinitionen 104
6.1.2 Geschäftsmodell für das „Gesteuerte Laden“ 106
7 AP3.4.E ERWEITERUNG WIRTSCHAFTLICHKEITSBERECHNUNG 119
7.1 AK 3.4.2e – Definition von V2G Szenarien 119
7.1.1 Zielsetzung 119
7.1.2 Definition von V2G Szenarien 119
7.2 AK 3.4.3e – Modellanpassung und Simulation 120
7.3 AK 3.4.4e – Wirtschaftlichkeitsberechnung 121
7.3.1 Annahmen 121
7.3.2 Ergebnisse 125
7.3.3 Zusammenfassung Wirtschaftlichkeit 133
8 LITERATURVERZEICHNIS 137

Revisionsvermerk

Revision	Datum	Bearbeiter	Änderung
1.0	24.08.2015	Björn Illing	Erstellung
1.1	21.09.2015	Brit Jünemann, Ringo Drexler	Ergänzungen
1.2	28.09.2015	Björn Illing	Anpassungen
1.3	21.12.2015	Oliver Warweg	Ergänzung um die Ergebnisse der Erweiterungpakete von Björn Illing

1 Einleitung

Im Rahmen des Projektes „Gesteuertes Laden 3.0“ ist ein Geschäftsmodell für die Integration von Elektrofahrzeugen (EV) in die Energieversorgung und den Energiemarkt zu entwickeln. Das favorisierte Modell sieht vor, dass über EVs ein Beitrag zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung geleistet wird. Die Art des bereitzustellenden Beitrags schlägt sich in einer finanziellen oder immateriellen Vergütung der teilnehmenden Fahrzeugbesitzer nieder.
Inhalte des Teilprojektes 3 „Smart Markets und Geschäftsmodelle“ sind die Analyse der Umfeldbedingungen und Charakteristika des Energiemarktes sowie die Identifikation von Einflussfaktoren auf die Integration von EVs. Darauf aufbauend sind Simulationsmodelle zur Abbildung der Energiemärkte zu erstellen. Schwerpunkt ist die Berechnung der Wirtschaftlichkeit eines Geschäftsmodells für Marktakteure, welche an der Integration von EVs in den deutschen Strommarkt beteiligt sind. Für die Ermittlung der Geschäftsmodelle und der Wirtschaftlichkeit wird dieses Teilprojekt in folgende Arbeitspakete unterteilt.

- AP 3.1 – Metastudie Gesteuertes Laden
- AP 3.2 – Umfeldanalyse Märkte, Wettbewerb und Regularien
- AP 3.3 – Definition Produkt und Kundennutzen
- AP 3.4 – Smart Markets und Geschäftsmodelle
- AP 3.5 – Geschäftsmodell / Aggregatorfunktion Regelleistung

Im ersten Arbeitspaket werden nationale und internationale Ansätze zur Integration von Elektrofahrzeugen in den Strommarkt untersucht und Schlüsselfaktoren identifiziert, welche für die erfolgreiche Anbindung notwendig sind.
Arbeitspaket zwei analysiert nationale und internationale Märkte und beschreibt diese inklusive der flankierenden Technologien, Produkte und Regularien. Der Einfluss der EVs auf zukünftige Ausprägungen des Strommarktes wird modelliert.
Zielstellung des dritten Arbeitspakets ist die Definition eines neuen Rollenmodells unter Betrachtung neuer Marktakteure. Ein Vergütungsmodell für EV-Nutzer wird entwickelt, um Nutzer bestmöglich zu motivieren am Gesteuerten Laden teilzunehmen. Im vierten Arbeitspaket werden verschiedene Vermarktungsoptionen wirtschaftlich bewertet. Ein Berechnungsmodell wird entwickelt, welches die Kosten und den Nutzen identifiziert, um darauf aufbauend die Wirtschaftlichkeit zu berechnen.
Die Vorbereitung zur praktischen Umsetzung erfolgt im Arbeitspaket fünf. Die netzbezogenen Bedingungen werden beschrieben, ein Vermarktungskonzept wird definiert und die Entwicklung eines umfassenden Geschäftsmodells durchgeführt.

Die Ergebnisse wurden mit Hilfe aller Konsortialpartner erstellt. Personen, welche an diesem Teilprojekt mitgearbeitet und bei der Erstellung der Ergebnisse unterstützen haben, sind in folgender Liste aufgeführt.
BMW:

- Xaver Pfab
- Patrice Hartung
- Christoph Zöller

Whiteblue Consulting GmbH:
- Ramin Amiri
- Tim Skerra

EWE:
- Michael Westerburg
- Jens Eilers
- Brit Jünemann
- Ringo Drexler

CLENS:
- Tobias Fritsche

TU Chemnitz:
- Bettina Kämpfe
- Claudia Mair
- Ramona Groß

TU Ilmenau:
- Steffen Schlegel
- Hamza Bokhari

Fraunhofer AST:
- Oliver Warweg
- Björn Illing

2 AP3.1 – Metastudie Gesteuertes Laden

Um das Ziel der Energiewende zu erreichen, setzt die Bundesregierung neben der Etablierung von Smart Grids und Smart Markets auf die Einführung der Elektromobilität. Dazu wurden und werden eine Vielzahl von Forschungsprojekten gefördert sowie zahlreiche Publikationen im Umfeld der Elektromobilität erstellt. Auch die internationale Fachszene beschäftigt sich intensiv mit diesem Thema. Eine Aussage bezüglich inhaltlicher Vergleichbarkeit ist aufgrund unterschiedlichen Energieversorgungssysteme und Energiemärkte jedoch nicht trivial.
Der Fokus der zu erstellenden Vergleichsbetrachtung darf dabei die europäische Perspektive nicht außer Acht lassen. Der Grund dafür liegt in der transnationalen Natur der europäischen Energiebinnenmarktstruktur. Darüber hinaus erfordert das Paradigma globalisierter Fahrzeugkonzepte seitens der Automobilhersteller, dass auch außereuropäische Forschungsergebnisse berücksichtigt werden müssen, um ein systemisches Verständnis der Elektromobilität zu erlangen.

Daher sollen im Rahmen der Arbeit die verschiedenen Ansätze zur Marktintegration aufgearbeitet und in einer angemessenen Form visualisiert werden.

Das Dokument definiert in Kapitel 2.1wichtige Begriffe im Zusammenhang mit der Thematik „Gesteuertes laden“ und beschreibt in Kapitel 2.2 die Integration von Elektrofahrzeugen anhand ausgewählter Kriterien. Diese umfassen:

- Umsetzende Akteure
- Produkte
- Schlüsselmärkte
- Lade- und Steuerstrategien
- Erlöspotenziale

2.1 Definition

Dieser Abschnitt enthält einige Definitionen, welche für das Verständnis dieser Arbeit wichtig sind.

Electric Vehicle:

Tabelle 2-1: Vergleich Fahrzeugtypen gemäß Nationalem Entwicklungsplan Elektromobilität 2009

Fahrzeugtyp	Akronym	Anteil der Nutzung des Stromnetzes für die Batteriespeisung	Gegenstand des NEE	Typische Charakteristika
Elektrofahrzeug	BEV (Battery Electric Vehicle)	100 %	ja	• Elektromotor mit am Netz aufladbarer Batterie • Personenkraftwagen, aber auch Zweiräder • Hohes Potenzial zur CO2-Reduktion durch Nutzung erneuerbarer Energien
Elektrofahrzeug mit Reichweitenverlänge-rung	REEV (Range Extended Electric Vehicle)	teilweise, abhängig von Batteriereichweite und Nutzung	ja	• Elektromotor mit am Netz aufladbarer Batterie • Modifizierter Verbrennungsmotor kleiner Leistung oder Brennstoffzelle
Plug-In-Hybridfahrzeug	PHEV (Plug-In Hybrid Electric Vehicle)	teilweise, abhängig von Batteriereichweite und Nutzung	ja	• Elektromotor mit am Netz aufladbarer Batterie • Kombination von klassischem Verbrennungsmotor und Elektromotor • PKW und auch Nutzfahrzeuge (z. B. Lieferverkehr)
Hybridfahrzeug	HEV (Hybrid Electric Vehicle)	Keine Netzanbindung	nein, jedoch Voraussetzung für die Entwicklung von PHEV und BEV	• Klassischer Verbrennungsmotor plus Elektromotor • Ladung der Batterie durch Rückgewinnung der Bremsenergie • PKW und Nutzfahrzeuge
Brennstoffzellenfahrzeug	FCHEV (Fuel Cell Hybrid Electric Vehicle)	Keine Netzanbindung	nein (Nutzung von Synergien über den Austausch mit dem NIP)	• Elektromotor mit Brennstoffzelle zur Energieversorgung

Gesteuertes Laden:

Beschreibt ein technisch und wirtschaftlich optimales Ladekonzept für mobile Energiespeicher, welches durch ein intelligentes Energiemanagement umgesetzt wird. Dabei werden die Erfordernisse des Endkunden (Fahrzeugnutzer), zeitliche Schwankungen in der Verfügbarkeit erneuerbarer Energie und die infrastrukturellen Rahmenbedingungen berücksichtigt [gemäß Gesamtvorhabensbeschreibung des Projektes]

V2G:
Ein Vehicle to grid –Konzept (V2G) ist charakterisiert durch drei Komponenten. Das Fahrzeug muss einen Anschluss an das Elektrizitätsnetz besitzen. Das Fahrzeug muss eine Steuer- und Kommunikationseinheit aufweisen, welche dem Netzbetreiber / Aggregator einen Zugriff auf die Fahrzeugbatterie ermöglicht. Das Fahrzeug muss eine Zähleinrichtung besitzen, die eine Verfolgung der Energieflüsse gewährleistet. Durch diese bidirektionale Kommunikation zwischen Netz und Fahrzeug wird der Netzbetreiber befähigt, die Energiequellen besser zu integrieren und der Fahrzeugnutzer befähigt durch Bezug und Rückspeisung von Leistung Vergütungen zu erhalten.

Aggregator:
Ist ein Anbieter von Dienstleistungen für Stromerzeuger und -verbraucher (=Kunden), die das Zusammenfassen mehrerer, vornehmlich dezentraler Erzeuger und Verbraucher (=technische Einheiten) zu Anlagenpools beinhalten, um daraus einen Mehrwert (Nutzen) für die Kunden zu generieren. In die Anlagenpools können auch EVs integriert werden. Ziel ist die Vermarktung von Kapazitäten am Energie-/Regelleistungsmarkt.

Poolbetreiber:
Ein Poolbetreiber fasst dezentrale Erzeuger und Verbraucher (=technische Einheiten) zu Anlagenpools zusammen, um diese gezielt zu steuern. Die Vorgaben zur Steuerung erfolgen durch den Aggregator, der Anforderung gemäß seiner zu vermarkteten Produkte setzt. Die Umsetzung innerhalb des Pools erfolgt durch den Poolbetreiber.

2.2 Metastudie Marktintegration von EVs

Im folgenden Kapitel wurde ein Überblick erarbeitet, der Integrationskonzepte von EVs im Energiemarkt vergleicht. Dabei werden nationale, europäische und außereuropäische Veröffentlichungen analysiert. Insgesamt wurden 60 Veröffentlichungen (Forschungsberichte, Konferenzbeiträge, Journal- und Zeitschriftenpublikationen) untersucht. Die Quellenangaben sind den Abschnitten 2.2.1 bis 2.2.5 zu entnehmen.

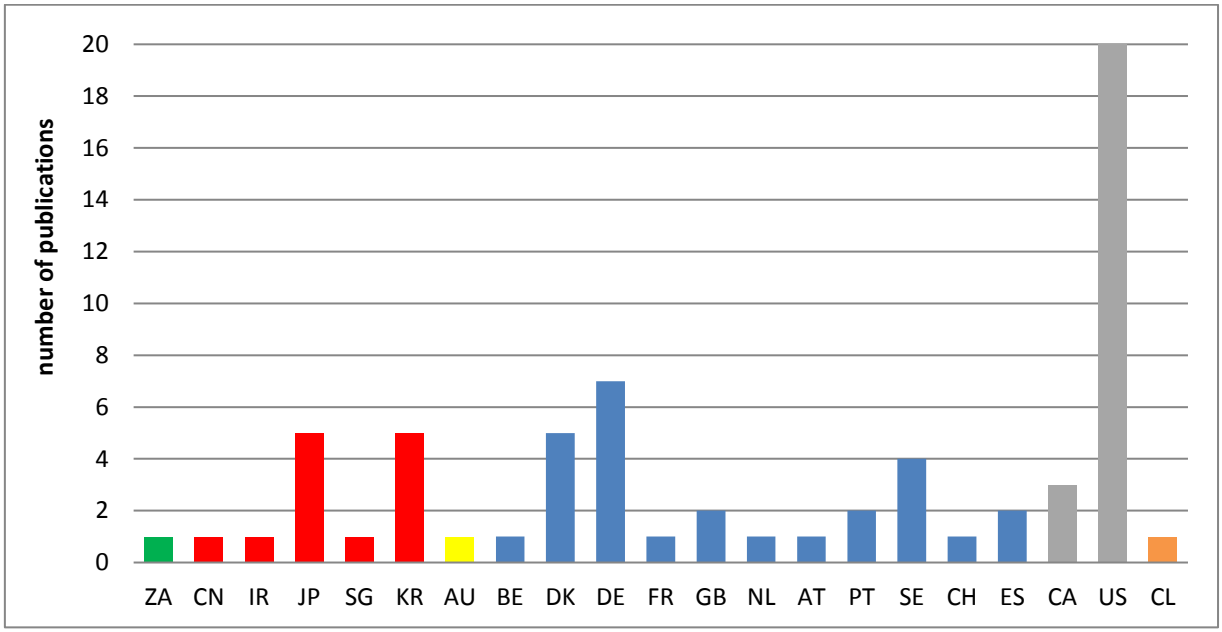


Abbildung 1: Verteilung der Veröffentlichungen nach Nationalität der Autoren

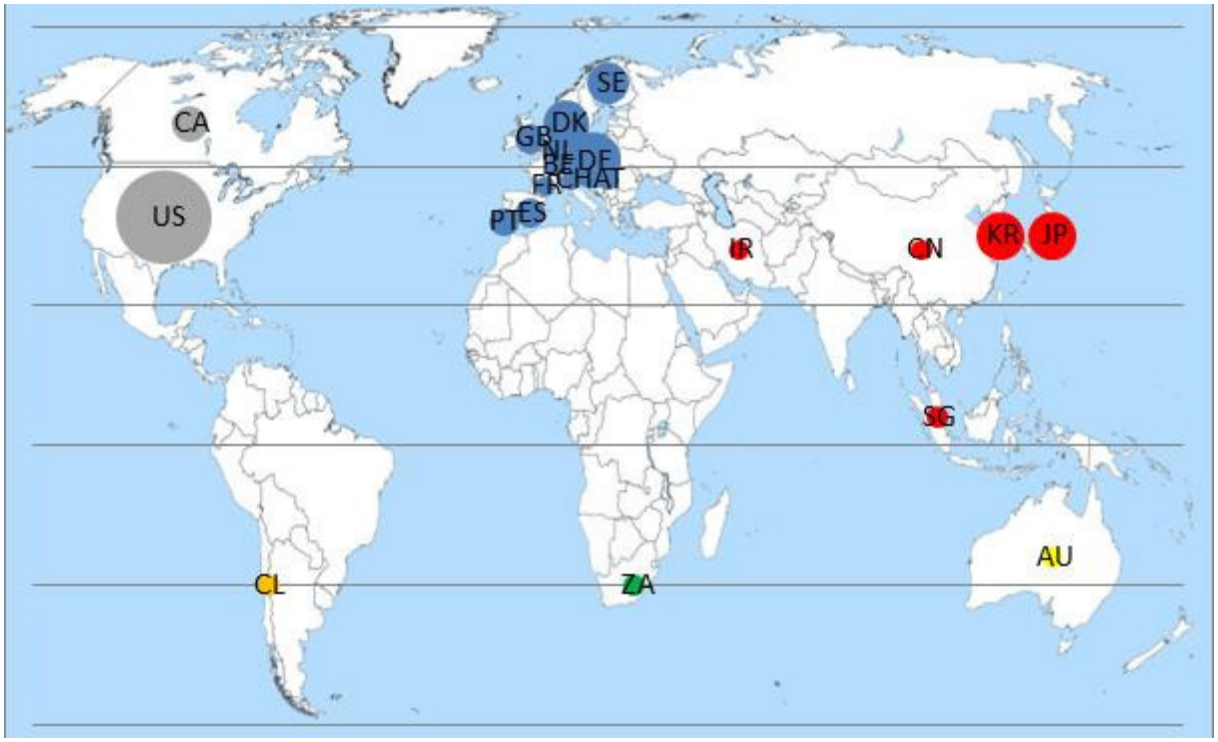


Abbildung 2: Überblick Nationalität der Autoren

Aus den Abbildungen 1 und 2 ist zu erkennen, dass ein Hauptteil der Veröffentlichungen aus dem nordamerikanischen und europäischen Markt stammt. Dabei stellt die USA mit 20 Veröffentlichungen ein

Drittel der untersuchten Gesamtdokumente. Dänische und Deutsche Autoren stellen 5 bzw. 7 Veröffentlichungen. Der asiatische Markt wird dominiert von Japanischen und Südkoreanischen Autoren mit jeweils 5 Veröffentlichungen.

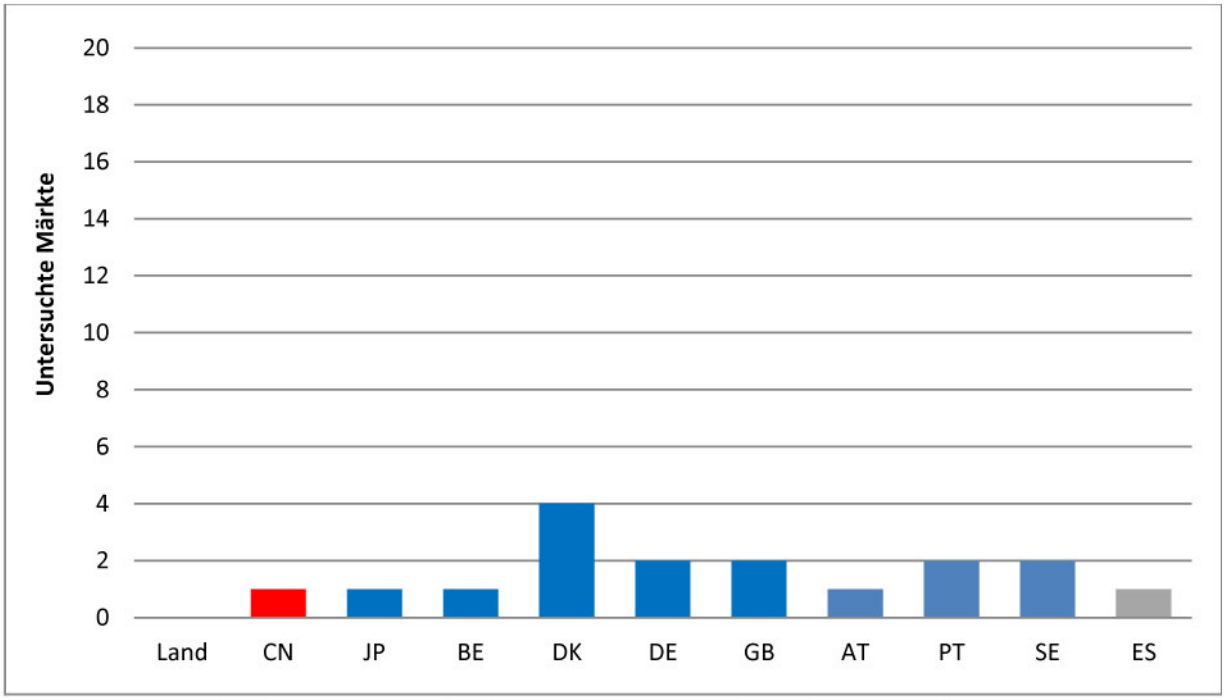


Abbildung 3: Verteilung der Veröffentlichungen nach untersuchten nationalen Märkten

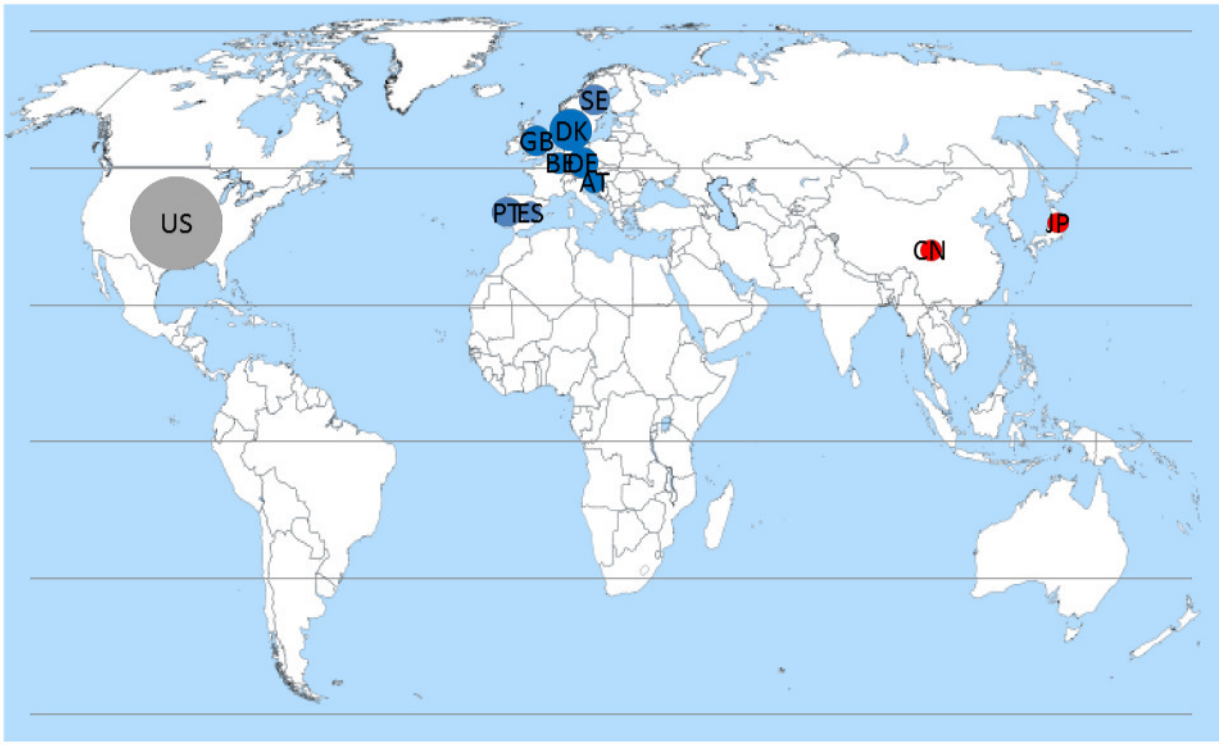


Abbildung 4. Überblick untersuchte nationale Märkte

Bei den untersuchten Märkten dominiert der US-amerikanische Markt, welcher in 19 Veröffentlichungen untersucht wurde (vgl. Abbildung 3 und 4). Die anderen Märkte, vor allem Europa, werden jeweils nur in 1 bis 4 Veröffentlichungen betrachtet. Der Unterschied zwischen der Anzahl der Gesamtveröffentlichungen und den untersuchten Märkten liegt darin begründet, dass ein Großteil der Veröffentlichungen

theoretisch mit der Integration der EV in den Energiemarkt befasst ohne auf Beispiele nationaler Märkte einzugehen.
Nachfolgend werden die einzelnen Kriterien zur Beschreibung analysiert, welche die internationalen Ansätze zur Integration von Elektrofahrzeugen in den Energiemarkt charakterisieren.

2.2.1 Umsetzende Akteure

Die Vermarktung eines einzelnen Elektrofahrzeuges ist aufgrund der geringen Leistung nicht sinnvoll. Zumal es Mindestanforderungen, sogenannte Präqualifikationsbedingungen, für das Handeln an der Strombörse und dem Regelleistungsmarkt gibt, welche bei einem 1 Megawatt liegen. EVs können damit nur im Bündel in den Energiemarkt integriert werden. Dieses sogenannte Pooling erforderteine neue Rolle im Energiemarkt. Charakterisiert wird die Rolle durch folgende Aufgaben und Voraussetzungen:

- Steuerung und Pooling der EVs
- Generierung von Energiemarktprodukten
- Besitz eines Marktzugangs
- Schnittstellen zu Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber sowie Energieversorgungsunternehmen (1)

Eine in der Literatur weit verbreitete Umsetzung der Rolle ist der Aggregator. Die Rolle des Aggregators kann durch verschiedene Marktakteure wahrgenommen werden. Genannt werden der Verteilernetzbetreiber (VNB) (2) (3) (4), Gebäudeeigentümer (5), Automobilhersteller, Energiehändler (6) oder Eigentümer öffentlicher Parkinfrastruktur. Die Verfügbarkeit der EVs wird über Verträge sichergestellt. Neben dem Aggregator stellt der Poolbetreiber eine weitere neue Rolle im Energiemarkt dar. Dabei überschneiden sich die Aufgaben beider Rollen. Auch der Poolbetreiber bündelt die EVs, um definierte Mindestenergiemengen bereitstellen zu können. Die Vorgaben erhält der Poolbetreiber vom Aggregator, welcher den Marktzugang besitzt und dort Produkte anbietet. Im diesem Fall agiert der Aggregator als Schnittstelle zum Markt und übergibt die Steuerung und das Pooling der EVs dem Poolbetreiber (7). Zusätzlich ist der Poolbetreiber für die Bereitstellung der Ladeenergie für die EVs verantwortlich. Auch die Rolle des Poolbetreibers kann durch die oben genannten Akteure besetzt werden (8). Weiterhin können Ladestationsbetreiber die Aufgaben eines Poolbetreibers erfüllen. Dies trifft sowohl für den Fall des öffentlichen Ladens als auch die Bündelung mehrerer Heimladestationen zu (9). Sie versorgen die angeschlossenen Ladestationen und bündeln Kapazitäten.

2.2.2 Schlüsselmarkt

Der Energiemarkt lässt sich unabhängig vom Land in den Energy-only Markt, den Regelleistungsmarkt und den Kapazitätsmarkt unterscheiden. Der Energy-only Market untergliedert sich in die Strombörse und den OTC-Markt (Over the Counter), an denen Energiemengen gehandelt werden. Vor allem die Strombörse und hierbei der Spotmarkt wird als potentieller Markt für EVs gesehen, um Lastreduktion und Lastverschiebung zu vermarkten (10). Der Regelleistungsmarkt dient der Netzstabilisierung (Spannungs-, Frequenzstabilität) sowie dem Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme in einer Regelzone. Diese sogenannten Systemdienstleistungen können für verschiedene Zeitspannen angeboten werden (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung). Aufgrund des Erlöspotenzials und den technischen Anforderungen (Anfahrverhalten, Dauer der konstanten Leistungsbereitstellung) wird in den Veröffentlichungen meist auf den Sekundärregelleistungsmarkt als Schlüsselmarkt verwiesen (11) (12). Aber auch die Frequenzregelung wird als möglicher Zielmarkt angesehen (13) (14). Vereinzelt wird auch die Tertiärregeleistung oder auch Minutenreserve betrachtet (15) (16). Die Dritte Marktform ist der Kapazitätsmarkt, auf welchem Erzeugungskapazitäten gehandelt werden, um Engpässe zu bereinigen. Dieser Markt findet in den Veröffentlichungen jedoch keine Betrachtung, weil die Erzeugungskapazitäten als zu gering angesehen werden (17). Bei den beschriebenen Märkten handelt es sich um nationale Märkte. Auf lokaler Ebene können EVs einen Beitrag zur Blindleistungsbereitstellung sowie zur Vermeidung von Netzengpässen leisten (18).

2.2.3 Geschäftsmodelle und Produkte

Um eine erfolgreiche Integration der EVs in die oben genannten Märkte umzusetzen, ist es entscheidend die richtigen Geschäftsmodelle und Produkte zu entwickeln. Dabei müssen alle Beteiligten, d.h. EV-Nutzer, Ladestationsbetreiber, Poolbetreiber und Aggregator einen Nutzen aus dem Geschäftsmodell ziehen. Der Speichercharakter der EV-Batterien erlaubt ein Handeln als Anbieter von Erzeugungsleistung und zusätzlicher Last. Die Geschäftsmodelle sollen dazu dienen die Total Costs of Ownership, d.h. Netzanschluss, Batteriealterung und Ladenenergie, zu reduzieren und einen Gewinn erzielen (8).
Eine viel untersuchte Möglichkeit ist die Beladung der Fahrzeuge über negative Sekundärregelleistung (SRL). Die Vergütung des anteiligen Ladens durch SRL führt zu geringeren Gesamtladekosten für den Nutzer und ermöglicht eine Marge für die anderen Marktakteure (19). Unter der Annahme der Aggregator ist Betreiber eines öffentlichen Parkhauses, bietet dieser ein Komplettpaket für die Fahrzeugnutzer inkl. Stellplatz, Batterie und Wartung sowie der Beladung der Fahrzeuge (12). Über die Parkgebühren werden die Ladekosten und der Gewinn für den Parkhausbetreiber abgegolten (20). Die Ladestation ist als eine Möglichkeit der Ausführung im Besitz des Gebäudeeigentümers bei Heimladen und im Fall des öffentlichen Ladens im Besitz des Verteilernetzbetreibers (2). Im Gegenzug lässt sich der Nutzen durch den Aggregator steuern, welcher die Leistung der EVs vermarktet (1).
Für Flottenbetreiber bietet die Umstellung auf EVs einen anderen Vorteil. Werden häufig nur kurze Strecken zurückgelegt lassen sich Treibstoffkosten einsparen (21). Dieser Ansatz wurde für LKW (21), Lieferwagen (22) (23) und PKW (24) untersucht. Die Potenzialabschätzungen werden in Abschnitt 2.2.5 vorgestellt.
Die Reduzierung der Ladekosten ist eine entscheidende Voraussetzung für eine Marktdurchdringung durch EVs. Durch das Ausnutzen von Preisunterschieden (Hoch- und Niedertarife) können Fahrzeuge einerseits günstiger Beladen werden und andererseits können sie zu Spitzenlastzeiten Leistung bereitstellen und somit Erlöse erzielen (3). Dadurch leisten sie einen Beitrag zur Spitzenlastreduktion. Grundvoraussetzung sind die großen Standzeiten der EVs von 95% pro Tag, d.h. nur in 5% der verfügbaren Zeit werden die Fahrzeuge bewegt (20). Ein mehrmaliges Ein- und Ausspeichern ist möglich, um die Erlöse zu erhöhen. Die Steuerung erfolgt dabei gemäß der Vorgaben der EV-Nutzer (13). Die Nutzer erhalten für die Bereitstellung ihrer Leistung eine Vergütung. Die vertragliche Bindung zwischen EV-Nutzer und Aggregator erlaubt aber auch Strafzahlungen durch den EV-Nutzer und Wegfall der Vergütung bei Nichteinhalten der zugesicherten Leistung (14) (25).
Eine lokale Anwendung stellt die Nutzung des EV zur Lastreduktion und Lastvergleichmäßigung bei Haushalten und Gebäuden dar (26) (27). Hierdurch soll eine Senkung der Energiekosten erreicht werden (9). Dieses Geschäftsmodell beschränkt jedoch auf den Fahrzeugbesitzer und lässt die anderen Akteure außen vor.
Da aktuell die Batterie den größten Teil der Investitionskosten eines EVs verursacht, gibt es Ansätze, welche eine Vermietung der Batterie (Abrechnung in Euro je gefahrenen Kilometer) oder einen kompletten Austausch der Batterie vorsieht (28).
Neben der Betrachtung von EVs als einzige Erzeuger innerhalb des Pools, wird vermehrt auch die Integration von EVs in einen virtuellen Kraftwerkspool vorgeschlagen (29). Dadurch soll die Integration von Erneuerbaren Energien, z.B. durch die Abnahme von Überschussleistung zum Laden der EVs, erhöht werden. Weiterhin kann durch einen gezielten Netzanschluss der Ladestationen ein optimales Kapazitätsmanagement betrieben werden (27). Ebenso ist eine Kombination mit KWK-Anlagen vielversprechend (24) oder als Ergänzung zu Pumpspeicherkraftwerken und Druckluftspeichern (30).

2.2.4 Lade- und Steuerstrategien

Grundsätzlich lassen sich für das Laden von Elektrofahrzeugen zwei Strategien unterscheiden – das ungesteuerte und gesteuerte Laden. Beim ungesteuerten Laden wird das EV sofort nach erfolgtem Anstecken an die Ladestation geladen (31). Beim gesteuerten Laden erfolgt die Aufladung gemäß den Vorgaben des EV-Nutzers und den Zielsetzungen des Aggregators / Poolbetreibers (20). Die Vorgaben des Nutzers beziehen sich auf die gewünschte Abfahrzeit, die notwendige Reichweite des Fahrzeuges

und eine Mindestreichweite bei vorzeitigem Abstecken/Nutzen des EVs. Die Zeitstellung des Aggregators für die Ladestrategie ist abhängig von den Produkten, welche er bietet, dem Angebotszeitraum und der Angebotsmenge. Dazu kann er Mindestansteckzeiten definieren (32).
Der Grundtenor der vorliegenden Forschungsergebnisse ist die Notwendigkeit eines gesteuerten Ladens, um Elektrofahrzeuge in den Energiemarkt und die Verteilernetze integrieren zu können. Die Steuerung kann direkt über den Aggregator oder indirekt über Tarifsysteme erfolgen (18) (33).
Die Ladestrategie betrifft aber nicht nur die Marktintegration, auch eine möglichst lange Lebensdauer der Batterie soll erreicht werden. Dazu ist die Batterie nur bis zu 97% der maximalen Kapazität zu beladen (11). Um eine möglichst kostengünstige Beladung der EVs zu erreichen und gleichzeitig das Netz wenig zu belasten, ist eine Abstimmung zwischen Poolbetreiber und Verteilernetzbetreiber erforderlich. Dies kann dadurch erreicht werden, dass der VNB unter Berücksichtigung der Netzknotenkosten für Energie- und Regelleistungsmarkt, der Spotmarktpreise und des Ladebedarfs gezielt Ladefahrpläne und entsprechende Tarife (DayAhead) definiert (7) (32). Der Poolbetreiber lädt die Fahrzeuge entsprechend der Tarife, um seine Zielsetzungen zu realisieren. Neben den Einschränkungen im Verteilernetz sind auch die Bedingungen im Übertragungsnetz zu berücksichtigen. Hierzu kann der ÜNB über Signale dem Aggregator mitteilen, wenn ein Laden der EV möglich ist (34). Durch die Ausnutzung von existierenden Hoch- und Niedertarifstufen für Strompreise und Netzentgelte können die Ladekosten minimiert werden (3). Dabei ist die Senkung der Energiepreise zu Hochlastzeiten eine mögliche Folge des gesteuerten Ladens durch das Entladen während dieser Zeiten (17). Einheitliche Tendenzen zur Auswirkung auf den Strompreis sind in der Literatur nicht zu finden. Einige erwarten eine Strompreissenkung (35) (36), andere eine Erhöhung (33). Neben der fixen Festsetzung der Ladeenergiepreise ist eine Festlegung der Preise anhand einer Merit-Order vorstellbar, welche aufgrund der Gebote der Anbieter (VNB) und Käufer (EV-Nutzer) entsteht (37).
Einen weiteren Aspekt stellt der Ladeort dar. Hier sind die Heimladung, die Ladung am Arbeitsplatz sowie das öffentliche Laden an bspw. Parkplätzen oder Einkaufsmärkten zu nennen (38). Es wurden Ansätze untersucht, welche eine Bindung des EVs an den Aggregator vorsehen, d.h. die EV-Nutzer zahlen an jeder Ladestation den gleichen Preis (9) oder die Preissetzung erfolgt an den Ladestationen durch eine entsprechende Definition der Tarifstruktur (9) (33). Ebenso ist zu unterscheiden, ob die Ladeleistung durch konventionelle Kraftwerke erzeugt oder durch regenerative Erzeugungsanlagen. Dadurch kann die Integration von Erneuerbaren Energien in das Energieversorgungsnetz erhöht werden (24) (39).

2.2.5 Erlöspotenziale

Einen der kritischsten Faktoren für die Integration der EVs in den Markt stellen die möglichen Erlöspotenziale dar. Sie bestimmen, ob sich einen lohnenswerter Geschäftsfall für die Aggregatoren / Poolbetreiber erkennen und ob ausreichend Anreize für die EV-Nutzer bereitgestellt werden kann. Ohne finanzielle Vergütung werden nur wenige EV-Nutzer ihre Fahrzeuge von außen steuern lassen. Die Höhe des ermittelten Potenzials schwankt innerhalb der untersuchten Veröffentlichungen erheblich. Die Gründe dafür liegen in den vielfältigen Einflussfaktoren. Es ist entscheidend welcher nationale Markt und welche Marktform (Regelleistungs- oder Energiemarkt) betrachtet. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, welche Kostenkategorien in die Berechnung einbezogen wurden. Wurden bspw. die Alterungskosten der Batterien berücksichtigt oder nicht. Auch die Sichtweise der Potenziale beeinflusst die Höhe. Wird der Erlös aus Sicht des Aggregators oder aus Sicht der EV-Nutzer bewertet. Und letztlich wird nur das Beladen der Fahrzeuge (also Grid to Vehicle) oder auch die Rückspeisung ins Netz (Vehicle to Grid) betrachet. Eine Auflistung der Ergebnisse ist in der folgenden Tabelle zusammengefasst.

Tabelle 2-2: Übersicht potenziale Erlöse

Markt	Annahmen	Kosten	Erlöse	Quelle
USA	Vermarktung als Systemdienstleistung	k. A.	$4000 pro EV und Jahr	(30)

Markt	Annahmen	Kosten	Erlöse	Quelle
Österreich	Vermarktung als Tertiärreserve, Second-life Battery	Vernachlässigung Kosten für Teilnahme an Regelleistungsmarkt	88€ bis 767€ pro EV und Jahr	(2)
USA	Vermarktung einer Lieferwagenflotte am Regelleistungsmarkt, (1) nur Laden, (2) Laden und Entladen	k. A.	(1) $900 pro EV und Jahr (2) $1300 pro EV und Jahr	(22)
USA	Vermarktung am Regelleistungsmarkt (1) Leistungsstarke PHEV (Batterie = 4,25kWh), (2) energiereiche PHEV (Batterie = 14,5 kWh), (3) EV (Batterie = 40kWh), Lebensdauer (1)/(2) = 15 Jahre, (3) = 10 Jahre	Berücksichtigung der Batteriealterung und Lebensdauer, ohne Anschaffungskosten	(1) $850 pro EV und Jahr (2) $1960 pro EV und Jahr (3) $1050 pro EV und Jahr	(40)
USA	Vermarktung am Energiemarkt (1) und am Regelleistungsmarkt (2), minimales Entladepotenzial von 4h und Vorhaltezeit von 24h	k. A.	Marktpotenzial (1) $42.000 bis $162.000 pro MW und Jahr (2) $203.000 pro MW und Jahr	(41)
generell	Vermarktung am Regelleistungsmarkt	Berücksichtigung Verluste	$100 bis $300 pro EV und Jahr	(42)
Portugal	Vermarktung als SRL und MRL, Rückspeisung	2% der Erlöse gehen an Aggregator	250€ pro EV und Jahr	(3)
Dänemark	Vermarktung als SRL (1), positive MRL (2) und negative MRL (3), Batteriekapazität = 20kWh, Ladeleistung = 20kW	k. A.	(1) 14.000DK pro EV und Jahr (2) 15.000DK pro EV und Jahr (3) 11.000DK pro EV und Jahr	(43)
Deutschland	Vermarktung am Energiemarkt	k. A.	131€ bis 151€ pro EV und Jahr	(17)
USA	Vermarktung als PRL und SRL, Laden und Rückspeisung ins Netz	Berücksichtigung für Netzanschluss, Batteriealterung und Ladeenergie	$100 bis $300 pro EV und Jahr	(8)
generell	Vermarktung am Energiemarkt und Regelleistungsmarkt, aus Aggregatorsicht	Kommunikationskosten, Kosten für Mess- und Steuereinrichtungen, Vergütung EV-Nutzer, Ladeenergie	$1100 und 2000 pro EV und Jahr	(32)

Markt	Annahmen	Kosten	Erlöse	Quelle
Großbritannien	Vermarktung am Energiemarkt (Spitzenlasterzeuger)	Ladekosten £200 und Verschleißkosten £90 (nicht beinhaltet)	£280 pro EV und Jahr	(44)
Deutschland	Vermarktung als MRL (1) und SRL (2) und PRL (3)	Kosten sind beinhaltet	(1) 360€ pro EV und Jahr (2) 960€ pro EV und Jahr (3) 600€ pro EV und Jahr	(15)
USA	Vermarktung zur Lastverschiebung auf Energiemarkt, Batteriekapazität = 16kWh	Berücksichtigung der Batteriealterung	$10 bis $120 pro EV und Jahr	(45)
USA	Vermarktung als PRL und positive / negative SRL, Aggregatorsicht, Heimladung der EVs	Erhöhung Kosten Hausanschluss $500 bis $800, Netzausbaukosten $2.000	$166 pro EV und Jahr	(46)
USA	Vermarktung als negative SRL (Ladeleistung 6,2kW) (1) und negative / positive SRL (Ladeleistung 15kW) (2)	Jährliche Kapitalkosten von $171	(1) $70 bis $700 pro EV und Jahr (2) $95 bis $950 pro EV und Jahr	(47)
USA	Vermarktung auf Energiemarkt zur Spitzenlastreduktion (A) und positive / negative SRL (B), Batterien mit Lebensdauer von 1500 Zyklen (1) und 5300 Zyklen (2), Ladeleistung 10kW (+) und 1,33kW (#)	Berücksichtigung der Alterungskosten	(A1) = -$250 pro EV und Jahr (A2) = $270 pro EV und Jahr (B1+) = $3530 pro EV und Jahr (B1#) = $390 pro EV und Jahr (B2+) = $4070 pro EV und Jahr (B2#) = $465 pro EV und Jahr	(48)
Frankreich	Vermarktung als PRL, Batteriekapazität = 4kWh, Ladeleistung = 3kW, regulierte Preise Leistungspreis = 8€/MW und Arbeitspreis = 9,30€/MWh	k. A.	100€ bis 130€ pro EV und Jahr	(5)
USA	Vermarktung als positive / negative SRL	Kosten für Ladeenergie, Erhöhung Hausanschluss 15kW, Batterieabnutzung	$2500 pro EV und Jahr	(49)

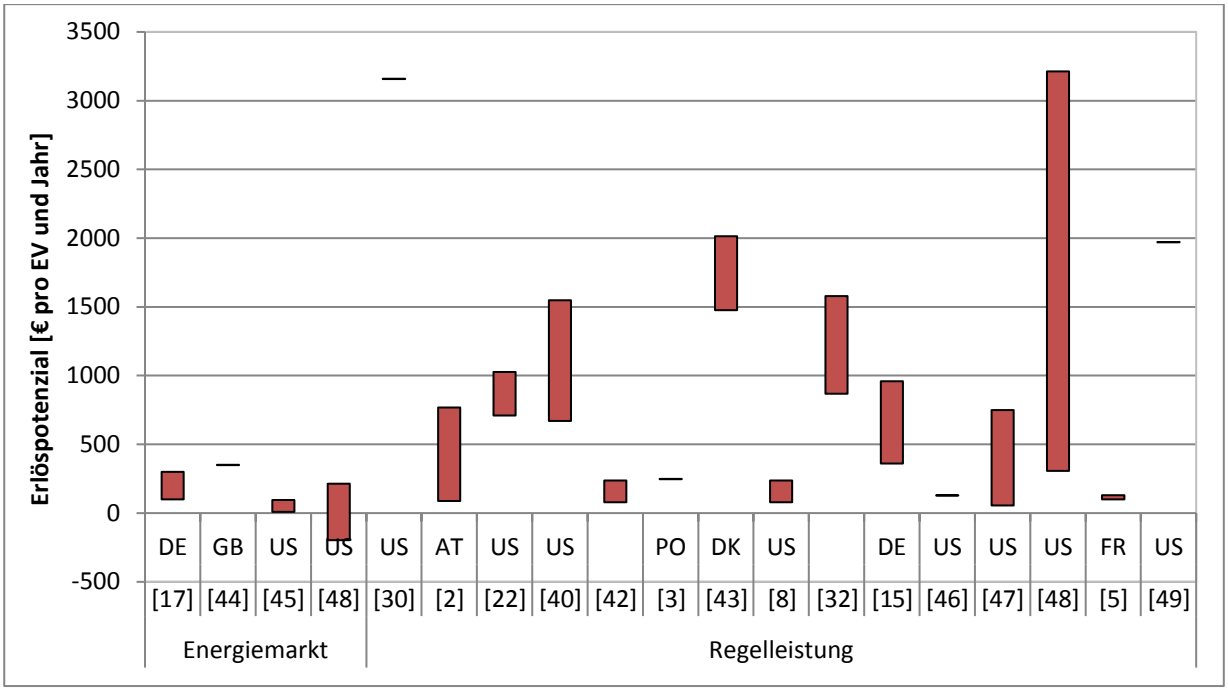


Abbildung 5: Erlöspotenzial Vermarktung EV-Kapazität

Aus den Ergebnissen zum Erlöspotenzial (siehe Abbildung 5) lassen sich zwei Tendenzen ableiten. Erstens, der Regelleistungsmarkt ist für eine Vermarktung der EV-Kapazitäten attraktiver als der Energiemarkt. Auf dem Energiemarkt sind lediglich Erlöse im Bereich weniger 100€ erzielbar, wohin gegen auf dem Regelleistungsmarkt Erlöse von mehr als 3000€ erreichbar sind. Dabei ist zweitens aber zu beachten, dass Erlöspotenzial in Abhängigkeit der betrachteten Veröffentlichung deutlich schwankt. Selbst innerhalb einer Veröffentlichung können die Erlöse stark voneinander abweichen. Gründe dafür liegen in den unterschiedliche nationalen Märkte, welche untersucht wurden, und den Kosten, welche angesetzt wurden. Aber auch unterschiedliche Betrachtungszeiträume und Preisniveaus sowie abweichende Annahmen der Autoren sind mögliche Gründe. Daher ist es nicht möglich definitive Aussagen über die Höhe der Erlöspotenziale zu tätigen. Jedoch sind die Anforderungen an eine Vermarktung als Regelleistung (und somit auch die Kosten) höher sind als die Anforderungen an eine Vermarkung am reinen Energiemarkt.

2.3 Auswertung

Eine vergleichende Zusammenfassung der Inhalte der Veröffentlichungen ist in Abbildung 6 dargestellt. Hierzu wurden definierte Zielthemen und deren Erläuterung innerhalb der Veröffentlichung bewertet. Die Grafik stellt die relative Nennung dieser Themen in Bezug auf alle Veröffentlichungen dar, d.h. der Wert 0,7 für den Regelleistungsmarkt sagt aus, dass bei 70% der Veröffentlichungen eine Vermarktung der Kapazitäten der EV über den Regelleistungsmarkt untersucht wurde.
Die analysierten Themen beziehen sich auf:

- Produkte
    - Spitzenlastsenkung
    - Lastverschiebung
    - Rückspeisung
    - Primärregelleistung (PRL)
    - Sekundärregelleistung (SRL)
    - Minutenregelleistung (MRL)

- Märkte für EV-Produkte
    - Energiemarkt/Strombörse
    - Regelleistungsmarkt

- Umsetzender Marktakteur für Angebot der EV-Produkte
  - Aggregator
  - Verteilernetzbetreiber
  - Poolbetreiber

- Steuerung
  - Direkter Zugriff
  - Indirekter Zugriff

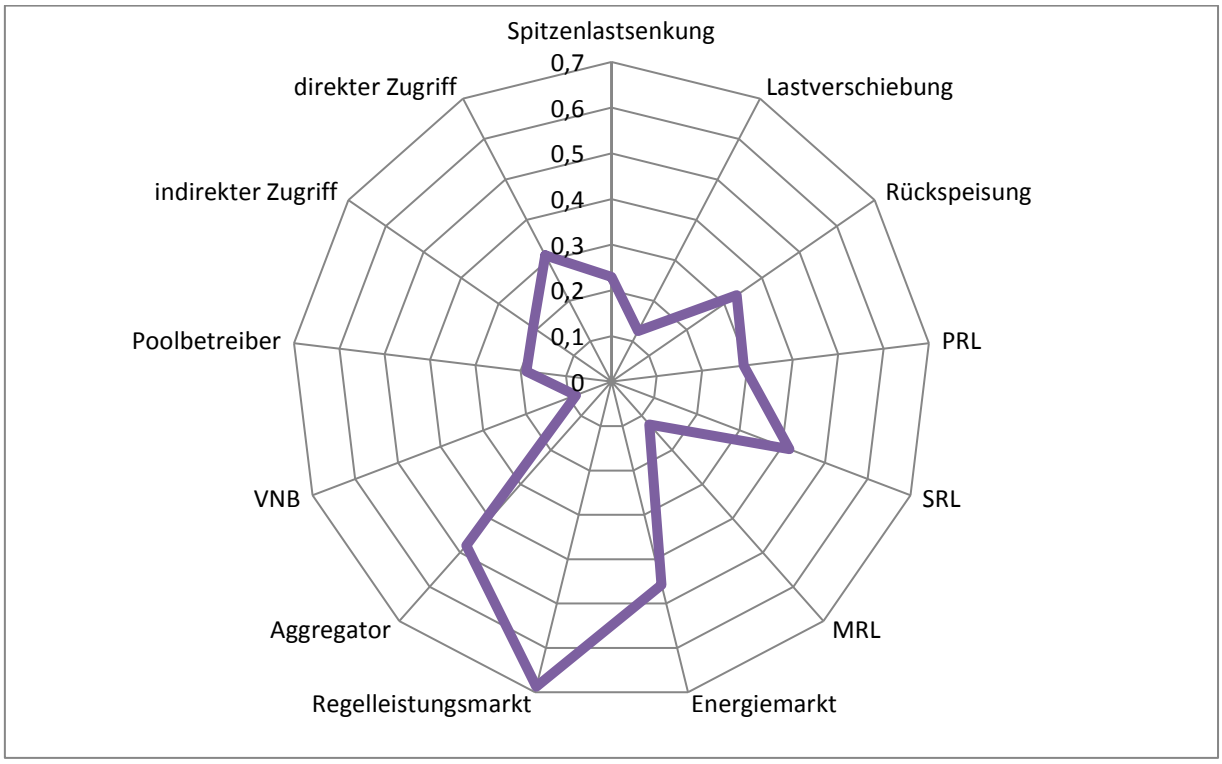


Abbildung 6: Qualtitative Inhaltsbewertung der Veröffentlichungen

Aus der Abbildung 7 ist ersichtlich, dass hauptsächlich Aussagen zu den Akteuren und Märkten getätigt wurden. Eine Spezifikation der Produkte sowie eine Unterscheidung der Steuerungsarten wurden in einem geringen Umfang untersucht.
Dennoch kann geschlussfolgert werden, dass für eine erfolgreiche Integration der Elektrofahrzeuge in den Energiemarkt folgendes Szenario angenommen wird. Als favorisierter Markt ist der Regelleistungsmarkt anzusehen, um die Kapazitäten aus EVs anzubieten. Auf diesem Markt existieren die größten Erlöspotenziale. Die Sekundärregelleistung ist das Produkt, welches den Eigenschaften der EV-Pools am ehesten gerecht wird in Bezug auf Ansprechzeiten, Produktgröße und Erlöse. Dabei ist sowohl das Beladen als auch die Rückspeisung ins Netz über SRL durchführbar. Der Aggregator generiert die Produkte und besitzt einen Marktzugang, um Produkte dort anbieten zu können. Der direkte Zugriff auf den Ladevorgang der Fahrzeuge ist dabei die effektivere Alternative, um Kapazitäten zielgerichtet zu bündeln.

3 AP 3.2 – Umfeldanalyse Märkte, Wettbewerb und Regularien

Die zunehmende Harmonisierung der Energieversorgungsnetze in Europa sorgt dafür, dass auch die Energiemärkte immer mehr verschmelzen. Dadurch steigt einerseits die Liquidität der Märkte. Andererseits erhöht sich die Anzahl der Marktteilnehmer und die Preise gleichen sich an. Daher ist eine losgelöste Betrachtung der nationalen Märkte hinsichtlich der Energieversorgung und des Energiehandels nicht mehr ausreichend. Die Europäischen Einflüsse wirken zusätzlich beeinflussend auf die nationalen Märkte. Eine Abbildung der Kraftwerksstrukturen innerhalb Europas sowie der Ein- und Ausspeisungen ist erforderlich. Hierzu sind die nationalen Märkte zu untersuchen sowie hinsichtlich ihrer Marktformen, Kraftwerksstruktur und gesetzlichen Vorgaben zu analysieren.
Innerhalb des Projektes wurde sich dabei auf folgende Märkte konzentriert:

- Deutschland
- Österreich
- Schweiz
- Frankreich
- Schweden

Diese Märkte werden nachfolgend hinsichtlich deren Ausgestaltung sowie der eingesetzten Technologien charakterisiert. Dabei werden 2 Sichtweisen eingenommen – zum einen der Wettbewerb und zum anderen die Regularien. Die Analysen datieren aus dem Jahr 2013 und spiegeln ggf. nicht mehr die aktuellen Gegebenheiten wider.

3.1 Marktanalyse

3.1.1 Der Österreichische Energiemarkt

3.1.1.1 Kurzfassung

Der österreichische Energiemarkt ist geprägt durch Stromversorger, die mehrheitlich in öffentlichem Besitz sind. Dabei verfügt jedes Bundesland über ein eigenes Elektrizitätsversorgungsunternehmen.
Die Liberalisierung des Marktes geschah erst vor wenigen Jahren. Obwohl der Energiemarkt bereits seit 2001 liberalisiert ist, wurde die vollständige Umsetzung der EU-Vorgaben erst mit dem ElWOG2010 erreicht.
Der elektrische Energiebedarf kann größtenteils aus der Eigenerzeugung gedeckt werden.

3.1.1.2 Marktcharakteristika (50) (51) (52)

Tabelle 3-1: Marktrecherche - Wettbewerb

Markttyp	Aktive Markt-partner	Produkte	Anbieter (Kraftwerke, Anlagen)	Marktbarrieren/ -kontrolle	Ein-fluss-fakto-ren
Regel-leistung	Kraftwerks-betreiber bzw. -ver-markter	Primärregelleis-tung	Wasser-kraftwerke, Speicher-kraftwerke, Gasturbi-nenkraft-werke	Zugangsbedingun-gen durch E-Control (Regulierungsbe-hörde) und APG (österreichischer ÜNB)	
Regel-leistung	Kraftwerks-betreiber bzw. -ver-markter	Sekundärregel-leistung	Wasser-kraftwerke, Speicher-kraftwerke, Gasturbi-nenkraft-werke	Zugangsbedingun-gen durch E-Control (Regulierungsbe-hörde) und APG (österreichischer ÜNB)	
Regel-leistung	Kraftwerks-betreiber bzw. -ver-markter	Tertiärregelleis-tung mit Unter-scheidung von Marketmaker- und Day-Ahead-Ausschreibungen	Wasser-kraftwerke, Speicher-kraftwerke, Gasturbi-nenkraft-werke	Zugangsbedingun-gen durch E-Control (Regulierungsbe-hörde) und APG (österreichischer ÜNB)	
EXAA Day Ahead Markt	Stromhänd-ler	Stundenprodukte und standardi-sierte Blockpro-dukte		Handelsplatz offen für Händler mit Bi-lanzkreisverträgen in Deutschland und Österreich	

Tabelle 3-2: Marktrecherche - Regularien

Regularien	Betroffene Markt-teilneh-mer	Art der Umsetzung/ Kontrolle	Legisla-tive	Einfluss-faktoren
ElWOG	ÜNB, VNB, Lieferanten, Stromhändler, Erzeuger,	Das Elektrizitätswirtschafts- und Organi-sationsgesetz regelt die grundsätzliche Organisation auf dem Gebiet der Elektri-zitätswirtschaft. Hierbei gibt es unter an-derem die Rechte und Pflichten einzelner Marktteilnehmer wie NB, ÜNB, VNB, Lie-feranten, Stromhändler und Erzeuger vor und definiert den Rahmen für das Bilanz-gruppenmodell und alle weiteren marktre-levanten Bedingungen und Abläufe.		
E-Con-trolG	E-Control	Das Energie-Control-Gesetz ist die Grundlage für die Errichtung der Regulie-rungsanstalt E-Control und regelt gleich-zeitig deren Ausgestaltung sowie Rechte und Pflichten.		
EnLG		Im Energielenkungsgesetz sind die ge-nehmigten Maßnahmen übergeordneter Stellen (wie E-Control) geregelt, die er-griffen werden können um die Versor-gungssicherheit im Falle von Versor-gungsengpässen oder -störungen zu si-chern.		
ÖSG		Das Ökostromgesetz regelt die Förde-rung der Elektrizitätserzeugung aus er-neuerbaren Energien. Darin enthalten sind unter anderem die Bestimmungen für die Anerkennung und den Betrieb von Ökostromanlagen, die Kontrahierung von Ökostrom durch die OeMAG (Abwick-lungsstelle für Ökostrom), Einspeisetarife und Investitionsfördermechanismen.		
KWK-Ge-setz		Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz regelt die österreichweit gleichmäßige Vertei-lung der durch die Förderung der Erzeu-gung elektrischer Energie in KWK-Anla-gen entstehenden Aufwendungen.		

Tabelle 3-3: Technologierecherche - Wettbewerb

Technologie	Betreiber	Potenzielle Märkte	Markt-potenzial	Wett-bewerber	Einfluss-faktoren
Wasserkraftwerke	landeseigene Stromversorger, Donaukraftwerke, Verbund AG sowie Kleinkraftwerke und Privatunternehmen		47.570 GWh / 65,9 % der erzeugten Strommenge		
Fossile Kraftwerke			16.490 GWh / 22,8 %		
Biogene Kraftwerke			3.568 GWh / 4,9 %		
Kraftwerke mit Mischfeuerung			2.005 GWh / 2,8 %		
Erneuerbare Kraftwerke (Wind, PV,…)			2.586 GWh / 3,6 %		

Tabelle 3-4: Technologierecherche - Regularien

Technologien	Regularien	Anforderungen Marktteilnahme	Gesetzliche Vergütung	Einfluss-faktoren
Wasserkraftwerke				
Fossile Kraftwerke				
Biogene Kraftwerke	ÖSG			
Kraftwerke mit Mischfeuerung				
Erneuerbare Kraftwerke (Wind, PV, Geothermie)	ÖSG			
Kernkraftwerke	Atomsperrgesetz (verbietet Nutzung von Kernkraft und den Bau entsprechender Anlagen)			

Tabelle 3-5: zukünftige Marktausprägungen

Markttyp	Marktpartner	Technologien	Produkte	Regularien	Einfluss-faktoren
Regel-leistung	Öffnung des Marktes für neue Teilnehmer sowie-grenzüberschreitende Projekte mit den Nachbarländern	Öffnung des Marktes für neue Technologien			

3.1.2 Der Schweizer Energiemarkt

3.1.2.1 Kurzfassung

Aufgrund ihrer geografischen Lage agiert die Schweiz als Stromdrehscheibe. Als Stromtransitland werden großer Strommengen aus Anrainerstaaten durch das Land geleitet. Dies hat zur Folge, dass die dortigen Preisentwicklungen einen großen Einfluss auf den schweizerischen Markt verursachen.
Die Marktliberalisierung schreitet in der Schweiz nur langsam fort, so dass es im Bereich Privatkunden momentan keine Liberalisierung gibt. Zusätzlich verzögern Konflikte mit der EU z.Z. die komplette Integration in den europäischen Markt.
Der zunehmende Stromverbrauch führt zu einer steigenden Importabhängigkeit der Schweiz. War die Schweiz bis 2004 immer Stromexporteur, muss heute Strom importiert werden (überwiegend aus Deutschland, Österreich und Frankreich). Diese Tendenzen bedingen einen Netz- sowie Speicherausbau in kommenden Jahren.
Die Schweiz verfügt nur über ein geringes Potenzial für Windenergieanlagen. Die Potenziale für Solar- sowie Bioenergie sind ausreichend verfügbar, werden jedoch bisher eher wenig genutzt.

3.1.2.2 Marktcharakteristika (53) (54) (55) (56) (57) (58) (59) (60) (61)

Tabelle 3-6: Marktrecherche - Wettbewerb

Markttyp	Aktive Marktpartner	Produkte	Anbieter (Kraftwerke, Anlagen)	Marktbarrieren / -kontrolle	Einfluss -faktoren
EPEX Spotmarkt für die schweizerische Regelzone (Swissix)	Stromhändler	Einzelstunden Blockkontrakte DayAhead und Intraday	Energieerzeuger und –versorger hauptsächlich Wasser- und Kernkraft größte EVU: Alpiq, Axpo	Marktliberalisierung erst 2007 begonnen, Konkurrenz wird in Folgejahren zunehmen	Market-Coupling mit europäischem Markt in Vorbereitung, im Moment aber verzögert
Terminmarkt (EEX)				Wird erst noch eingeführt, Terminkontrakte zur Zeit bilateral	
OTC-Handelsplattformen	Stromhändler		Energieerzeuger und -versorger		
Regelenergiemarkt (SDL=Systemdienstleistungen) durch Swissgrid als ÜNB organisiert	KW-Betreiber	Primärregelleistung Sekundärregelleistung Tertiärregelleistung		Wöchentliche Ausschreibung, min. 1 MW, Wochenzeitscheibe Wöchentliche Ausschreibung, min. 5 MW, Wochenzeitscheibe Wöchentliche und tägliche Ausschreibung (Do für WE, Fr für Mo und Di), min. 5 MW, 4h Zeitscheiben	Kopplung mit deutschem, österreichischem und frz. Regelgebiet (PRL)

Tabelle 3-7: Marktrecherche - Regularien

Regularien	Betroffene Märkte	Betroffene Marktteilnehmer	Art der Umsetzung/ Kontrolle	Legislative	Einflussfaktoren

Stromversorgungsgesetz	Handelsmärkte		Netzzugang, Grundversorgung, Marktöffnung/ Liberalisierung	Elektrizitätskommission als Regulierungsbehörde Bundesamt für Energie (BFE)	
CO2- Gesetz					
Energiegesetz, Energieverordnung		Energieversorgung allgemein	Versorgungssicherheit, Schwerpunkt auf heimischen Energien (auch Förderung EE), Energiestrategie 2050	Bundesamt für Energie (BFE)	

Tabelle 3-8: Technologierecherche - Wettbewerb

Technologie	Betreiber	Potenzielle Märkte	Marktpotenzial	Wettbewerber	Einflussfaktoren
Wasser- bzw. PumpspeicherKW	Verschiedene, z.B. Axpo, Alpiq, GroupeE, Energiedienstholding, Repower AG,		58,7%, davon 32,5%-Punkte SpeicherKW gemessen an der Produktion		
KernKW	Verschiedene, z.B. Axpo, Alpiq		35,8%		Langfristig Ausstieg geplant, zeitlicher Rahmen unklar (bei Neubaustopp würde 2034 das letzte KW ausscheiden)
Konventionelle thermische KW + Andere	s.o.		5,5%, innerhalb der Anderen sind folgende Erneuerbare Energien enthalten: PV: 0,49% Biomasse: 0,48% Wind: 0,13% Abfall 1,65%		
Demand Side Management	Pilot mit Beteiligung u.a. Swissgrid; Alpiq				

Tabelle 3-9: Technologierecherche - Regularien

Technologien	Regularien	Anforderungen für Marktteil-nahme	Gesetzliche Vergütung	Einfluss-faktoren
Wasser- bzw. Pumpspei-cherKW				
KernKW				
Konventionelle thermische KW + Andere			KEV (Kostendeckende Ein-speisevergütung) WKK-Förderung (Wärme-Kraft-Kopplung)	
Demand Side Management				

Tabelle 3-10: zukünftige Marktausprägungen

Markttyp	Markt-partner	Technolo-gien	Pro-dukte	Regula-rien	Einflussfaktoren
Regelleistungs-markt				Entso-E	Konvergenz europ. RE-Märkte
Stromhandel					Weitere Marktlibe-ralisierung ange-strebt
Emissionsrechte-handel					

3.1.3 Der Französische Energiemarkt

3.1.3.1 Kurzfassung

Der Französische Energiemarkt weist eine installierte Kraftwerksleistung von 92,4GW sowie eine Nettostromerzeugung von 519 Mrd. kWh auf (Daten 2009). Die Stromerzeugung wird durch 78% Kernenergie, 9,3% Wasser, 9% Kohle/Öl/Gas, Wind 2,2%, Biomasse/Abfall 1% und Solar 0,03% gedeckt. Aufgrund des starken Anstieges der Stromerzeugung aus Kernenergie (+8.8% pro Jahr) ist Frankreich eine Energieexporteur in Höhe von3.826 GWh jährlich .
Die Strompreise 12,15 Ct/kWh für Privatkunden und 6,4 Ct/kWh für Industriekunden zählen zu den niedrigsten Strompreisen in Europa.
Der größte Stromversorger ist EDF (Électricité de France) mit einem Marktanteil größer 91%. Daneben existieren weitere 23 Stromversorger (z.B. GDF Suez, EON France) und ca. 3.000 unabhängige Erzeuger.EDF wird gezwungen 25% des erzeugten Stromes an Wettbewerber zu regulierten Preisen i.H. von 42 EUR/MWh weiterzuverkaufen.
Nach Fukushima entsteht ein Umdenken in der Bevölkerung hinsichtlich der Kernenergienutzung.

3.1.3.2 Marktcharakteristik (62) (63) (64)

Tabelle 3-11: Marktrecherche - Wettbewerb

Markttyp	Aktive Markt-partner	Produkte	Anbieter (Kraftwerke, Anlagen)	Marktbarrie-ren / -kontrolle	Einflussfaktoren
Regelleis-tungsmarkt	ÜNB, Anla-gen-betrei-ber	Réserve primaire (Pflichtbereitstel-lung bis zu 30s, An-gebotsgröße 1 MW, regulierte Leis-tungs- und Arbeits-preise) Réserve Secondaire Auto-matic (bis zu 15min) Réserve Secondaire Ma-nual, (bis zu 15min, Angebits-größe 10MW, Pay-as-bid Preise) Réserve tertiare (ab 15min, Ange-botsgröße 10MW, Pay-as-bid Preise)	Kraftwerke und große Verbrau-cher (nicht für Réserve Secondaire Automatic & Réserve primaire)	Ver-pflichtende Bereitsstel-lung für Réserve pri-maire & Réserve Secondaire Automatic führt zur Markt-abschottung gegenüber Drittanbie-tern 10MW mini-male Ge-botsgröße für Réserve Secondaire Manual & Réserve ter-tiare	ungeplante Tempera-turänderun-gen, da sehr hoher Anteil an Elektroh-eizungen 1Grad Cel-sius nach un-ten bewirkt nach Angaben des Netzbetrei-bers RTE ei-nen Mehrbe-darf an Strom von 2.100MW
Terminmarkt (EEX)	Energieer-zeuger und -versorger, Banken, ÜNBs, Stadt-werke	Futures, Forwards, Derivate	Offen für alle Anbie-ter	Handel hauptsäch-lich über OTC	Spotmarkt-preis, Wirt-schafts-wachtsum
Spotmarkt DayAhead EEX und Epex Spot und In-traday nur Epex Spot	Energieer-zeuger und -versor-ger , Ban-ken, ÜNBs, Stadt-werke	Mindestvolumen 0,1MW Einzelstunden ge-handelter Strom bis zu 45min vor Liefer-beginn bis 15Uhr, nach 15Uhr Handel aller Stunden des nächsten Tages (Intraday) In 24h gehandelter Strom (Day ahead)	Offen für alle Anbie-ter	Handel hauptsäch-lich über OTC	Temperatur, da sehr hoher Anteil an Elektrohei-zungen

Tabelle 3-12: Marktrecherche - Regularien

Regularien	Betroffene Märkte	Betroffene Marktteil-nehmer	Art der Umsetzung/ Kontrolle	Legisla-tive	Einfluss-faktoren
Comission de régula-tion de l´energie			Regulierungsorgan für die Strom- und Gasmärkte, Aufgabe ist es, für Transparenz und ei-nen effizienten Wettbewerb im Strommarkt zu sorgen. Sie reguliert den Netz-zugang und die Netzentgelte		
Comité des utilisateurs du réseau de trans-port			System Operator, der die verschiedenen Stakeholder des Strommarktes mit dem Ziel, technische und wirtschaftliche Entscheidun-gen abzustimmen, vereint		
Réseau de transport d´électric-ité EDF-Transport	Regel-leistungs-markt		Übertragungsnetzbetreiber		

Tabelle 3-13: Technologierecherche - Wettbewerb

Technologie	Betreiber	Produkte	Potenzielle Märkte	Marktpotenzial	Wett-bewerber	Einfluss-faktoren
Kernenergie	EDF (größter Energie-versorger)		Alle Märkte	78% Anteil an der Strom-erzeugung (2011)	Konventionelle Kraft-werke	Kernkraft-werke sind finanziell abgeschrieben und können daher günstigen Strom liefern
Wasserkraft	EDF (größter Energie-versorger)	Zentral für Deckung der Spitzenlast	Alle Märkte	12% Anteil an der Strom-erzeugung (2011)	Konventionelle Kraft-werke	
Windkraft			n.a.	2,2% der Anteil an der Stromerzeugung, 6,8GW Leistung (2011)	Konventionelle Kraft-werke	
PV			n.a.	0,3% der Anteil an der Stromerzeugung, 3,2GW Leistung (2011)	Konventionelle Kraft-werke	

3.1.4 Der Schwedische Energiemarkt

3.1.4.1 Kurzfassung

Der Energiemarkt Schwedens wird bereits seit dem Jahr 1996 kontinuierlich liberalisiert. Der wichtigste Schritt in diese Richtung war die Entflechtung des staatlichen Energieversorgers Vattenfall im Jahr 1996. Heute gilt der schwedische Strommarkt als zu 100 Prozent liberalisiert. Die Stromkunden können ihren Versorger frei wählen. Netz ist weiterhin Monopol und wird durch Behörde Energimyndigheten überwacht.

Die größten Energieversorger sind Vattenfall, das finnische Unternehmen Fortum und E.ON. Diese kontrollieren sowohl die Stromproduktion, als auch den Stromhandel und die Distribution. Der Marktanteil der drei Konzerne liegt bei über 50%, blickt man nur auf die Stromproduktion liegt der Anteil bei ca. Dreivierteln.

Bis 2020 sollen fast 50 Prozent des schwedischen Endenergiebedarfs durch erneuerbare Energien gedeckt werden. Momentan liegt der Anteil an der Stromproduktion bei 45% Wasserkraft, 4% Windkraft und 40% Kernkraft. Die attraktivsten Windstandorte befinden sich entlang der Küste, im Norden bzw. an Offshore-Standorten in der Ostsee. Die Energieversorgung aus Biomasse spielt traditionell in Schweden eine bedeutende Rolle. Schweden hat 1.Platz im Energy Sustainability Index belegt (Treibhausgasemissionen trotz Anstieg des Bruttosozialproduktes gesunken).

Die installierte Leistung beträgt in Schweden 36,4 GW (Daten 2011). Stromexport von 19,6 TWh (Daten 2012). Schweden ist Teil der Strombörse Nord Pool.

3.1.4.2 Marktcharakteristika (65) (66)

Tabelle 3-14: Marktrecherche - Wettbewerb

Markttyp	Aktive Markt-partner	Produkte	Anbieter (Kraft-werke, Anlagen)	Marktbarrieren / -kontrolle	Einflussfak-toren
Regelleis-tungsmarkt	ÜNB, Anla-gen-betrei-ber	Automatische Reserve, ma-nuelle Sekun-därregelleis-tung (positiv und negativ) → bis 45min vor Erfüllung, kein Leistungspreis	Kraft-werke, Großin-dustrie, 4 Anbieter positiv, 15 Anbieter negativ	Balance respon-sible Agree-ment, Aktivie-rung innerhalb 15min, 10MW minimale Ge-botsgröße	Nieder-schlag,
Terminmarkt (Financial Market – Nas-daq OMX)	Händler	Futures, For-wards, Derivate			Wasserre-serve, Spotmarkt-preis, Wirt-schafts-wachtsum
Spotmarkt (El-spot – DayAhead, Elbas – Intra-day)	Market Ma-ker für El-bas (Vatten-fall,E.ON), Händler, Broker, Er-zeuger, Endkunden	Stundengebote (preisabhängig und –unabhän-gig), Blockkon-trakte (min. 3h →Alles-oder-nichts-Gebote), flexible Stun-dengebote	Offen für alle An-bieter	Participant Ag-reement, Mit-gliedsgebühren (15.000 €/Jahr), Handelsgebüh-ren, Erzeu-gungskapazitä-ten auf wenige Erzeuger verteilt	Wasserre-serve, Eng-pässe

Tabelle 3-15: Technologierecherche - Wettbewerb

Technologie	Betreiber	Produkte	Potenzielle Märkte	Marktpotenzial	Wettbewerber	Einflussfaktoren
Wasserkraft	5 Großerzeuger (Vattenfall, Fortum, E.ON, Statkraft, Skelleftea Kraft)		Spotmarkt	50% der Erzeugungskapazität	Konventionelle Kraftwerke	
KWK-Anlagen				16% der Erzeugungskapazität		
Windkraft	812 Windparks			16% der Erzeugungskapazität		
PV				vernachlässigbar		

Tabelle 3-16: zukünftige Marktausprägungen

Markttyp	Marktpartner	Technologien	Produkte	Regularien	Einflussfaktoren
Einzelhandelsmarkt				Supplier centric markte model	
Spotmarkt	Weniger Marktmacht der Erzeuger durch DEA				
Terminmarkt					

3.1.5 Der Deutsche Energiemarkt

3.1.5.1 Kurzfassung

Die aktuelle Situation in Bezug auf das deutsche Energieversorgungssystem bzw. den deutschen Energiemarkt lässt sich grob durch den Begriff der Energiewende beschreiben. Das bedeutet eine Förderung erneuerbarer Energien insbesondere zur Stromerzeugung in großem Umfang. Daraus resultieren eine Zunahme der Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen, eine zunehmende Direktvermarktung von erneuerbaren Energie sowie der Ausstieg aus Kernkraft und die Außerbetriebsetzung fossiler Kraft-

werke. Einher gehen diese Maßnahmen mit einem Anstieg der Strompreise für Endverbraucher. Weiterhin führt der hohe Anteil der Erneuerbaren Energien am Kraftwerkspark zu einem Preisverfall an den Spotmärkten. Eine weitere Tendenz ist in der Harmonisierung der Energienetze und –märkte zu sehen. Unterstrichen wird dies durch den Ausbau des Europäischen Verbundnetzes sowie den zunehmenden grenzüberschreitender Handel (EEX mit Österreich, Schweiz und Frankreich). Auch die Forschungsförderung zur großflächigen Einführung von Elektrofahrzeugen sowie zur Umsetzung von Smart Grid und Smart Market wird vorangetrieben. Alles vor dem Hintergrund der Senkung der CO2-Emissionen, d.h. u.a. die Festlegung eines CO2-Footprint für Fahrzeugflotten der Hersteller. Trotz aller Bestrebungen ist ein Netzausbau unvermeidlich.

3.1.5.2 Marktcharakteristik (67) (68) (69) (70)

Tabelle 3-17: Marktrecherche - Wettbewerb

Markttyp	Aktive Marktpartner	Produkte	Anbieter (Kraftwerke, Anlagen)	Marktbarrieren / -kontrolle	Einflussfaktoren
Terminmarkt (EEX)	Händler, Kraftwerksbetreiber	Futures, Forwards, Derivate	Kraftwerksbetreiber, Händler	Haftendes Eigenkapital von mind. 50.000 €, Anerkennung durch die ECC (European Commodity Clearing AG)	
OTC	Händler, Kraftwerksbetreiber		Händler, Kraftwerksbetreiber		
Spotmarkt (Day-Ahead, Intraday)	Händler, Kraftwerksbetreiber	Viertelstunden-, über Stunden- bis Blockkontrakte	Händler, Kraftwerksbetreiber	Zulassungs-prozess, Mitgliedsgebühren, Clearing-Bank	
Regelleistungsmarkt	ÜNB, Anlagenbetreiber, Poolbetreiber	Minutenreserve, Sekundärregelleistung, Primärregelleistung, abschaltbare Lasten	konventionelle Kraftwerke, Biomassekraftwerke, Biogasanlagen, Wasserkraftwerke, Elektroerhitzer und andere Verbraucher, Notstromaggregate, Batteriespeicher	Mindestangebotsgößen je Regelenergieart, Definition der Anforderungen in Transmission Codes, Verordnung zu abschaltbaren Lasten	Kraftwerksverfügbarkeit, Einspeisung erneuerbarer Energien, Spotmarktpreise

Tabelle 3-18: Marktrecherche - Regularien

Regularien	Betroffene Märkte	Betroffene Marktteilnehmer	Art der Umsetzung/ Kontrolle	Legislative	Einflussfaktoren
Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)	weitreichendes Grundlagengesetz mit Einflussbereich auf Elektrizitäts- und Gasversorgung	weitreichendes Grundlagengesetz	Genehmigungs- und Anzeigepflichten, eigentumsrechtliche Entflechtung, Begrenzung der freien Preisbildung, Eingriffsrechte der Bundesnetzagentur		
Stromnetzzugangs- und Stromnetzentgeltverordnung		Alle Marktteilnehmer, die Stromnetzzugänge benötigen oder Stromnetze nutzen			
Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	insbesondere Spotmarkt und Letztverbraucherversorgung	ÜNB, VNB, Direktvermarkter	Förderung des Zubaus von Stromerzeugngsanlagen aus erneuerbaren Energien in Form von festen Einspeisevergütungen		
Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)			Förderung des Zubaus von Stromerzeugungsanlagen, die auf dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung basieren über die Regelung von Einspeisetarifen		

Tabelle 3-19: Technologierecherche - Wettbewerb

Technologie	Betreiber	Produkte	Potenzielle Märkte	Marktpotenzial	Wettbewerber	Einflussfaktoren
Braunkohle	Großunternehmen		Alle Märkte	26%		
Kernenergie	Großunternehmen		Alle Märkte	15%		politisch beschlossener Ausstieg aus der Kernenergie
Steinkohle	Großunternehmen		Alle Märkte	20%		
Erdgas	Private Betreiber, KMU bis zu Großunternehmen		Alle Märkte	11%		
Windenergie	Private Betreiber, KMU bis zu großen Unternehmen		Keine Termin- und Regelleistungsmärkte	8,4%		Förderung über EEG
Wasserkraft	Private Betreiber, KMU bis zu Großunternehmen		Keine Terminmärkte	3,2%		kaum Zubau mehr möglich, Niederschlag
Biomasse	Private Betreiber, KMU bis zu Großunternehmen		Alle Märkte	6,7%		Förderung über EEG
Photovoltaik	Private Betreiber, KMU bis zu Großunter-nehmen		Keine Termin- und Regelleistungsmärkte	4,7%		Förderung über EEG

Tabelle 3-20: Technologierecherche - Regularien

Technologien	Regularien	Anforderungen für Marktteilnahme	Gesetzliche Vergütung	Einfluss-faktoren
Erzeuger	Technische Anschlussbedingungen			
Erzeuger	Niederspannungsanschlussverordnung			

Tabelle 3-21: zukünftige Marktausprägungen

Markttyp	Marktpartner	Technologien	Produkte	Regularien	Einflussfaktoren
Regelleistungsmarkt				Entso-E	Konvergenz europäischer Regelenergiemärkte
Emissionsrechtehandel					Politisch bestimmte Ausgabemenge von Emissionsrechten
Termin- und Spotmarkt					Ziel der Vollendung des Elektrizitätsmarktes auf europäischer Ebene

3.1.6 Zusammenfassung

In diesem Abschnitt wurden relevante europäische Märkte hinsichtlich der Einführung von Elektrofahrzeugen untersucht. Die Märkte Österreich, Schweiz, Frankreich und Deutschland wurde ausgewählt, da hier eine Kopplung zwischen den Energiemärkten über die EEX besteht. Der Schwedische Markt wurde untersucht aufgrund der Tatsache, dass dort durch staatliche Subventionen ein enormer Zuwachs an zugelassenen Elektrofahrzeugen zu verzeichnen ist. Untersuchungsgegenstand der Betrachtung waren der Aufbau der Märkte, die existierenden regulatorischen Vorgaben sowie der Kraftwerkspark.

Bei den Märkten lassen sich deutliche Gemeinsamkeiten zwischen den Ländern erkennen. Der Energiemarkt unterscheidet sich in die Termin-, DayAhead- und Intradaymärkte. In den Ländern Österreich, Schweiz, Frankreich und Deutschland werden diese Geschäfte über die EEX bzw. EPEX Spot getätigt. In Schweden wird an der Börse Nordpool gehandelt. Die Aufteilung der Regelleistungsmärkte wird in allen fünf Ländern nach Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung unterschieden (Ausnahme Schweden besitzt keine Tertiärreserve). Die Länder, welche über die EEX gekoppelt sind, weisen auch vergleichbare Strukturen in ihren Regelleistungsprodukten auf. Somit ist die Voraussetzung für eine zukünftige Kopplung der Regelleistungsmärkte gegeben.

Da alle Märkte liberalisiert sind, ist auch der regulatorische Rahmen vergleichbar. Neben einer Regulierungsbehörde besitzen alle fünf Länder Gesetze bzw. Verordnung zur Regelung der Energieversorgung und Energiewirtschaft. Frankreich und Schweden haben zusätzlich Gesetze für den Handel am Regelleistungsmarkt eingeführt.

Bezüglich der Kraftwerkstechnologien gibt es länderspezifische Charakteristika. In Schweden, Österreich und der Schweiz ist die Wasserkraft die dominierte Energieform. Wobei Frankreich hingegen auch

Nuklearenergie setzt. Der deutsche Kraftwerkspark wird aktuell dominiert von fossilen Energieträgern mit der Tendenz der zunehmenden Ersetzung durch erneuerbare Energieträger.

3.2 Simulationskonzept

Im Rahmen des TP3 sollen Aussagen bezüglich der Wirtschaftlichkeit zur Einführung von gesteuertem Laden bei Elektrofahrzeugen. Um dies ermitteln zu können, sind die Akteure und Märkte entsprechend abzubilden. Betrachtet werden dazu zwei Geschäftsmodelle. Zum einen das ursprüngliche Geschäftsmodell der Vermarktung von EV-Kapazitäten am Regeleistungsmarkt. Zum anderen das Geschäftsmodell der freien Vermarktung von Flexibilität (dieses Geschäftsmodell ist in AP3.5 definiert und beschrieben). Folgende Komponenten des Energiemarktes werden modelliert:

- Elektrofahrzeuge
- EV-Poolbetreiber
- Aggregator/Lieferant
- Energiemarkt (Kraftwerkspark, Preise)
- Regelleistungsmarkt (Preise)

Da die Modelle ein in sich abgeschlossenes System darstellen, ist es notwendig das Zusammenspiel aller Modelle durch eine gezielte Definition von Input- und Output-Parametern zu ermöglichen. Alle Modelle dienen der Ermittlung von Kosten- und Nutzengrößen, welche in die Kosten-Nutzen-Analyse einfließen. Das Zusammenspiel der einzelnen Simulationsmodelle ist in Abbildung 7 und Abbildung 8 dargestellt. Die Grundannahme für das Zusammenspiel ist der Handel von Kapazitäten aus EVs am Energie- und Regelleistungsmarkt.

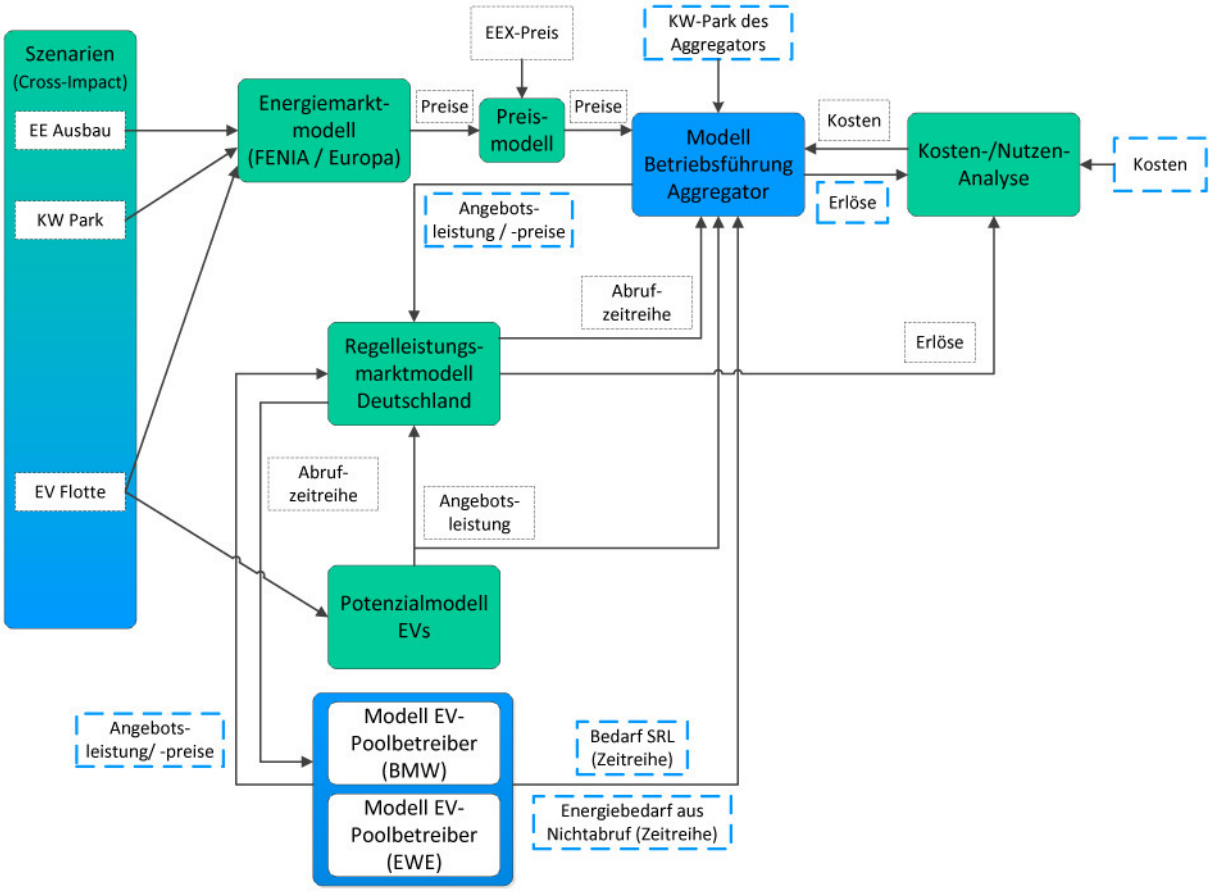


Abbildung 7: Zusammenspiel Simulationsmodelle für Geschäftsmodell SRL (eigene Darstellung)

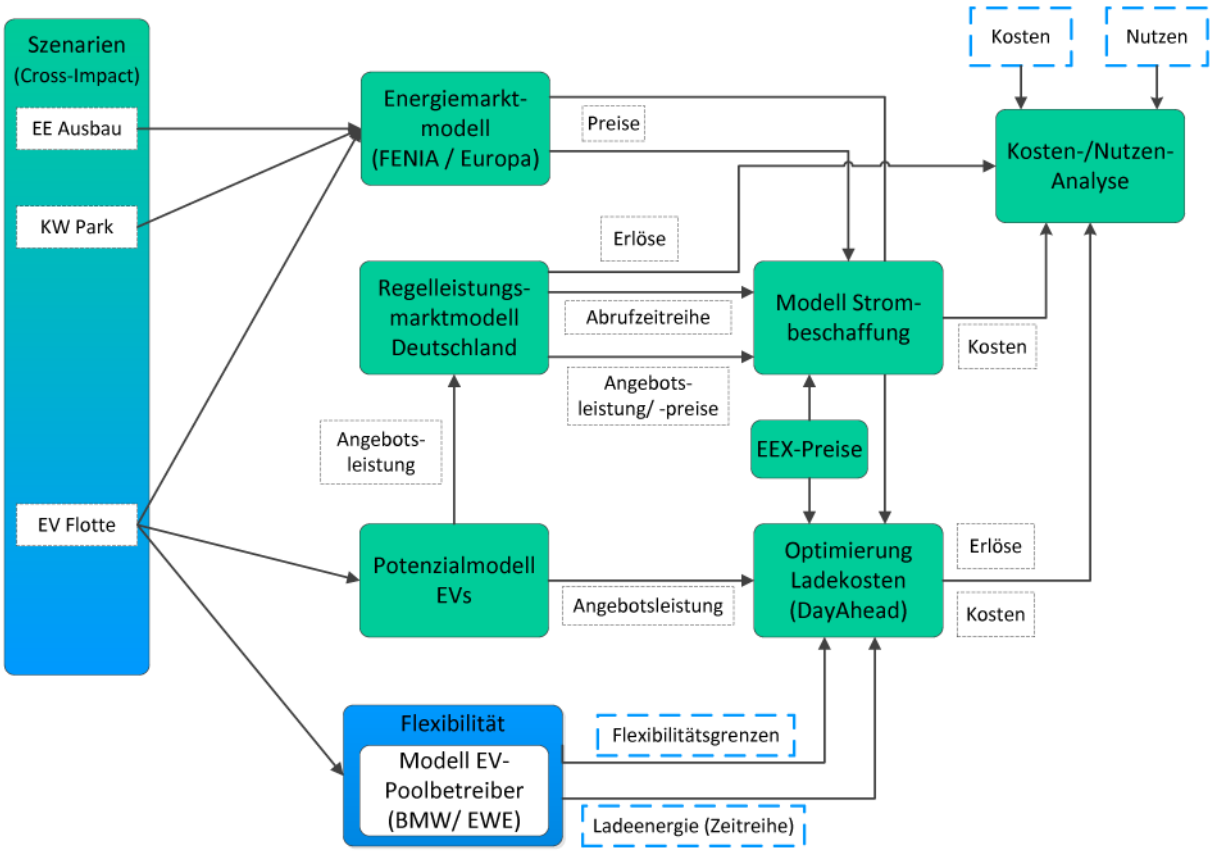


Abbildung 8: Zusammenspiel Simulationsmodelle für Geschäftsmodell freie Flexibilität (eigene Darstellung)

3.2.1 Zusammenspiel der Simulationsmodelle

3.2.1.1 Geschäftsmodell Regelleistungsvermarktung

Den Ausgangspunkt für die Simulationsmodelle (vgl. Abbildung 7) bilden die Szenarien für die zukünftige Marktentwicklung. Die Szenarien werden anhand eines Tools zur Cross-Impact Analyse bestimmt. Dieses Modell liefert die Eingangswerte für die nachfolgenden Simulationen. Die Werte stellen die Einflussfaktoren dar, welche wesentliche Auswirkungen auf die Marktentwicklung haben, wie bspw. Zusammensetzung des Kraftwerksparks, Strompreise, CO_2-Preise und Fahrzeugflotten. Im nachfolgenden Schritt sind der Energie- sowie der Regelleistungsmarkt abzubilden. Der Energiemarkt wird über das Fundamentalmodell FENIA modelliert, welches den Kraftwerkseinsatz optimiert und die Handelsaktivitäten mit den Nachbarländern abbildet.
Das Modell für den Regelleistungsmarkt bildet die Abrufe aufgrund der historischen Daten des Jahres 2013 und 2014 ab. Entscheidend ist hier die Abrufzeitreihe für bestimmte Gebote. Die Gebote setzen sich zusammen aus einem Leistungs- und einem Arbeitspreis sowie einer Angebotsleistung zusammen. Die Angebotsleistung wird über das Potenzialmodell für EVs bestimmt. Dieser berechnet bei vorgegebener Anzahl von Elektrofahrzeugen die maximale Leistung, welche durch alle EVs im Nebenzeitraum (Mo. – Fr. 20:00 bis 8:00 sowie Wochenenden und Feiertage) durchgängig zur Verfügung gestellt werden kann. Die Angebotspreise (Leistungs- und Arbeitspreis) werden einerseits durch die Modelle der EV-Poolbetreiber (BMW/EWE) bereitgestellt. Andererseits kann die Vorgabe dieser Daten auch über das Modell zur Betriebsführung des Aggregators kommen. Das Modell zielt darauf ab, die Fahrplananmeldung möglichst genau einzuhalten und die dazu nötigen Handelsgeschäfte abzubilden.
Die über den Energie- und Regelleistungsmarkt erzielten Einnahmen gehen als Nutzen in die Kostennutzenanalyse ein. Die Kosten für das Modell kommen einerseits vom Aggregator, welcher die Kostenpositionen für die Erfüllung seiner Rolle als Aggregator kennt, und andererseits von externen Experten.

3.2.1.2 Geschäftsmodell freie Vermarktung von Flexibilität

Die Anfangsschritte dieses Simulationskonzeptes (vgl. Abbildung 8) stimmen mit denen für die Regelleistungsvermarktung überein. Es werden die gleichen Szenarien verwendet, welche als Eingangsgröße für das Energiemarktmodell (FENIA) und das Potenzialmodell EVs dienen. Diese zwei Modelle sowie das Regelleistungsmarktmodell werden wie unter Abschnitt 3.2.1.1 verwendet. Das Poolbetreibermodell hat eine neue Aufgabe. Nicht mehr die Bedarfszeitreihen für SRL sollen ermittelt, sondern die Flexibilitätsgrenzen des Fahrzeugpools und die Zeitreihe für die Ladeenergie. Diese Daten gehen u.a. in das differenzierte Aggregatormodell ein, welches aus einem Modell zur Strombeschaffung und einem Modell zur Optimierung der Ladesteuerung besteht. Das Strombeschaffungsmodell simuliert verschiedene Beschaffungsstrategien und ermittelt dafür die Kosten der Strombeschaffung am Spotmarkt (DayAhead und IntraDay). Als Eingangsgrößen dazu dienen die historischen und zukünftigen Daten der Strompreise (EEX, FENIA), die Angebotsleistung und –preise für den SRL-Markt und die sich daraus ergebende Abrufzeitreihe. Das Optimierungsmodell der Ladekosten minimiert die Ladekosten für einen Fahrzeugpool, indem die viertelstündliche Ladeleistung innerhalb der Flexibilitätsgrenzen angepasst wird (preisbasierte Ladesteuerung). Die minimalen Ladekosten werden anhand der DayAheadpreise (historisch und zukünftig) ermittelt. Es ergeben sich Ladekosten für das gesteuerte Laden und Erlöse (Differenzbeträge) zum ungesteuerten Laden). Die Modelle für den Regelleistungsmarkt, die Strombeschaffung und die Optimierung der Ladekosten liefern Kosten und Erlöse als Eingangskosten für die Kosten-Nutzen-Analyse. Die Größen werden um Kosten und Nutzen ergänzt, welche zusätzlich im Rahmen des Geschäftsmodells enstehen.

3.2.2 Kurzbeschreibung Simulationsmodelle

Tabelle 3-22: Beschreibung Simulationsmodelle

Modell	Beschreibung	Inputparameter	Ergebnisse
Cross-Impact-Analyse	- Ermittlung von Deskriptoren für Langfristszenarien - Aufzeigen von 2 Extremszenarien und deren Störereignissen	- Expertenwissen - Ergebnisse aus Trendstudien	- Qualitativ und quantitativ bewertete Deskriptoren für Szenarien
FENIA	- Optimierungsmodell für den Kraftwerkseinsatz - blockscharfe Abbildung des deutschen Kraftwerks- und Speicherparks - Abbildung der Handelsaktivitäten mit den Nachbarstaaten	- installierte Leistungen und Einspeisezeitreihen von EE - installierte Leistung von konventionellen KWs (Standortangabe) - Wirkungsgrad, Verfügbarkeiten, Anfahrbedingungen - Brennstoffpreise, CO_2-Zertifikatspreise - Nettostrombedarf	- Gesamt-erzeugung EE - Kraftwerksfahrpläne - Erzeugungsmix, CO_2-Emissionen - jährliche Brennstoffpreise, KW-Grenzkosten - Lastdeckung, KWK-Strombedarfs-deckung
Potenzialmodell EVs	- Ermittlung der maximalen Leistung eines EV-Pools, welche über die gesamte Nebenzeit (Mo.-Fr. 20:00 bis 8:00 sowie an Wochenenden und Feiertagen) am Sekundärregelleistungsmarkt bereit gestellt werden kann	- Anzahl EVs - Batteriekapazität [kWh] → für alle EVs gleich - Verteilung der Mindestreichweite über EVs	- maximale Leistung des EV-Pools [MW] - Prozentsatz der vollgeladenen EVs zu Ende der Nebenzeit

Modell	Beschreibung	Inputparameter	Ergebnisse
	- in Abhängigkeit von verschiedenen Ladesteuerungen (ungesteuert, gesteuert 1 und 2) - Bestimmung der Anzahl der vollgeladenen (Mindestreichweite) EVs	- Verteilung des Start-SOCs über EVs - Ladesteuerungen	- Zeitreihe der Leistung des EV-Pools
Modell Regelleistungsmarkt	- Abbildung des Regelleistungsmarktes auf historischen Daten (Ausschreibungsergebnisse, Zuschläge und Abrufmengen) - Bestimmt die Einordnung eines Angebotes in die Merit-Order des Regelleistungsmarktes - SRL und MRL	- historische Ausschreibungsergebnisse und Abrufen als Jahreszeitreihen (LP [€/MW], AP [€/MWh], Mengen [MW]) - Angebotsdaten (LP, AP, Mengen je Ausschreibungszeitraum bzw. Jahr)	- Zuschlagswahrscheinlichkeit LP - Abrufwahrscheinlichkeit AP - Erlöse als Werte je Zeitscheibe bzw. Jahr - Abrufzeitreihe
Modell EV-Poolbetreiber	- Simulation des Verhaltens eines EV-Flottenparks (Ladeverhalten) sowie der Kommunikation zwischen EVs und EV-Poolbetreiber - Ermittlung des Leistungsangebotes und der Angebotspreise für die Kapazität der EV-Flotte - Ermittlung der Flexibilitätsgrenzen des EV-Pools	- Fahrverhalten EVs - Abrufzeitreihe für SRL (Prognose) - SRL-Preise, Börsenpreise	- Leistungsangebot [MW] - Angebotspreise [€/MW, €/MWh] - Ladeenergiebedarf (Zeitreihe) [MW/¼h] - Flexibilitätsgrenzen
Modell Strombeschaffung	- Simulation der Strombeschaffungskosten anhand verschiedenen Beschaffungsstrategien (aus Sicht Aggregator als Lieferant)	- Börsenpreise - SRL-Abrufzeitreihe - Leistungsangebot [MW] - Angebotspreise [€/MW, €/MWh]	- Ladekosten [€]
Modell Optimierung Ladekosten	- Optimierung der Ladekosten anhand Flexibilitätsvorgaben und DayAhead-Preiszeitreihen - Anpassung der viertelstündlichen Ladeleistung	- Leistungsangebot [MW] - Börsenpreise - Flexibilitätsgrenzen - Ladeenergie als zeitreihe	- Ladekosten [€] - Erlöse (eingesparte Ladekosten) [€]
Modell Kosten-Nutzen-Analyse	- Das Modell ermittelt anhand der Kapitalwertmethode die Wirtschaftlichkeit von Szenarien/Geschäftsmodelle → Kosten- bzw. Nutzenüberschuss - Basiert auf Berechnungsschema der StromNEV	- Kosten und Erlöse in Euro - Anzahl der EVs - Marktzins[%] - Laufzeit des Szenarios [Jahren]	- Kapitalwert für Geschäftsmodell - jährliche Kosten und Nutzen - weitere Wirtschaftlichkeitskennzahlen

3.2.3 Schnittstellenparameter der Modelle

Tabelle 3-23: Schnittstellenparameter der Modelle

Bezugsmodell	nachgeschaltete Modelle	Inputparameter
Cross-Impact-Analyse	Energiemarktmodell (FENIA)	- Deskriptoren mit Zahlenwerten
	Potenzialmodell EVs	- Deskriptoren mit Zahlenwerten
	Poolbetreibermodell	- Deskriptoren mit Zahlenwerten
Energiemarkt-modell (FENIA)	Modell Strombeschaffung	- Preiszeitreihen
	Modell Ladekostenoptimierung	- Preiszeitreihen
Potenzialmodell EV	Modell Regelleistungsmarkt	- Angebotsleistung [MW]
	Modell Ladekostenoptimierung	- Angebotsleistung [MW]
Modell EV-Pool-betreiber	Modell Ladekostenoptimierung	- Bedarfszeitreihe SRL [MW/15min] - Zeitreihe Bedarf Ladeenergie [MW/15min] - Flexibilitätsgrenzen [MW]
Modell Regel-leistungsmarkt	Modell Strombeschaffung	- Abrufzeitreihe [MW/15min] - Angebote (LP [€/MW], AP [€/MWh], Leistung [MW])
	Kosten-Nutzen-Modell	- Erlöse [€]
Modell Strombe-schaffung	Kosten-Nutzen-Modell	- Ladekosten [€]
Modell Ladekos-tenoptimierung	Kosten-Nutzen-Modell	- Ladekosten [€] - Erlöse [€]

4 AP 3.3 – Definition Produkt und Kundennutzen

Durch die Integration der Elektrofahrzeuge in die Energiewirtschaft entstehen neue Herausforderungen, welche durch das heutige Rollenmodell des Energiemarktes nicht mehr abzubilden sind. Daher wird in diesem Arbeitspaket eine Erweiterung des Rollenmodells vorgenommen, um den geänderten Rahmenbedingungen Rechnung zu tragen. Bevor jedoch das erweiterte Rollenmodell detaillierter beschrieben wird, soll zunächst kurz auf das aktuelle Modell eingegangen werden. Weiterhin wird ein Vergütungsmodell entwickelt, welches die EV-Nutzer für ihre Teilnahme am Gesteuerten Laden entlohnt.

4.1 Rollenmodelle in der Energiewirtschaft

In der Energiewirtschaft dienen Rollen der Beschreibung von Aufgaben, Beziehungen und Verträge, die ein Funktionieren des Energiemarktes gewährleisten. Dabei ist eine Rolle nicht zwingend an einen Marktakteur gebunden, sondern kann gegebenenfalls von verschiedenen Akteuren ausgeübt werden. Um das Verständnis für die Rollenmodelle zu erhöhen, werden im Folgenden die existierenden Rollen sowie die Verträge und Prozesse zwischen den Rollen beschrieben.

Tabelle 4-1: Beschreibung der Rollen

Rolle	**Beschreibung**
Aggregator (AGG)	Anbieten von Dienstleistungen für Stromerzeuger und -verbraucher (=Kunden), die das Zusammenfassen mehrerer, vornehmlich dezentraler Erzeuger und Verbraucher (=technische Einheiten) zu Anlagenpools beinhaltet, um daraus einen Mehrwert für die Kunden zu generieren. In die Anlagenpools können auch EV integriert und gesteuert geladen werden, wodurch die kleinsten technischen Einheiten eine elektrische Leistung von ca. 3,6 kW aufweisen.
Bilanzkreisverantwortlicher (BKV)	Der BKV ist für eine ausgeglichene Bilanz zwischen Beschaffung (Erzeugung, Importe) und Abgabe (Verbraucher, Exporte) in jeder Viertelstunde innerhalb seines Bilanzkreises verantwortlich. BKV können z. B. Stromhändler oder Vertriebsabteilungen sein, aber auch große Industriebetriebe, die ihre Strombeschaffung in eigener Verantwortung durchführen.
Datendienstleister (DDL)	Dient als Schnittstelle zwischen der physikalischen Ebene bezogen auf die Elektrofahrzeuge / EV-Pool und dem Energiemarkt. Er sammelt Daten, verwaltet diese und leitet sie an die entsprechenden Marktpartner weiter. Gleichzeitig steuert er den Pool so, dass dieser dem Aggregator für einen Leistungsabruf bereitsteht.
Erzeuger (EZ)	Bereitstellung von elektrischer Energie über Kraftwerke (konventionell und regenerativ).
Fahrzeughersteller (FH)	Verkauf von (Premium)- Fahrzeugen, Motorrädern und Mobilitätsdienstleistungen.

Rolle	Beschreibung
Fahrzeugnutzer (FN)	Nutzer der Elektrofahrzeuge. Leistet mit seinem Ladeverhalten / Verfügbarkeit einen Beitrag zur Generierung von Energiemarktprodukten.
Flottenbetreiber (FB)	Er besitzt eine Vielzahl von Elektrofahrzeugen und übereignet diese an Endnutzer auf Zeit.
Ladestationsbetreiber (LSB)	Er ist Eigentümer des Ladepunktes und für die Funktionsfähigkeit verantwortlich. Über einen Stromliefervertrag wird der Ladepunkt mit Strom versorgt. Im Rahmen der Datenübermittlung kann der Ladepunktbetreiber als MSB und MDL agieren.
Lieferant (LF)	Der Lieferant beliefert Kunden mittels offener Stromlieferungsverträge oder Teilbelieferungen. Ein Lieferant kann, muss aber nicht Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) sein. Für seine internen Prozesse nutzt er Energiedatenmanagementsysteme (EDM) und Energieabrechnungssysteme (EAS) sowie im Rahmen von Smart Metering ein Webportal.
Messstellenbetreiber (MSB)	Der MSB ist ein Netzbetreiber oder Dritter, der den Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen (z.B. Zähler) wahrnimmt. Der MSB ist verantwortlich für das Kommunikationsgateway. Für den Smart Meter Bereich ist der MSB auch Messdienstleister (MDL). Der MDL ist für die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie für die Weitergabe der Daten an die Berechtigten verantwortlich.
Mobilitätsanbieter (MA)	Umfassen Unternehmen, welche Elektrofahrzeuge für bestimmte Zeit an Kunden verleihen. Gleichzeitig bieten diese Unternehmen verkehrsmittelübergreifende Mobilitätsdienstleistungen (optimierte Reiseplanung) an.
Netznutzer (NN)	Ein Netznutzer ist eine natürliche oder juristische Person, die elektrische Energie bezieht und/oder einen Netzanschlussvertrag abgeschlossen hat. Eine Unterteilung zwischen RLM-Kunden (registrierende Lastgangmessung) und SLP-Kunden (Standardlastprofil) wird vorgenommen.
Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)	Ein ÜNB ist ein Betreiber eines Netzes zur Übertragung elektrischer Energie zu nachgelagerten Verteilernetzen. Betreiber der Höchstspannungsnetze sind derzeit vier Unternehmen: Transnet BW GmbH, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH und 50Hertz Transmission GmbH). Über Monitoringsysteme ist eine Überwachung des Netzes bezüglich der Spannungsqualität, der Netzfrequenz, der thermischen Belastungen und Fehlerfällen möglich. Zur Ermittlung der Bilanzabweichungen der Bilanzkreise in einer Regelzone wirkt beim Übertragungsnetzbetreiber eine Stelle als Bilanzkoordinator (BIKO), der alle notwendigen Daten der Bilanzkreise zusammenführt.
Verteilernetzbetreiber (VNB)	Ein VNB ist ein Betreiber eines Verteilernetzes. Das Verteilungsnetz dient innerhalb einer begrenzten Region der Verteilung elektrischer Energie zur Speisung von Stationen und Kundenanlagen. In Deutschland werden Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze (≤ 110 kV) als

Rolle	Beschreibung
	Verteilungsnetze genutzt. Über Monitoringsysteme ist eine Überwachung des Netzes bezüglich der Spannungsqualität, thermischen Belastungen und Fehlerfällen möglich.

Tabelle 4-2: Beschreibung Verträge und Prozesse

Vertrag / Prozess	Beschreibung
Fahrplanmanagement	Das Fahrplanmanagement dient der informationstechnologischen Umsetzung des Bilanzkreismanagement. Über das Fahrplanmanagement werden auch die Fahrplanlieferungen (physikalischer Stromhandel) zwischen den einzelnen Bilanzkreis abgewickelt. Umfasst die Erstellung und Übermittlung von Fahrplänen zwischen BKV und ÜNB. Einspeisefahrplan für Kraftwerke > 100MW.
Regelleistungspräqualifikation	Hier sind die Voraussetzungen für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt gemeint, d.h. die Erfüllung der Präqualifikationsbedingungen und der Rahmenvertrag mit dem Anschluss-ÜNB.
Netznutzung(svertrag)	Der Netznutzungsvertrag ist in der Energiewirtschaft ein Vertrag zwischen dem Netznutzer und dem Netzbetreiber. Der Netznutzer ist dabei ein Kunde, der Energie über das Netz des Netzbetreibers bezieht (durchleitet) und dafür Netzentgelte direkt an den Netzbetreiber bezahlt.
Netzanschluss(vertrag)	Der Netzanschlussvertrag ist in der Energiewirtschaft ein Vertrag zwischen dem Anschlussnehmer und dem Netzbetreiber. Der Anschlussnehmer ist der Eigentümer eines Objektes (z. B. eines Hauses bzw. Grundstücks), das an das Netz des Netzbetreibers angeschlossen ist.
Redispatch	Redispatch ist eine Anforderung zur Anpassung der Wirkleistungseinspeisung von Kraftwerken durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), mit dem Ziel, auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen. Diese Maßnahme kann regelzonenintern und -übergreifend angewendet werden.
Messstellenbetrieb /-vertrag	Der Messstellenbetrieb umfasst den Ein- und Ausbau sowie Betrieb und Wartung von Messstellen. Der Messstellenbetreiber bestimmt Art, Zahl und Größe von Mess- und Steuereinrichtungen. Der Messstellenbetrieb wird im Messstellenvertrag zwischen dem Netzbetreiber und dem MSB geregelt.
Netzengpassmanagement	Unter Engpassmanagement versteht man die Gesamtheit von Maßnahmen, welche einem Netzbetreiber zur Verfügung stehen, um Leitungsüberlastungen durch Netzengpässe in seinem Netz zu vermeiden.
Bilanzkreisvertrag	Zwischen dem Bilanzkreisverantwortlichen und dem Betreiber von Übertragungsnetzen muss ein Vertrag über die Führung, Abwicklung und Abrechnung von Bilanzkreisen (Bilanzkreisvertrag) geschlossen werden. In den Bilanzkreisverträgen ist sicherzustellen, dass die Bilanzkreisverantwortlichen gegen angemessenes Entgelt ihren Bilanzkreis für Fahrplangeschäfte öffnen, die der Bereitstellung von Minutenreserve dienen, die ein Bereitsteller des eigenen Bilanzkreises über einen anderen Bilanzkreis abwickeln will.[§26 StromNZV]

Bilanzkreiszuordnung / Zuordnungsermächtigung	Lieferanten oder Aggregatoren können auf dem Strommarkt auch dann tätig sein, wenn sie keinen eigenen Bilanzkreis bilden. Sie ordnen ihre Entnahme- und Einspeisestellen einem beliebigen Bilanzkreis zu. Die Zuordnung erfordert eine Zuordnungsermächtigung durch den entsprechenden BKV, der diese dem VNB anzeigt. Zwischen dem VNB und dem Lieferant /Aggregator werden ein Netznutzungsvertrag und eine Vereinbarung über einen Messdatenaustausch abgeschlossen.
Stromliefervertrag	Der Stromliefervertrag ist in der Energiewirtschaft ein Vertrag zwischen dem Kunden und dem Stromlieferanten (Stromhändler), welche die Versorgung mit elektrischer Energie regelt.
Strombezugsvertrag	Der Strombezugsvertrag regelt die Bereitstellung von elektrischer Energie zwischen dem Erzeuger und dem Stromlieferanten
Anschlussnutzungsvertrag	Der Anschlussnutzungsvertrag ist in der deutschen Elektrizitätswirtschaft ein Vertrag zwischen dem Anschlussnutzer (Letztverbraucher) und dem Netzbetreiber. Der Anschlussnutzungsvertrag beinhaltet lediglich das Recht zur Nutzung des Netzanschlusses zur Entnahme von Elektrizität.
Lieferantenrahmenvertrag	Ein Händlerrahmenvertrag (auch Lieferantenrahmenvertrag) ist ein Vertrag zwischen Stromhändler und Verteilernetzbetreiber. Der Netzbetreiber stellt dem Stromhändler sein Stromnetz zur Verfügung, damit der Stromhändler seine Kunden darüber beliefern kann (vgl. § 20 Energiewirtschaftsgesetz). Für die Nutzung des Netzes zahlt der Stromlieferant ein Netzentgelt, was dieser dann seinen Kunden weiterberechnen kann. Der Händlerrahmenvertrag ist somit ein Netznutzungsvertrag.
MaBiS	Die Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) sind ein Beschluss der Bundesnetzagentur. Mit diesem Beschluss reguliert die Behörde alle mit der Bilanzkreisabrechnung in Zusammenhang stehenden Geschäftsprozesse und Marktkommunikation.
Market Coupling	Das Market Coupling findet seine Anwendung auf der Übertragungsebene um eine effiziente Bewirtschaftung von grenzüberschreitenden Netzengpässen zu ermöglichen, indem ein Stromhandelsgeschäft und die Vergabe der grenzüberschreitenden Transportkapazitäten gleichzeitig erfolgen.

4.1.1 Darstellung des aktuellen Rollenmodells

Ein Überblick des aktuellen Rollenmodells ist in Abbildung 9 dargestellt. Wobei die Darstellung sich auf die wesentlichen Rollen, welche auch eine Bedeutung für die Integration von Elektrofahrzeugen besitzen, konzentriert. Hier sind der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), der meist auch Bilanzkreiskoordinator ist, der Verteilernetzbetreiber (VNB), der Bilanzkreisverantwortliche (BKV), der Lieferant, der Erzeuger, der Netznutzer und Messstellenbetreiber / Messdienstleister, welcher beim Einsatz von Smart Metern eine Rolle präsentiert, zu nennen. Für detaillierte Informationen wird auf die Erklärungen aus Tabelle 4-1 und
Tabelle 4-2 verwiesen.

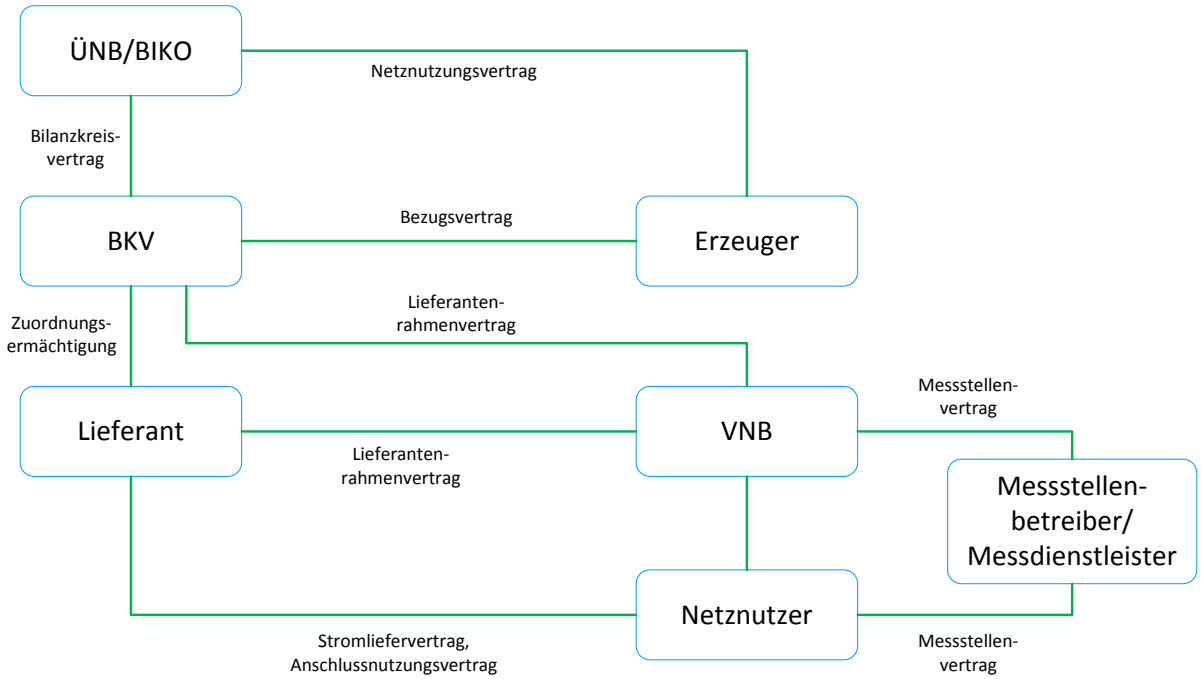


Abbildung 9: Das aktuelle Rollenmodell (eigene Darstellung)

4.1.2 Darstellung des erweiterten Rollenmodells

Nachdem in Kapitel 4.1.1 das Rollenmodell für den aktuellen Energiemarkt dargestellt ist, konzentriert sich dieses Kapitel auf die Beschreibung des zukünftigen Rollenmodells unter Berücksichtigung der Umsetzung eines Smart Markets und der Integration von Elektrofahrzeugen in diesen. Neben den traditionellen Rollen sind neue Rollen zu definieren, um ein Funktionieren des Energiemarktes zu gewährleisten. Im Falle der Integration von Elektrofahrzeugen in den Smart Market ergeben sich die Erfordernisse für folgende Rollen. Der Netznutzer wird durch den Fahrzeugnutzer ersetzt, welcher über die neue Rolle des Ladestationsbetreibers mit dem Verteilernetzbetreiber interagiert. Fahrzeugseitig treten der Fahrzeughersteller und der Flottenbetreiber in den Markt ein. Im Umfeld der Vermarktung von Produkten im Zusammenhang von Elektrofahrzeugen entstehen weitere Rollen. Der Datendienstleister übernimmt Aufgaben des Datenmessung und – aufbereitung sowie die Steuerung eines Elektrofahrzeugpools (EV-Pool) entsprechend der Anforderungen des Aggregators. Letzterer generiert Produkte und bietet diese auf Energiemärkten an. Die Rolle des Mobilitätsanbieters umfasst neben dem Anbieten von Elektrofahrzeugen auch die Bereitstellung von verkehrsmittelübergreifenden Mobilitätsdienstleistungen. (Details siehe Tabelle 4-1)

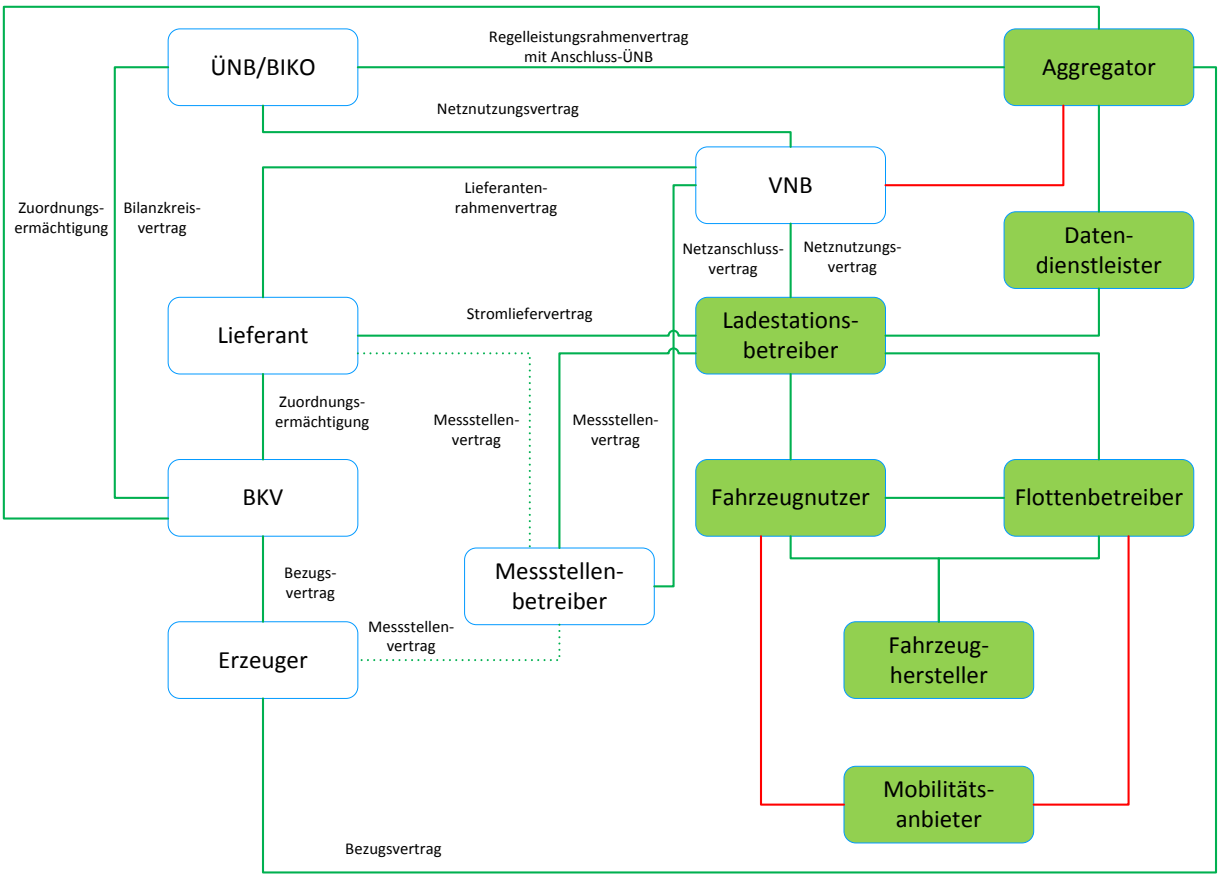


Abbildung 10: Das erweiterte Rollenmodell

Tabelle 4-3: Verträge und Prozesse im erweiterten Rollenmodell

	EZ	ÜNB	VNB	MSB	AGG	LF	BKV	LSB	FB	FN	FH	DDL	MA
Erzeuger		**1, 3, 4, 18**	**1**	**8**	**12**		**5**						
Übertragungsnetzbetreiber		**3, 18, 20**	**13, 14**		**4**		**3, 21**						
Verteilernetzbetreiber			**14**	**6, 7**	**4, 18**	**6, 7, 9, 13,**	**1, 2, 9, 14 16,**	**1, 13**					
Messstellenbetreiber				**7**	**6**	**6**		**6, 8**					
Aggregator							**2, 20**	**10**				**9**	
Lieferant						**11**	**2, 11**	**15**					
Bilanzkreisverantwortlicher													
Ladestationsbetreiber										**5**		**9**	

	EZ	ÜNB	VNB	MSB	AGG	LF	BKV	LSB	FB	FN	FH	DDL	MA
Flottenbetreiber													
Fahrzeugnutzer													
Fahrzeughersteller													
Datendienstleister													
Mobilitätsanbieter													

Legende:	1	Netzanschluss	8	Messung	15	Abrechnung
	2	Bilanzkreiszuordnung	9	Datenaustauch	16	Lieferantenrahmenvertrag
	3	Fahrplanmanagement	10	Steuerzugriff	17	Redispatch
	4	Regelleistung (Präqualifikation / Angebot)	11	Lieferantenwechsel	18	Engpassmanagement
	5	Stromliefervertrag / Bezugsvertrag	12	Regelenergievertrag	19	Market Coupling
	6	Messstellenbetrieb	13	Netznutzung	20	Energieausgleich
	7	Wechsel MSB/MDL	14	Bilanzierung / MaBiS	21	Bilanzkreisvertrag

Wie aus Abbildung 10 und Tabelle 4-3 zu erkennen ist, existieren zwischen den traditionellen Rollen und den Rollen im Zusammenhang mit Elektromobilität (grün hinterlegte Felder) nur zwei Anknüpfungspunkte. Zum einen zum Aggregator und zum anderen zum Ladestationsbetreiber. Ersterer besitzt drei Schnittstellen, zum Übertragungsnetzbetreiber, zum Bilanzkreisverantwortlichen und zu den Erzeugern. Der Ladestationsbetreiber besitzt ebenfalls drei Schnittstellen zu traditionellen Rollen. Eine Schnittstelle besteht zum VNB sowie zum Lieferanten und Messdienstleister. Das Bindeglied zwischen beiden Rollen stellt der Datendienstleister (oder auch EV-Poolbetreiber) dar. Alle drei Rollen werden im Folgenden genauer beschrieben.

4.1.2.1 Der Aggregator

Allgemein gesprochen ist der Aggregator ein Anbieter von Dienstleistungen für Stromerzeuger und –verbraucher. Dabei werden seine Produkte aus einem Pool von technischen Einheiten, d.h. dezentralen Erzeugern und Verbrauchern, generiert. Die Anlagenpools können auch Elektrofahrzeuge umfassen. Die Anforderungen zur Erstellung der Produkte, d.h. die Angebotsgröße sowie die zeitliche Verfügbarkeit, werden an den Datendienstleister übermittelt, der die Elektrofahrzeuge im Sinne des Aggregators steuert (siehe Kapitel 4.1.2.3). Im Fall der Elektromobilität erstrecken sich die Produkte auf den Regelleistungsmarkt, vornehmlich Sekundärreserveleistung. Durch die Teilnahme am Regelleistungsmarkt erfolgt die Anbindung an den ÜNB. Der Aggregator agiert als Anbieter von Sekundärreserveleistung und hat somit einen Vertrag mit dem Anschluss-ÜNB abzuschließen. Da er in dieser Tätigkeit Energiemengen handelt, sind diese auch zu bilanzieren. Unter der Annahme, dass der Aggregator keinen eigenen Bilanzkreis besitzt, ist er durch den BKV einem Bilanzkreis zuzuordnen. Als Aggregator bietet er Produkte an, die nicht zwingend rein über Elektrofahrzeuge generiert werden. Auch traditionelle oder

alternative Erzeugungsanlagen können dazu verwendet werden. Dafür muss der Aggregator einen Regelenergievertrag mit Erzeugern abschließen, die ihre Energieproduktion bei Bedarf kurzfristig an die Anforderung des Aggregators anpassen können. Der Aggregator ist somit mit einem Betreiber eines virtuellen Kraftwerks vergleichbar.

Tabelle 4-4: Rollenbeschreibung Aggregator

Produktbeschreibung: Anbieten von Dienstleistungen für Stromerzeuger und -verbraucher (=Kunden), die das Zusammenfassen mehrerer, vornehmlich dezentraler Erzeuger und Verbraucher (=technische Einheiten) zu Anlagenpools beinhaltet, um daraus einen Mehrwert für die Kunden zu generieren. In die Anlagenpools können auch EV integriert werden, wodurch die kleinsten technischen Einheiten eine elektrische Leistung von ca. 3,6 kW aufweisen.		
Bereich	**Baustein**	**Ausprägung**
Produkt	1. Wertangebot	- Bindet EV-Fahrzeugpool ins virtuelle Kraftwerk ein und vermarktet flexible Verbrauchs- und Erzeugungsleistung in Kombination von anderen Anlagen o Über die Vermarktung von Netzdienstleistungen entsteht ein finanzieller Mehrwert für EV-Nutzer, die dafür ihre Flexibilität beim Laden zur Verfügung stellen Zu diesen Netzdienstleistungen zählen: Systemdienstleistungen an ÜNB o Lastmanagementmaßnahmen für den VNB
Infrastruktur	2. Schlüsselaktivitäten	- Vermarktung der Erzeugungs- und Verbrauchsflexibilität - Optimierung der verschiedenen Vermarktungsoptionen gegeneinander - Anforderungsanalyse für Produkte
	3. Schlüsselressourcen	- Personal mit Kompetenzen im Bereich der Energiewirtschaft und Koordinationstalent - Durch große Anzahl technischer Einheiten sind leistungsfähige Kommunikations- und Abrechnungssysteme notwendig
	4. Schlüsselpartnerschaften	- Rahmenverträge mit den Übertragungsnetzbetreibern - Kontakte zu Verteilnetzbetreibern - Kooperationen mit EV-Pool-Betreibern (OEMs, Energieversorger, etc.) - Kooperationen und Vermarktungsverträge mit EV-Nutzern (Einzelnutzer, Flottenbetreiber, ggf. OEMs, etc.) - Wenn Aggregator nicht gleichzeitig Stromversorger: Vereinbarungen zum Bilanzkreismanagement mit den Stromversorgern der EV-Nutzer
Kunden/-Schnittstellen	5. Kundensegment	- EV-Pool-Betreiber - EV-Nutzer - EV-Flottenbetreiber
	6. Kanäle	- EV-Kundenakquise über Kooperationen mit OEMs, Flottenbetreibern - Regelmäßige Kundenkommunikation (nur) zur Übermittlung der für die Vermarktung notwendigen Informationen (z.B. durch Smart-Phone-App)

	7. Kundenbeziehung	- Zuverlässiges Agieren im Hintergrund mit eher wenig persönlichem Kontakt, da große Anzahl von Kunden und geringem Erlöspotential pro Kunde - Dienstleistungen sind aber erklärungsbedürftig
Finanzen	8. Kostenstruktur	- Investition: IT-Systeme für Marktzugang und Abrechnung - Fixkosten: Personalkosten, Miete - Variable Kosten: Erlösbeteiligung der Kunden
	9. Erlösquellen	- Einnahmen aus der Bereitstellung und Erbringung von Regelleistung

4.1.2.2 Der Ladestationsbetreiber

Der Ladestationsbetreiber ermöglicht dem Fahrzeugnutzer das Beladen eines Elektrofahrzeugs über eine Ladestation. Dabei agiert er als Anschlussnehmer und Anschlussnutzer und hat in diesem Sinne einen Netzanschlussvertrag mit dem VNB abzuschließen. Für die Beschreibung des Ladestationsbetreibers ist eine Unterscheidung zwischen dem öffentlichen und privaten Laden vorzunehmen.
Der Betreiber einer öffentlichen Ladestation ist ein unabhängiger Akteur, welcher einer Vielzahl von Fahrzeugnutzern das Beladen ihres EVs ermöglicht. Die Ausübung der Rolle des Ladestationsbetreibers kann bspw. durch Lieferanten, Betreiber von Parkhäusern, Vermieter von Wohnhäusern (mit Gemeinschaftsgarage) oder großen Industrieunternehmen wahrgenommen werden. Hierbei ist die Doppelrolle als Anschlussnehmer und –nutzer aus energiewirtschaftlicher Sicht sinnvoll, da sonst der Fahrzeugnutzer (als Anschlussnutzer) sich seinen Stromlieferanten an der Ladesäule selber wählen könnte. Diese Form des Lieferantenwechsels ist über die aktuellen Prozesse nicht abbildbar (71). Daher schließt der Ladestationsbetreiber einen Stromliefervertrag mit einem Lieferanten, der ihn mit Strom versorgt, um den Fahrzeugnutzern das Beladen ihrer Fahrzeuge zu ermöglichen. Die gelieferten Strommengen sind zu bilanzieren, daher ist es erforderlich, dass diese Menge erfasst und an den VNB übermittelt werden. Das ist die Aufgabe des Messstellenbetreibers, der gleichzeitig die Funktion des Messdienstleisters übernimmt. Dabei werden Daten erfasst, welche die Abwicklung der energiewirtschaftlichen Prozesse gewährleisten, vornehmlich die Energiemengenabrechnung, die Netznutzung und Bilanzierung.
Wird das private Laden betrachtet, welches im Pilotbetrieb des Projektes „Gesteuertes Laden 3.0“ umgesetzt wird, ergeben sich einige Änderung. Beim privaten Laden (Einfamilienhaus) ist die Ladestation in der Garage des Fahrzeugnutzers installiert (Wallbox). Ist der Fahrzeugnutzer gleichzeitig Besitzer der Wallbox, übernimmt er die Rolle des Ladestationsbetreibers, d.h. ihm obliegt die Wahl des Lieferanten zur Versorgung des EVs mit Strom. Für den Fall, dass die Ladestation im Besitz des Lieferanten, Vermieters oder Fahrzeugherstellers ist, übernimmt dieser die Rolle des Ladestationsbetreibers und auch Anschlussnehmers. In der nachfolgenden Rollenbeschreibung ist der Fahrzeugnutzer weiterhin der Anschlussnutzer (wie Pilotbetrieb) und entscheidet über den Lieferanten. Da hier ein 1 zu 1 –Verhältnis zwischen Anschlussnehmer und –nutzer vorherrscht, entspricht diese Konstellation den Prozessen des aktuellen Rollenmodells. Bei der Vermarktung von Netzdienstleistungen ist der Ladestationsbetreiber (hier EV-Nutzer) ein sog. Prosumer, der dabei als einer von vielen EV-Nutzern Flexibilität im Ladeprozess bereitstellt.

Tabelle 4-5: Rollenbeschreibung Ladepunktbetreiber

Bereich	Baustein	Ausprägung
Produkt	1. Wertangebot	- Erbringt durch das gesteuerte Laden Flexibilität für den Vermarkter von Netzdienstleistungen z.B. Aggregator
Infrastruktur	2. Schlüsselaktivitäten	- Anstecken des Fahrzeuges bei Ankunft an der Wallbox - Eingabe per HMI (z.B. SmartPhone), wann EV-Nutzer das Fahrzeug mit welchen Mindest-SOC wieder benötigt
	3. Schlüsselressourcen	- SmartPhone App - Kommunikationsfähige Wallbox - Kommunikationsfähiges EV
	4. Schlüsselpartnerschaften	- Ggf. andere potenzielle Fahrzeugnutzer (z.B. Familienmitglieder)
Kunden/-Schnittstellen	5. Kundensegment	- Privatkunden/ Firmenkunden
	6. Kanäle	- Abhängig vom Anbieter des gesteuerten Ladens
	7. Kundenbeziehung	- EV-Nutzer unterhält Kundenbeziehung zum Anbieter des gesteuerten Ladens
Finanzen	8. Kostenstruktur	- Zeit, die der EV-Nutzer aufbringt, um Eingaben für gesteuerten Ladeprozess zu tätigen - Ggf. Mehrkosten durch kommunikationsfähige Wallbox/ Fahrzeug
	9. Erlösquellen	- EV-Nutzer erhält Benefit für Bereitstellung seiner Flexibilität

4.1.2.3 Der Datendienstleister

Der Datendienstleiser aggregiert die Daten der einzelnen EVs (z.B. Verfügbarkeiten, Ladestatus, Kundenwünsche) innerhalb eines definierten EV-Pools und steuert den EV-Pool so, dass dieser dem Aggregator für einen Leistungsabruf als aggregierte Anlage bereitsteht, wobei die Wünsche und Anforderungen der Fahrzeugkunden bzw. des Verteilnetzbetreibers gewahrt bleiben. Er kann somit auch als Poolbetreiber bezeichnet werden. Der Datendienstleister verbindet die physikalische Ebene (Elektrofahrzeuge/ Ladestationen) mit der energiewirtschaftlichen Ebene (Aggregator). Zu seinen Aufgaben gehören das Zusammenfassen und Aufbereiten der technischen Parameter und Kundenanforderungen, welche über die Ladestation und Fahrzeug erfasst werden. Diese Parameter gleicht er mit den Anforderungen des Aggegrators bezüglich der Generierung von Produkten für den Strommarkt ab. Darauf aufbauend erstellt er einen Fahrplan zum Beladen der Fahrzeuge seines Pools, um die gewünschte Energie (positiv oder negativ) zum gewünschten Zeitpunkt und für die gewünschte Zeitdauer zur Verfügung zu stellen.

Tabelle 4-6: Rollenbeschreibung Datendienstleister

Bereich	Baustein	Ausprägung
Produkt	1. Wertangebot	- Pooling von Elektrofahrzeugen als aggregierte technische Anlage zur nachgelagerten Vermarktung - Bereitstellung von Kapazitäten - Anbieten von aufbereiteten EV-Daten z.B. an Aggregator/ EV-Nutzer
Infrastruktur	2. Schlüsselaktivitäten	- Datenerfassung und –aggregation - Datenaufbereitung - Fahrplanerstellung - Steuerung eines EV-Pools
	3. Schlüsselressourcen	- Mess- und Kommunikationstechnik - Monitoringssystem - Steuerzugriff auf Fahrzeuge
	4. Schlüsselpartnerschaften	- Ladestationsbetreiber - EV-Nutzer - Messstellenbetreiber/ Messdienstleister - Flottenbetreiber
Kunden/-Schnittstellen	5. Kundensegment	- Aggregator - Betreiber virtueller Kraftwerke
	6. Kanäle	- Automatisierte Schnittstellen zu Aggregator - Elektronischer Informationsaustausch
	7. Kundenbeziehung	- Automatisierte Prozesse für Datenübermittlung und Erzeugung von Poolkapazitäten - Bilateraler Vertrag mit Aggregator
Finanzen	8. Kostenstruktur	- Investition: IT-Systeme für Poolsteuerung und Kommunikation, Monitoringsysteme - Fixkosten: Personalkosten, Miete - Variable Kosten
	9. Erlösquellen	- Vergütung durch Aggregator

4.1.3 Zusammenfassung

Durch die Integration von Elektrofahrzeugen in den Energiemarkt entstehen neue Rollen, die es zu beschreiben galt. Dabei lassen sich zwei Arten unterscheiden. Zum einen Rollen, die traditionelle Rollen ersetzen und zum anderen Rollen, die neu in den Markt eintreten und deren Aufgaben entsprechend zu definieren sind. Zur ersten Kategorie zählen der Ladepunktbetreiber, der Fahrzeugnutzer und der Datendienstleister. Der Ladepunktbetreiber ersetzt den Anschlussnehmer, der Fahrzeugnutzer den Anschlussnutzer und der Datendienstleister den Messdienstleister. Die Fahrzeughersteller, Flottenbetreiber und Mobilitätsanbieter existieren in anderen Bereichen bereits, agieren über die Elektrofahrzeuge erstmals auch auf dem Energiemarkt. Eine Zwischenstellung nimmt der Aggregator ein, der einerseits als Händler agiert und Produkte am Markt anbietet und andererseits als Dienstleister auch einen Mehrwert für Erzeuger und Verbraucher schafft.
Alle genannten Rollen mit ihren Aufgaben und Beziehungsgeflechten garantieren eine Integration der Elektromobilität in den Energiemarkt ohne dessen Rahmenbedingungen zu verletzen.

4.2 Vergütungsmodell

Für die Anwendung im Probebetrieb wurde ein Geschäftsmodell entwickelt, das die Teilnehmer am Probebetrieb für ein systemdienliches Verhalten entsprechend mit Vergütungen belohnt, damit die Elektrofahrzeuge möglichst planbar und pünktlich an die Wallbox angeschlossen werden und zur Netzstabilisierung (Regelenergieerbringung) beitragen können.

4.2.1 Funktionsweise des Vergütungsmodells

Basis für das entwickelte Incentivierungsmodell sind die Ergebnisse aus der im TP5 (Nutzerforschung) durchgeführten Nutzerpräferenzmessung. Den Teilnehmern wird im Rahmen des Probebetriebs eine SmartPhone App zur Verfügung gestellt, mit der es ihnen möglich ist am Gesteuerten Laden teilzunehmen. Mit Hilfe der App können die Teilnehmer den Ladestatus ihres Fahrzeuges verfolgen, Auswertungen einsehen und Eingaben z. B. zu ihren geplanten Abfahrtszeiten machen, welche helfen den Ladevorgang hinsichtlich der Netzstabilisierung zu optimieren. Siehe dazu nachfolgend einen Screenshot der App (siehe Abbildung 11). Weitere Ausführungen zur App sind dem Endbericht von TP 5 (TU Chemnitz) zu entnehmen.

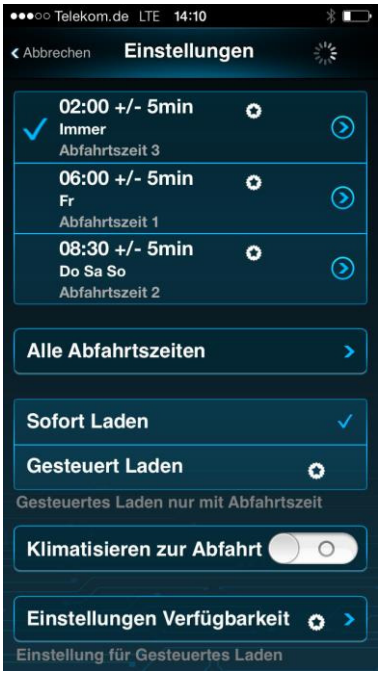


Abbildung 11: App Screenshot zum Einstellen der Abfahrtszeit

Für jeden gesteuert erfolgten Ladevorgang erhalten die Teilnehmer Punkte. Jeweils alle zwei Wochen erhalten sie auf Basis der bis dahin gesammelten Punkte eine Gutschrift auf die Stromrechnung. Eine hohe Punktzahl bedeutet dabei, dass die Teilnehmer mit ihrem Verhalten die Stabilisierung des Netzes optimal unterstützen, und sie eine höhere Gutschrift auf ihre Stromrechnung erhalten. Um die maximale Punktzahl von 40 Punkten zu erhalten, müssen die Teilnehmer in vier Kriterien die volle Punktzahl erreichen. Punkterelevante Kriterien geordnet nach ihrer Gewichtung sind:

- **Ansteckdauer** innerhalb der Zeiträume - Die Zeiträume für das Sammeln von Punkten sind wochentags von 20:00 Uhr bis 08:00 Uhr und am Wochenende von 08:00 Uhr samstags bis 08:00 Uhr montags. Die maximale Punktzahl erhält der Teilnehmer, wenn er seine Abfahrtszeit so einstellt, dass das Fahrzeug mind. 12h innerhalb dieser Zeiträume an die Wallbox angeschlossen bleibt. (Gewichtung: 50%)
- **Flexibilität** - Die Flexibilität gibt an, wie viele Minuten eher das Fahrzeug von der Wallbox abgesteckt werden kann, ohne die Punkte für den Ladevorgang zu verlieren. Die maximale Punktzahl erhält der Teilnehmer, wenn er seine Abfahrtszeit mit der geringsten Flexibilität von 5min plant. (Gewichtung: 20%)

- **Mindestladung** - Die Mindestladung gibt an, auf welchen Batteriestand das Fahrzeug zur geplanten Abfahrtszeit geladen werden soll. Die maximale Punktzahl erhält der Teilnehmer, wenn er zur geplanten Abfahrtszeit eine minimale Mindestladung von 50% einstellt auch wenn der aktuelle Batteriestand höher ist, als seine eingestellte Mindestladung. (Gewichtung: 20%)
- **Sicherheitsladung** - Die Sicherheitsladung gibt an, auf welchen Batteriestand das Fahrzeug direkt nach dem anstecken geladen werden soll. Die maximale Punktzahl erhält der Teilnehmer, wenn er die Sicherheitsladung auf den geringsten Wert von 30% einstellt auch wenn der aktuelle Batteriestand höher ist, als seine eingestellte Sicherheitsladung. (Gewichtung: 10%)

Abbildung 12 verdeutlicht die Einstellungsmöglichkeiten der Mindest- und Sicherheitsladung. Mit der Mindestladung erhalten die Nutzer die Sicherheit, dass die Batterie zum Abfahrtszeitpunkt eine Ladung zwischen 50 und 100% hat, um den Mobilitätsbedarf des Nutzers Rechnung zu tragen. Die Sicherheitsladung hingegen stellt sicher, dass das Fahrzeug nach Anstecken sofort auf einen Wert zwischen 30 und 45% geladen wird, damit dem Nutzer jederzeit die Sicherheit gegeben werden kann, das er sein Fahrzeug für den Fall der Fälle nutzen kann.

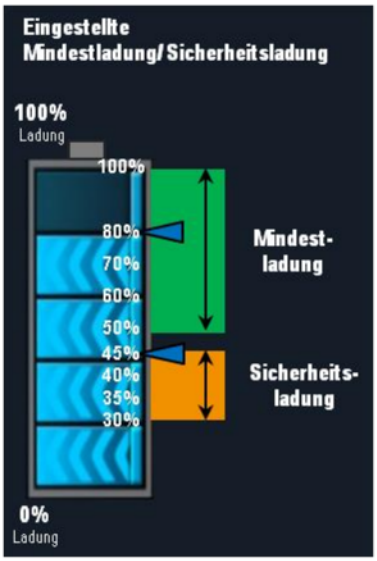


Abbildung 12: Einstellungsmöglichkeiten Mindestladung und Sicherheitsladung

Der Teilnehmer erhält keine Punkte für einen Ladevorgang, wenn sein Fahrzeug keinen Ladebedarf hat (Batteriestand > 95%), er die Option Sofortladen ausgewählt hat, er weniger als 6 Stunden innerhalb der oben genannten Zeiträume angesteckt bleibt oder er sein Fahrzeug früher als geplant unter Berücksichtigung seiner eingestellten Flexibilität und einer 5minütigen Toleranz von der Wallbox absteckt. Zudem sind punktrelevante Änderungen seines Ladevorganges nur bis zu 8h vor seiner letzten eingegeben geplanten Abfahrtszeit möglich. Falls sein Fahrzeug einen Ladestand von 100% vor seiner geplanten Abfahrtszeit erreicht hat, kann er dieses ohne Punkteverlust abstecken. Außerdem ist ein späteres Abstecken unproblematisch und führt zu keinem Punkteverlust, ggf. verschenkt er jedoch Punkte bei der Ansteckdauer und das Fahrzeug hätte länger für die Netzstabilisierung bereit stehen können.

4.2.2 Berechnungsalgorithmus

Falls die Teilnehmer sich optimal verhalten, können sie eine theoretische Maximalpunktzahl von 680 Punkten innerhalb des Abrechnungszeitraumes (zwei Wochen) erreichen. Da aber nicht davon auszugehen ist, dass diese Maximalgrenze erreicht wird, wurde die Bemessungsgrenze auf 560 Punkte festgelegt. Um die Höhe von 560 Punkten zu erreichen, müssen die Teilnehmer theoretisch jeden Tag einen Ladevorgang (14 Ladevorgänge) mit der Maximalvergütung von 40 Punkten abschließen. Die nachfolgende Grafik verdeutlicht dies (siehe Abbildung 13).

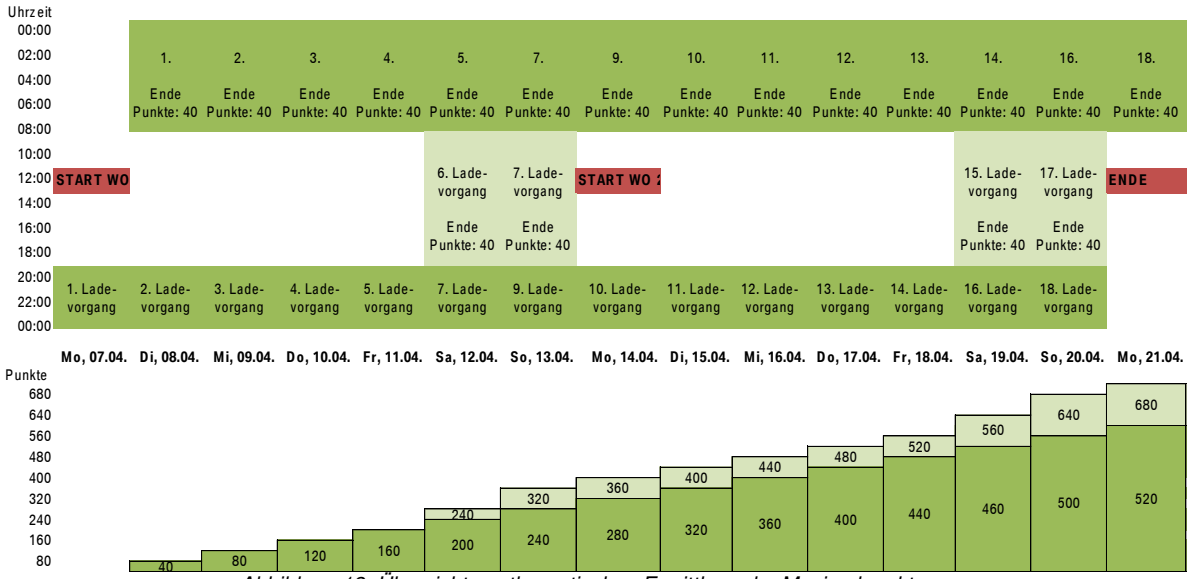


Abbildung 13: Übersicht zur theoretischen Ermittlung der Maximalpunkte

Für die zweiwöchige Gutschrift war zu klären, in welcher Form und in welcher Höhe die Teilnehmer diese erhalten. Dazu wurden bestehende Vergütungssysteme wie Miles & More, Payback und andere Bonussysteme verglichen und bewertet. Alle Vergütungssysteme setzen eine regelmäßige, teilweise zeitlich begrenzte Teilnahme ihrer Kunden voraus. Der Nutzen aller Vergütungssysteme für die Kunden ist ein finanzieller Vorteil in Form von Prämien, Rabatten, Gutscheinen oder Barauszahlungen. Die Grundintention der Anbieter ist der Anreiz ihrer Kunden zum Konsum bzw. zur Kundenwerbung und -bindung. Bei den wenigsten Modellen konnten die gesammelten Punkte in Eurogeldbeträge umgerechnet werden, d.h. ein gesammelter Punkt hatte keinen festen Euroumrechnungswert. Zudem waren die gesammelten Punkte immer vom individuellen Verhalten der Nutzer abhängig.
Im Gegensatz zu den im Markt gewöhnlichen Vergütungssystemen wurde im TP3 eine feste Umrechnung von 2ct pro Punkt festgelegt. Damit wurde den im Rahmen vom TP5 erhaltenen Nutzerpräferenzen insofern Rechnung getragen, dass den Teilnehmer eine direkte nachvollziehbare Gutschrift je Ladevorgang gegeben werden kann. Damit lässt sich die jeweils erzielte Gutschrift pro Ladevorgang direkt ins Verhältnis zu den Kosten des Ladevorgangs setzen. Bei einer täglichen gefahren Kilometerleistung von 45 km und einem Strompreis von 28ct/ kWh beträgt die Gutschrift bei maximaler Punktzahl von 40 Punkten 0,80 EUR und hat damit einen Anteil von ca. 32% an den Stromkosten i.H.v. 2,52 EUR.

4.2.3 Validierung

Diese theoretischen Annahmen wurden im Jahr 2014 in zwei Feldtestphasen mit je 10 Kunden überprüft. Dabei wurden die Kunden mit Beginn der zweiten Phase gewechselt. Die Phasen erstreckten sich auf 10 Wochen (Phase 1: 12.05. bis 21.07.2014) bzw. 12 Wochen (Phase 2: 13.10.2014 bis 19.01.2015). Im Vordergrund der Auswertung standen der Ladeenergiebedarf, um das Potenzial für den Regelleistungsmarkt abzuschätzen, und die Höhe der Gutschriften, um den Kundenanreiz zu bewerten. Wie Tabelle 4-7 zeigt, weichen die real erzielten Gutschriften stark von den maximal möglichen Gutschriften in Höhe von 25€ pro Monat und Kunde ab. Mit knapp 12 € pro Monat wird nur rund die Hälfte der möglichen Gutschrift erzielt. Dementsprechend ist auch die Ladeenergie und somit das Potenzial für den Regelleistung minimiert (ca. 60%). Das führt im Umkehrschluss dazu, dass größere Fahrzeugpools nötig sind, um ein definiertes Leistungsband anbieten zu können.

Tabelle 4-7: Auswertung Feldtestphasen 1 und 2

4 Wochen Zeitraum [pro Kunde]	**Phase 1**		**Phase 2**	
	theoretisch	real	theoretisch	real
Gutschriften	25 €	5,90 €	25 €	11,90 €
Ladeenergie	340 kWh	160 kWh	340 kWh	198 kWh

5 AP 3.4. – Wirtschaftlichkeitsberechnung

Neben dem Nutzen, welcher durch das Geschäftsmodell entsteht, bringt es auch Kosten mit sich, welche der Geschäftsmodellinhaber zu tragen hat. Aus der Gegenüberstellung von Kosten und Nutzen ermittelt sich die Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells. Die Wirtschaftlichkeit wird u.a. bestimmt von der zukünftigen Entwicklung des Energiemarktes, welche anhand von Szenarien dargestellt wird. Für die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit wird dieses Arbeitspaket in folgende Aktivitäten unterteilt.

- AK 3.4.1 – Umfeldanalyse
- AK 3.4.2 – Szenariendefinition und Modellkonzeption
- AK 3.4.3 – Modellumsetzung
- AK 3.4.4 – Auswertung der Wirtschaftlichkeitsberechnung

AK 3.4.1 – Umfeldanalyse
Die Umfeldanalyse umfasst zwei Themenschwerpunkte. Zum einen die Bewertung des technischen und rechtlichen Umfelds für die Einführung von Geschäftsmodellen im Zusammenhang mit dem Gesteuerten Laden. Diese wird in der Nutzwertanalyse und der damit verbundenen Geschäftsmodelldatenbank umgesetzt. Anderen dient das Arbeitspaket der Schaffung von Grundlagen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung. Das bedeutet, es wird recherchiert, welche Ansätze und Methoden zur Wirtschaftlichkeitsberechnung genutzt werden und wie diese im Bereich der Energiewirtschaft umgesetzt sind. Weiterhin sind die relevanten Kosten- und Nutzen zu bestimmen und die Szenarien für Berechnung zu entwickeln.

5.1.1 Geschäftsmodelldatenbank

5.1.1.1 Ziel und Vorgehen

Ziel dieses Abschnittes ist Entwicklung einer allgemeinen Methode zur Bewertung von Geschäftsmodellen im energiewirtschaftlichen Hintergrund. Dabei sind quantitative und qualitative Faktoren zu identifizieren, welche eine Bewertung der Kosten und des Nutzens von Geschäftsmodellen und Technologien im Energieversorgungssystem ermöglichen. Vergleichbare Ansätze aus anderen Branchen (IT, Maschinenbau, Kommunikation, Verkehr) sind zu betrachten.
Die Bewertung der Geschäftsmodelle erfolgt anhand einer Nutzwertanalyse. Die Nutzwertanalyse dient der Beurteilung von Investitionen, welche durch eine Vielzahl von schwer quantifizierbaren Kriterien beschrieben wird. Dabei werden folgende Arbeitsschritte durchlaufen:

1. Aufstellen eines Zielsystem, d.h. Zusammenstellen der Zielkriterien für die Beurteilung der Investitionen
2. Gewichtung der Zielkriterien (bzgl. der Auswirkung auf die Investition)
3. Ermittlung Zielwert (Erfüllungsgrad der Zielkriterien)
4. Bestimmen der Nutzwerte pro Alternative
5. Erstellen einer Rangfolge der Investitionen

Für die Arbeiten wird die Investition mit der Umsetzung des Geschäftsmodells gleichgesetzt. Die Methodik des Ansatzes wird in Abbildung 14 verdeutlicht. Die Umsetzung der Geschäftsmodelldatenbank wird sowohl über den Top Down Ansatz als auch den Bottom Up Ansatz realisiert. Top Down werden die bestehenden Bewertungsansätze in diversen Branchen analysiert und auf das Modell übertragen. Ziel ist die Erfassung übergreifender Kriterien, durch welche sämtliche Geschäftsmodelle beschrieben werden können (allgemeiner Ansatz). Über den Bottom Up Ansatz werden gezielt Kriterien für spezifische Geschäftsmodelle ermittelt (spezifischer Ansatz) und somit der allgemeine Ansatz erweitert.

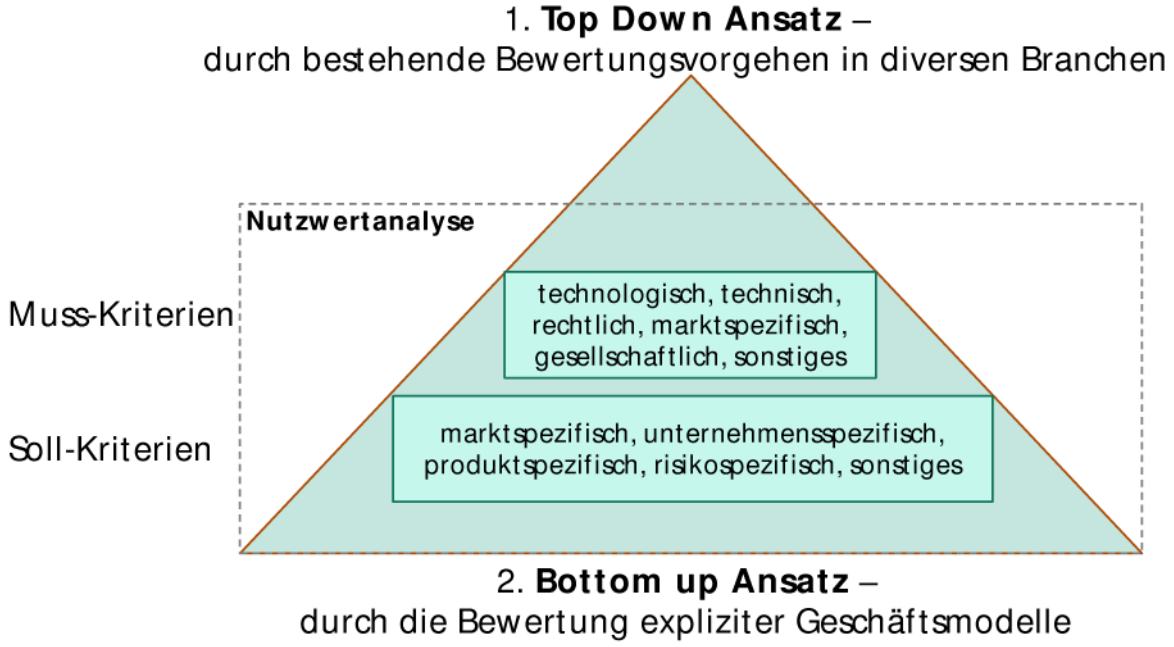


Abbildung 14: Methodik der Nutzwertanalyse

Wie dieses Vorgehen im entwickelten Modell umgesetzt wird, wird im nachfolgenden Abschnitt beschrieben.

5.1.1.2 Umsetzung der Nutzwertanalyse

Das Modell zur Nutzwertanalyse (Geschäftsmodelldatenbank) ist in drei Abschnitte gegliedert. Abschnitt 1 enthält Fragen zur Beschreibung des Geschäftsmodells. Dadurch soll ein allgemeines Verständnis des Geschäftsmodells erreicht werden. Im zweiten Abschnitt werden die Ausschlusskriterien identifiziert und deren Erfüllung für das betreffende Unternehmen bewertet. Dieser Abschnitt unterteilt sich in verschiedene Kategorien:

- Technologisches Umfeld
- Technische Machbarkeit
- Rechtliche Rahmenbedingungen
- Der Markt
- Das Unternehmen
- Weitere Ausschlusskriterien

Der dritte Abschnitt befasst sich mit der eigentlichen Bewertung des Geschäftsmodells. Auch dieser Abschnitt ist in Kategorien unterteilt:

- Technologisches Umfeld
- Rechtliche Rahmenbedingungen
- Der Markt
- Produkt / Dienstleistung
- Das Unternehmen
- Risiko
- Finanzen

Die Anwendung des Modells soll im Folgenden kurz erklärt werden. Zur Veranschaulichung werden die Fragen aus Abschnitt 1 für das Beispiel „Verkauf von elektrischer Energie“ in

Tabelle 5-1 beantwortet.

Tabelle 5-1: Beschreibung des GM "Verkauf von elektrischer Energie"

Fragestellung	Antwort
Welche Aktivität generiert den Kundennutzen?	• Kostengünstiges Angebot von elektrischer Energie • Kundenspezifische Preisgestaltung (fix, variabel)
Welches Problem wird gelöst?	• Preisreduzierung für das homogene Gut Strom • Unkomplizierte Zahlungsmodalitäten • Service und Erreichbarkeit
Für welche Kundensegmente soll der Nutzen gestiftet werden?	• Verkauf von elektrischer Energie an Letztverbraucher (Haushalte, Gewerbe, Industrie)

Welche Ressourcen werden benötigt?	• Online Web Portal
	• Human
	  o Umgang mit Preisbildungsmechanismen
	  o Explizites Vertriebsknowhow
	  o Online IT Kenntnisse für Homepage
	  o Marktzugang/Kauf von Energie auf den Märkten
	• Informationen (Verträge, Marktinteraktionen)

Wer sind die Schlüsselpartner?	• Kunden (Haushalte, Gewerbe) • Energieerzeuger • Energiemärkte (Intraday Markt, Day Ahead, Börse EEX, Rahmenverträge) • Verteilernetzbetreiber • Bilanzkreisverantwortlicher
Welche Absatzkanäle sollen bedient werden?	• Online – Website • Verkaufsniederlassung
Wie wird die Kundenbeziehung aufgebaut, gehalten?	• Online Marketing • Vergleichsplattformen • Informationen der Kunden
Was sind die Kostentreiber?	• Transaktionskosten mit den Kunden (Personal/ Kunde) • Kauf von Energie auf den Märkten
Was generiert den Umsatz?	• Verkauf der Energie an Endabnehmer • Preismodelle (fix vs. variabel)

Nachdem die Beschreibung des Geschäftsmodells erfolgt ist, sind Abschnitt 2 und 3 des Modells zu bearbeiten.

Es erfolgt die Beantwortung des 2. Teils (KO-Kriterien), indem die Faktoren als essentiell oder nicht relevant bewertet werden. Es gibt nur die Unterscheidungsmöglichkeiten "KO" oder "-" (kein KO-Kriterium) Bei essentiellen Faktoren gilt es zu prüfen, ob dieser Faktor für das spezielle Unternehmen erfüllt ist. Dann ist er mit ja zu bewerten, andernfalls mit nein.

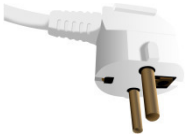
Im 3. Abschnitt sind die Kann-Kriterien auszufüllen. Die Kriterien erfassen die jeweiligen Unterpunkte zu den Kategorien. Der Anwender sollte im ersten Schritt entscheiden, ob das Kriterium für das Geschäftsmodell relevant, vernachlässigbar oder irrelevant ("-") ist. Dazu ist die Spalte "Klassifizierung des Kriteriums" auszufüllen. Im nächsten Schritt ist für die relevanten und vernachlässigbaren Kriterien eine

Gewichtung zu wählen, wie stark das Vorhandensein oder das Fehlen auf das Geschäftsmodell eine Auswirkung hat. Dazu ist die Spalte „Gewichtung“ auszufüllen. Die vorgegebenen Werte variieren zwischen 1 und 5, wobei 1 geringe Auswirkung und 5 hohe Auswirkung auf die Umsetzung des Geschäftsmodells bedeutet. Dementsprechend ist eine Gewichtung einzutragen. Im dritten Schritt ist die Erfüllung des Kriteriums zu bewerten, d.h. inwieweit ist das Kriterium beim Geschäftsmodellbetreiber umgesetzt. Dieses ist ebenfalls mit einer Skala von 1-5 abgebildet (1... geringe Erfüllung, 5... hohe Erfüllung).
Bei besonderen Kriterien werden spezielle Ausprägungen abgeprüft, welche mit ja bzw. mit nein bewertet werden. Das übergeordnete Kriterium kann daher nicht selbst bewertet werden, sondern die Bewertung ergibt sich automatisch aus der Verteilung der Ja- und Nein-Einträge.
Für jede Kategorie werden Berechnungsfaktoren gebildet, die sich als Produkt aus Erfüllung des Kriteriums und dem normierten Gewicht ergeben. Das normierte Gewicht ist dabei abhängig von der Anzahl der ausgefüllten Kriterien je Kategorie und der Summe der Gewichte. Der Berechnungsfaktor schwankt somit zwischen 0 und 1. Um den Nutzwert für das Geschäftsmodell zu erhalten, wird der Mittelwert der Berechnungsfaktoren aller Kategorien ermittelt. 1 bedeutet, dass das Geschäftsmodell unter den aktuellen rechtlichen und technischen Rahmenbedingungen sowie den Ressourcen des umsetzenden Unternehmens sehr gut umsetzbar ist. 0 bedeutet, das Modell sollte nicht umgesetzt werden, da es sehr viele Risiken und Anpassungen erfordert.

5.1.1.3 Auswertung

In einer ersten Auswertung wurde das Geschäftsmodell Regelleistung durch drei Marktakteure (Fahrzeughersteller, Netzbetreiber und Stromlieferant) bewertet (siehe Tabelle 5-2). Das Modell zur Nutzwertanalyse ist ein Instrument zur Investitionsentscheidung. Vor diesem Hintergrund und aus den Nutzwerten für die einzelnen Akteure ergibt sich die Schlussfolgerung, dass ein Netzbetreiber dieses Geschäftsmodell einfacher als ein Fahrzeughersteller umsetzen kann. Den geringsten Nutzwert verzeichnete der Stromlieferant. Diese Aussagen sind jedoch nicht allgemeingültig, da sie sich auf die Bewertung einzelner Marktakteure beziehen.

Tabelle 5-2: Exemplarische Auswertung Nutzwertanalyse

Kategorie	**Automobilhersteller** 	**Lieferant** 	**VNB** 
Technologisches Umfeld	1	0.8	1
Rechtliche Rahmenbedingungen	0.25	0	0.2
Markt	0.52	0.51	0.72
Produkt / Dienstleistung	0.61	0.62	0.64
Unternehmen	0.8	0.68	0.84
Risiko	0.86	0.61	0.78
Finanzen	0.50	0.59	0.59
Gesamt	**0.65**	**0.54**	**0.68**

5.1.2 Übersicht Geschäftsmodelle

Dieser Abschnitt gibt eine Kurzübersicht über Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft, welche als Anwendung für Speichertechnologien möglich sind.

Tabelle 5-3: Charakterisierung von Geschäftsmodellen

Geschäftsmodell	Ziel	Akteur	Nutzen
Regelleistung	Anbieten von Produkten zur Lasterhöhung (negative Regelleistung) und Erzeugungserhöhung (positive Regelleistung) für Primär-, Sekundär- und Tertiärregeleistung	Aggregatoren, Energiehändler, Poolbetreiber, Kraftwerksbetreiber	Abschöpfung der Gewinnmarge am Regelleistungsmarkt, Minimierung der Energiebeschaffungskosten
Direktvermarktung EEG	Anbieten des Strom von EEG-Anlagen an der Strombörse oder Energiemarkt ohne den Bezug von EEG-Vergütung	Betreiber von EEG-Anlagen, Betreiber von virtuellen Kraftwerken	Abschöpfung der Gewinnmarge am Energiemarkt, wenn Strompreis größer als EEG-Vergütung
Lastmanagement	Anpassung des Verbrauchsprofils an das Erzeugungsprofil durch direkte Steuerung oder indirekte Preisanreize	Netzbetreiber, Lieferant, Poolbetreiber	Verringerung NE durch Bezug aus vorgelagerten Netzen, Senkung NE für Netznutzer
Einspeisemanagement	temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung von EEG-/KWK-Anlagen, um netzkritische Situationen zu vermeiden	Netzbetreiber	Erhöhung Netzstabilität und Versorgungssicherheit, Minimierung Bezug Regelleistung
Vermiedene Netzentgelte	Einspeisung von dezentralen Anlage ohne EEG-/KWKG-Vergütung, um Bezug aus vorgelagerten Netzen zu minimieren	EEG-/KWK-Anlagenbetreiber	Vergütung entsprechend der Höhe der vermiedenen NE aus vorgelagerten Netzen
Inselbetrieb	Energieversorgung unabhängig vom öffentlichen Stromnetz	Anlagenbetreiber, Inselnetzbetreiber	Vermeidung von Strombezugskosten
Eigenbedarf	Nutzung der Energie aus EEG-Anlagen zur Deckung des eigenen Stromverbrauch (hauptsächlich PV)	EEG-Anlagenbetreiber	Minimierung der Strombezugskosten
Vermeidung Netzausbau	Einhaltung der Bemessungsgrenzen der Netzbetriebsmittel (Leitungen, Trafos)	Netzbetreiber	Vermeidung/ Minimierung der Kosten für Netzausbau

Teilnahme Strombörse	Handel von Energiemengen am Energiemarkt ((a) Bezug von Energie → Portfoliomanagement, (b) Verkauf von Energie)	(a) Lieferant, Aggregator, Händler (b) Aggregator, Anlagenbetreiber, Händler	(a) Minimierung Strombezugs-kosten (b) Abschöpfung der Gewinnmarge am Energiemarkt
Bereitstellung Blindleistung	Kompensation von Blindleistung für Frequenzstabilität und Erhöhung Wirkleistung durch induktive Lasten (Trafos, Dreh- und Wechselstrommotoren) oder kapazitive Lasten (Kondensatoren, Schaltnetzteile) oder Wechselrichter	Betreiber von blindleistungsfähigen Anlagen	Vergütung gemäß Preisblatt der VNB oder über lokalen Markt
Demand Response	Anpassung des Verbraucher entsprechend Preissignale	Endkunde, Lieferant, Netzbetreiber, Poolbetreiber/ Aggregator	Günstigeren Strompreis, geringe Strombezugskosten , Senkung Spitzenlast → Verringerung Bezug aus vorgelagerten Netzen, Anbieten von Produkten
EEG-Vergütung	Unkontrolliertes Einspeisen von Strom aus EEG-Anlagen	EEG-Anlagenbetreiber	Vergütung gemäß EEG
Unterbrechbare Las-ten §14 EnWG	Reduktion der Netzentgelte für Freigabe von Lasten zur Steuerung durch den Netzbetreiber	Anlagenbetreiber (EEG, EVs)	Reduzierte Netznutzungsentgel te
Vehicle to Grid	Rückspeisung von Energie aus EVs in das Stromnetz	Poolbetreiber / Aggregator	Positive Regelleistung, Erlöse am Strommarkt
Second-Life Batterie	Weiterverwendung der Fahrzeugbatterie in anderen Anwendungen	Fahrzeugbesitzer, OEM	Erlöse durch Verkauf Batterie

5.1.3 Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Ziel dieses Abschnittes ist es einen Überblick über die existierenden Verfahren der Wirtschaftlichkeits-, oder Investitionsrechnung, zu geben. Hierzu ist es sinnvoll den Begriff der Investitionsrechnung zu definieren.

Die Investitionsrechnung ermittelt die Vorteilhaftigkeit einer Investition gegenüber einer Alternativinvestition oder eines Referenzwertes. Dabei ist sie abhängig von:

- Der Zahlungshöhe
- Dem Zinssatz des Investors
- Der zeitliche Verteilung der Zahlung (frühere oder spätere Auszahlung) (72)
-

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung basiert auf der Gegenüberstellung von Kosten/Leistung oder Einnahmen/Ausgaben oder Aufwand/Ertrag, dabei lassen sich die Verfahren in statische und dynamische Verfahren einteilen.
Nachdem die Methoden im folgenden Abschnitt kurz beschrieben werden, wird eine für die Energiewirtschaft geeignete Methode ausgewählt und an die Fragestellung dieses Arbeitspaketes angepasst.

5.1.3.1 Übersicht der Wirtschaftlichkeitsmethoden

Wie bereits oben erwähnt lassen sich statische und dynamische Verfahren unterscheiden. Bei statischen Verfahren werden Durchschnittswerte anstatt von Einzeldaten der Zahlungsströme verwendet. Gleichfalls wird eine zeitliche Gewichtung der Zahlungen anhand von Zinsfaktoren vernachlässigt. Zu den statischen Verfahren gehören (siehe
Tabelle 5-4):

- Kostenvergleichsrechnung
- Gewinnvergleichsrechnung
- Rentabilitätsrechnung (Return on Investment)
- Statische Amortisationsrechnung

Dynamische Verfahren betrachten mehrere Perioden der Zahlungsströme. Dabei werden diese Zahlungsströme anhand eines Zinsfaktors gewichtet (Ab- oder Aufzinsung). Zu den dynamischen Verfahren zählen:

- Kapitalwertmethode
- Interne Zinsfuß-Methode
- Annuitätenmethode
- Dynamische Amortisationsrechnung

Tabelle 5-4: Methoden der Wirtschaftlichkeitsberechnung

	Methoden	Beschreibung	Vorteilhaft, wenn
Statische Methoden (72)	Kostenvergleichsrechnung	Betrachtung der fixen und variablen Kosten mehrerer Investitionsalternativen. Anwendung bei Entscheidungsproblemen	Kosten der Investition geringer als Kosten einer Alternativinvestition
	Gewinnvergleichsrechnung	Einbeziehung der Kosten und Erlöse für Berechnung. Gewinn = Erlös – Kunden. Anwendung bei Entscheidungsinvestitionen oder Einzelinvestitionen	Gewinn der Investition ist größer als Alternativinvestition, Gewinn > 0
	Rentabilitätsrechnung (Return on Investment)	Rentabilität ist das Verhältnis zwischen dem Gewinn und dem durchschnittlich gebundenem Kapital einer Investition. Entscheidend ist die korrekte Bestimmung des Kapitaleinsatzes über die Nutzungsdauer	Rentabilität der Investition größer als die Mindestrentabilität ist
	Statische Amortisationsrechnung	Amortisationszeit ist die Zeit, die benötigt wird um den Kapitaleinsatz einer Investition aus Rückflüssen wiederzugewinnen. Durchschnittsrechnung, d.h. jährlich fallen Zahlungsströme in gleicher Höhe an	Amortisationszeit kleiner als Referenzwert (maximale Amortisationszeit)
Dynamische Methoden (72)	Kapitalwertmethode	Überprüfung der Vorteilhaftigkeit einer Investition durch Gegenüberstellung von Ein- und Auszahlungen abgezinst auf den Zeitpunkt t=0 (Kapital-; Barwert)	Kapitalwert > 0, d.h. barwertige Einzahlungen > barwertige Auszahlungen
	Interne Zinsfuß-Methode	Ermittlung der mittleren, jährlichen Rendite (Effektivverzinsung) einer Investition mit unregelmäßigen und schwankenden Erträgen. Anwendung bei Entscheidungsinvestitionen	interne Zinsfuß größer als Mindestzinsanforderung des Investors
	Annuitätenmethode	Gleichmäßige Verteilung aller mit einer Investition verbundener Zahlungen (Ein- und Auszahlung) auf die Nutzungszeit. Nutzung meist in Verbindung mit der Kapitalwertmethode	jährlicher durchschnittlicher Überschuss > 0 (Einzahlungen > Auszahlungen)
	Dynamische Amortisationsrechnung	Dynamische Amortisationszeit ist die Zeit, die benötigt wird, damit die Anschaffungszahlungen inklusive Verzinsungen wiedergewonnen werden	Amortisationszeit kleiner als Referenzwert (maximale Amortisationszeit)

	Methoden	Beschreibung	Vorteilhaft, wenn
Statische Methoden (72)	Kostenvergleichsrechnung	Betrachtung der fixen und variablen Kosten mehrerer Investitionsalternativen. Anwendung bei Entscheidungsproblemen	Kosten der Investition geringer als Kosten einer Alternativinvestition
	Gewinnvergleichsrechnung	Einbeziehung der Kosten und Erlöse für Berechnung. Gewinn = Erlös – Kunden. Anwendung bei Entscheidungsinvestitionen oder Einzelinvestitionen	Gewinn der Investition ist größer als Alternativinvestition, Gewinn > 0
	Rentabilitätsrechnung (Return on Investment)	Rentabilität ist das Verhältnis zwischen dem Gewinn und dem durchschnittlich gebundenem Kapital einer Investition. Entscheidend ist die korrekte Bestimmung des Kapitaleinsatzes über die Nutzungsdauer	Rentabilität der Investition größer als die Mindestrentabilität ist
	Statische Amortisationsrechnung	Amortisationszeit ist die Zeit, die benötigt wird um den Kapitaleinsatz einer Investition aus Rückflüssen wiederzugewinnen. Durchschnittsrechnung, d.h. jährlich fallen Zahlungsströme in gleicher Höhe an	Amortisationszeit kleiner als Referenzwert (maximale Amortisationszeit)
		(entspricht Kritischer Nutzungsdauer).	

Neben den klassischen Verfahren (siehe
Tabelle 5-4) können auch kombinierte Verfahren angewendet werden. Dazu zählen:

- Kritische-Werte-Analyse (Break-Even-Analyse)
- Kosten-Nutzen-Rechnung
- Nutzwertanalyse (73)

Die Kritische-Werte-Analyse beschreibt ein Verfahren, bei dem der kritische Wert berechnet wird, bei welchen die Erlöse und Kosten bezogen auf einer Variable (Absatzmenge) gleichgroß sind. Bei diesem Wert lohnt sich eine Investition gerade noch oder gerade erst. Das Verfahren stützt sich auf dynamische Verfahren (z.B. Kapitalwertmethode, Interne-Zinsfuß, Annuitätenmethode). Sie findet Anwendung zur Risikoabschätzung. Dabei können Aussagen getroffen werden, wieweit der Wert einer Variablen abweichen darf, damit sich Investition dennoch lohnt. Auch zur Auswahl zwischen mehreren Investitionen ist möglich, in dem der Bereich des Kritischen Wertes betrachtet wird.
Die Kosten-Nutzen-Analyse ist ein Instrument zur Entscheidungsunterstützung, welche die Kosten und Nutzen abgezinst gegenüberstellt. Dabei bedient sich die Methode dynamischer Berechnungsverfahren.
Die Nutzwertanalyse wird verwendet, wenn monetär schwer bewertbare Kriterien vorliegen. Es dient der Bestimmung der vorteilhaftesten Alternative, in dem die Alternativen parametrisiert und dadurch vergleichbar gemacht werden.
Nachdem die grundlegenden Verfahren kurz skizziert wurde, soll im nächsten Schritt eine für die Energiewirtschaft geeignete Methode ausgewählt werden.

5.1.3.2 Wirtschaftlichkeitsmethode für die Energiewirtschaft

Grundsätzlich wird für Investitionen im Bereich Energie die Verwendung von dynamischen Verfahren (eindimensional) oder der Nutzwertanalyse (mehrdimensional) für Einzelinvestitionen oder ein Mix aus mehreren Investitionsrechnungen empfohlen.
Die Europäische Union hat hierzu auch Empfehlungen gegeben. In ihrem „Guide to Cost Benefit Analysis of Investment Project" legt sie die Anwendung der Kosten-Nutzen-Rechnung dar. Das Verfahren soll sich der Kapitalwert- oder Internen Zinsfußmethode bedienen (74). Der gleichen Ausfassung ist die Europäische Kommission in ihrer „Empfehlung vom 9. März 2012 zu Vorbereitungen für die Einführung intelligenter Messsysteme" (75). Diese Empfehlung wird ebenfalls durch Ernst & Young in ihren Bericht zur „Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler" unterstrichen (76). Daher wird im Rahmen des Projektes „Gesteuertes Laden 3.0" das Verfahren der Kosten-Nutzen-Analyse unter Verwendung der Kapitalwertmethode verwendet.

Kosten-Nutzen-Analyse:

Das Vorgehen der Kosten-Nutzen-Analyse ist in Abbildung 15 dargestellt.

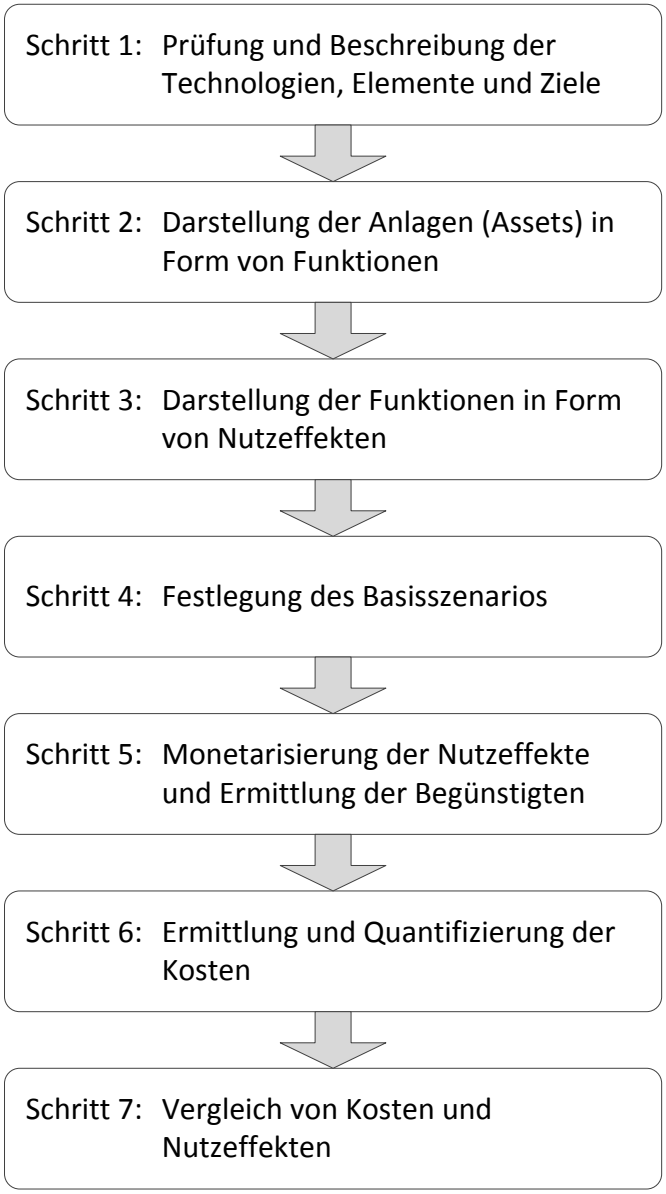


Abbildung 15: Durchführungsschritte der Kosten-Nutzen-Analyse (75)

Kapitalwertmethode:

Der Kapitalwert ist die Summe der Barwerte aller Zahlungsströme (Ein- und Auszahlungen), welche durch eine Investition verursacht werden. Der Barwert entspricht dem Wert einer zukünftigen Zahlung zum Zeitpunkt der Investition. Dabei werden die Zahlungen anhand eines Zinsfaktors diskontiert. Der Kapitalwert bestimmt sich nach folgender Gleichung:

$$C_0(i) = -I + \sum_{t=1}^{T} \frac{Z_t}{(1+i)^t} + L \cdot (1+i)^{-T} \tag{2.1}$$

Mit $C_0(i)$ ist der Kapitalwert bezogen auf den Zeitpunkt $t = 0$
i ist der Kalkulationszins
Z_t ist der Zahlungsstrom in der Periode t, wobei $Z_t = E_t - A_t$
I ist die Investitionsausgabe zum Zeitpunkt $t = 0$
L ist der Liquidationserlös (Resterlös) zum Zeitpunkt $t = T$
T ist die Betrachtungsdauer [Perioden]

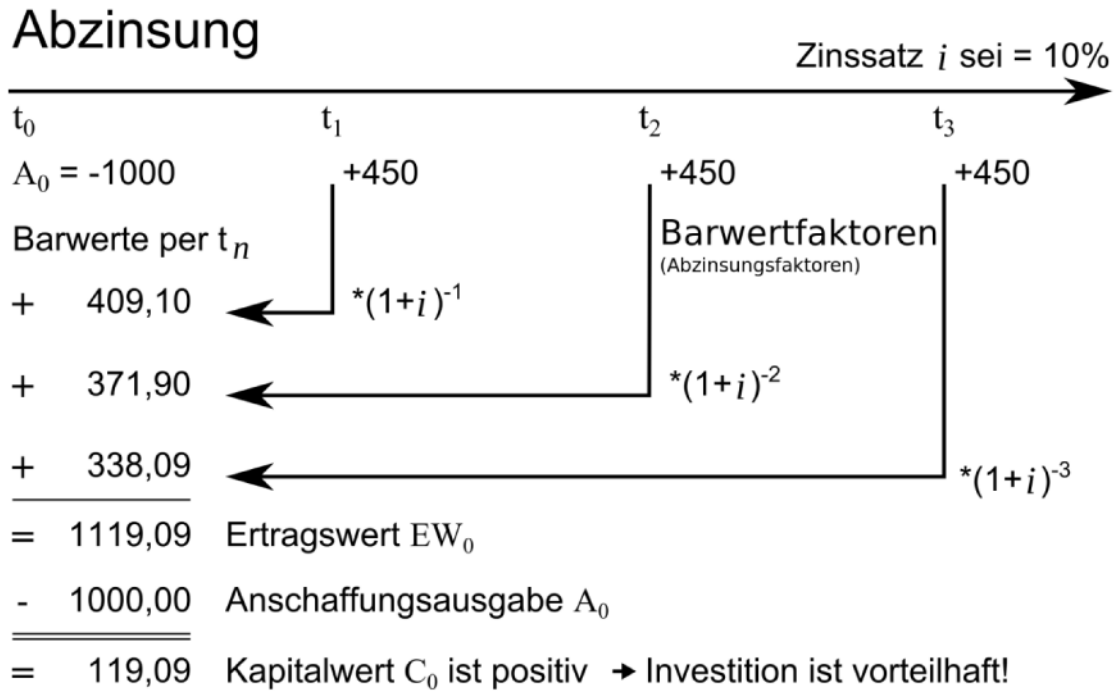


Abbildung 16: Vorgehen bei der Kapitalwertmethode (73)

5.2 AK 3.4.2 – Szenariendefinition und Modellkonzeption

5.2.1 Szenarien

Unter einem Szenario wird die Beschreibung einer zukünftigen Situation verstanden, das umfasst die Entwicklung eines konsistenten Systemzustandes von heute bis in die Zukunft (77). Für das Projekt werden drei Szenarien betrachtet, ein Basisszenario sowie zwei Alternativszenarien. Diese Darstellung der Szenarien erfolgt über die Cross-Impact-Analyse (siehe Abschnitt 5.2.1.1). Durch diese Methode ist eine umfassende Beschreibung des Szenarioumfeldes besser möglich als bei der ursprünglichen Aufteilung der Szenarien. Einerseits den Handel an der Strombörse (Szenarien A) und andererseits den Handel am Regelleistungsmarkt (Szenarien B) (siehe Abbildung 17). Die Ausprägungen der ursprünglichen Szenarien werden jedoch teilweise in die Cross-Impact-Analyse übernommen. Als Grundlage für

die Berechnung werden die Vorgaben der Bundesregierung zur Entwicklung der Energieversorgung (Netzentwicklungsplan 2015 und EWI Studie) verwendet. Als Zielzeitraum wird das Jahr 2025 bis 2030 angenommen, weil für diesen Zeitraum eine flächenmäßige Durchdringung des Marktes mit Elektrofahrzeugen erwartet wird.

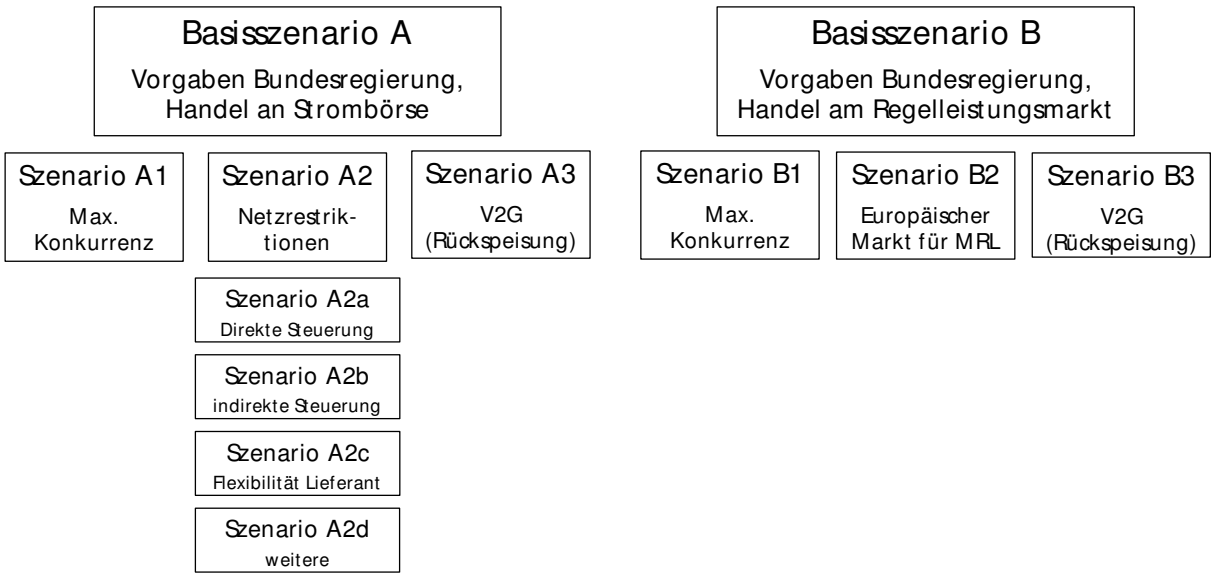


Abbildung 17: Übersicht der Szenarien für die Wirtschaftlichkeitsberechnung

Die einzelnen Szenarien werden im Folgenden kurz beschrieben und die Ausgestaltung der Parameter in entsprechenden Tabellen darstellt.

Basisszenario A:

Basisszenario a nimmt an, dass sich die Entwicklung des Strommarktes und die Einführung der EV nach den Vorgaben der Bundesregierung (Energieszenarien 2010). Das betrifft die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten der einzelnen Technologien, des Marktpreises sowie des Verbrauchs. Dabei findet ein Handel der Produkte, welche durch EVs bereitgestellt werden, über den Energiemarkt (Strombörse) statt.

Im Unterszenario A1 ändern sich die Annahmen des Basisszenarios in der Hinsicht, dass die Entwicklung der Erzeugungskapazität aus Konkurrenztechnologien stark ansteigt. Konkurrenztechnologien umfassen Technologien, welche dasselbe Marktsegment bedienen wie Elektrofahrzeuge. Dazu zählen Technologien, welche durch Endverbraucher genutzt und im gewissen Maße gesteuert werden können, wie PV-Anlagen, Micro-BHKWs, Wärmepumpen und teilweise Windkraftanlagen. Der starke Zuwachs dieser Technologien bedingt, dass der Marktanteil für EVs schrumpft und somit das Erlöspotenzial sinkt.

Szenario A2 berücksichtigt Netzrestriktionen, welche existieren wie die Einhaltung der Grenzen für die Spannungsqualität oder die Grenzwerte für die Übertragungskapazitäten der Leitungen und Transformatoren. Dies resultiert in einer Begrenzung der Fahrzeuge je Ortsnetztrafo bzw. Leitungsstrang. Dadurch wird die lokale Bündelung der EVs begrenzt, was zu einer Einschränkung der Angebotserstellung führt.

Diese Einschränkungen können durch unterschiedliche Maßnahme abgeschwächt werden. Dazu zählen die direkte und indirekte Steuerung der Fahrzeugnutzer im Sinne des Netzbetreibers.

Der direkte Zugriff wird in Szenario A2a dargestellt. Über die Umsetzung des BDEW-Ampelkonzeptes soll der Netzbetreiber in kritischen Netzsituationen Durchgriff auf steuerbare Kapazitäten, d.h. Elektrofahrzeuge, erhalten, um durch eine gezielte Steuerung (Zu- und Abschalten) die Netzsituationen zu beseitigen. Im unkritischen Zustand besteht ein freier Spielraum für Marktaktivitäten.

Eine Möglichkeit des indirekten Zugriffs wird in Szenario A2b beschrieben. Die Vorgabe der Netzrestriktionen erfolgt in Form von Flexibilitätsbändern durch den Netzbetreiber an den Lieferanten. Innerhalb dieser Grenzen kann der Lieferant (BKV) agieren, d.h. den Last- und Einspeiseverlauf im Bilanzkreis variieren. Ein weiterer Ansatz ist die Beeinflussung über variable Netzentgelte (Szenario A2c). Diese

Netzentgelte sind so gestaltet, dass sie die Zielsetzungen des Netzbetreibers unterstützen. Im Zusammenspiel mit variablen Strompreisen können Zeiträume für netzgünstiges Laden definiert, um bspw. Engpässe zu vermeiden.
Sollten sich weitere Technologien etablieren, welche zur Abschwächung der Netzrestriktionen herangezogen werden können, erfolgt deren Betrachtung in Szenario A2d.
Nachdem in den vorangegangenen Szenarien nur das Laden der EVs über den Energiemarkt fokussiert wurde, beinhaltet Szenario A3 zusätzlich eine mögliche Rückspeisung ins Netz (Vehicle to Grid – V2G). Dadurch können mehr Produkte generiert und ein höherer Erlös erzielt werden.

Basisszenario B

Die Szenarien der zweiten Stoßrichtung („B“) bauen auf denselben Annahmen auf wie unter Basisszenario A beschrieben. Das betrifft die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten, der Verbrauch sowie die Zusammensetzung des Kraftwerksparks. Der Unterschied besteht lediglich im Zielmarkt. Dieser ist der Regelleistungsmarkt und nicht der Energiemarkt.
Szenario B1 beschreibt den übermäßigen Ausbau von Konkurrenztechnologien. Daher finden hier die gleichen Aussagen wie für Szenario A1 Anwendung.
Im zweiten Unterszenario, Szenario B2, wird die Öffnung des europäischen Marktes für Minutenreserveleistung untersucht. Dies bedeutet, dass ein Handel von Regelleistungsprodukten grenzüberschreitend möglich ist. Dadurch erhöht sich die Anzahl der potenziellen Marktteilnehmer, welche geringeren Marktanteil für EVs an der einen Seite bedingt und auf der anderen Seite zu einem Preisverfall für Regelleistungsprodukte führt. Folglich sinkt das Erlöspotenzial für Elektrofahrzeuge.
Szenario B3 stimmt mit Szenario A3 überein mit dem Unterschied des Zielmarktes. Daher gelten die gleichen Aussagen für das V2G-Konzept.

5.2.1.1 Umsetzung Szenarien – Cross-Impact-Analyse

Für die Szenario-Generierung, wurde sich im Folgenden für die Cross-Impact Analyse, auch Wechselwirkungsanalyse genannt, entschieden, weil hierbei sowohl objektive als auch subjektive Kriterien zur Erstellung verwendet (78). Um ein Szenario erfolgreich zu entwickeln müssen vier Prozessblöcke durchlaufen werden. Als erstes die Szenariofeldanalyse. In diesem Schritt wird das Untersuchungsgebietes (Szenario-Projekt) analysiert und beschrieben sowie Schlüsselfaktoren abgeleitet. Der zweite Block „Szenarioprognostik“ befasst sich der Beschreibung der Schlüsselfaktoren (Ist-Zustand) und definiert mögliche Zukunftsprojektionen. Der dritte Block umfasst die Projektionsbündelung, welche dazu dient die Konsistenz der Ausprägung untereinander zu bewerten und einen Projektionsbündelkatalog zu bestimmen. Die letzten Block „Szenariodefinition“ legt die Rohszenarien fest und bewertet die ermittelten Ausprägungen qualitativ sowie quantitativ (79).

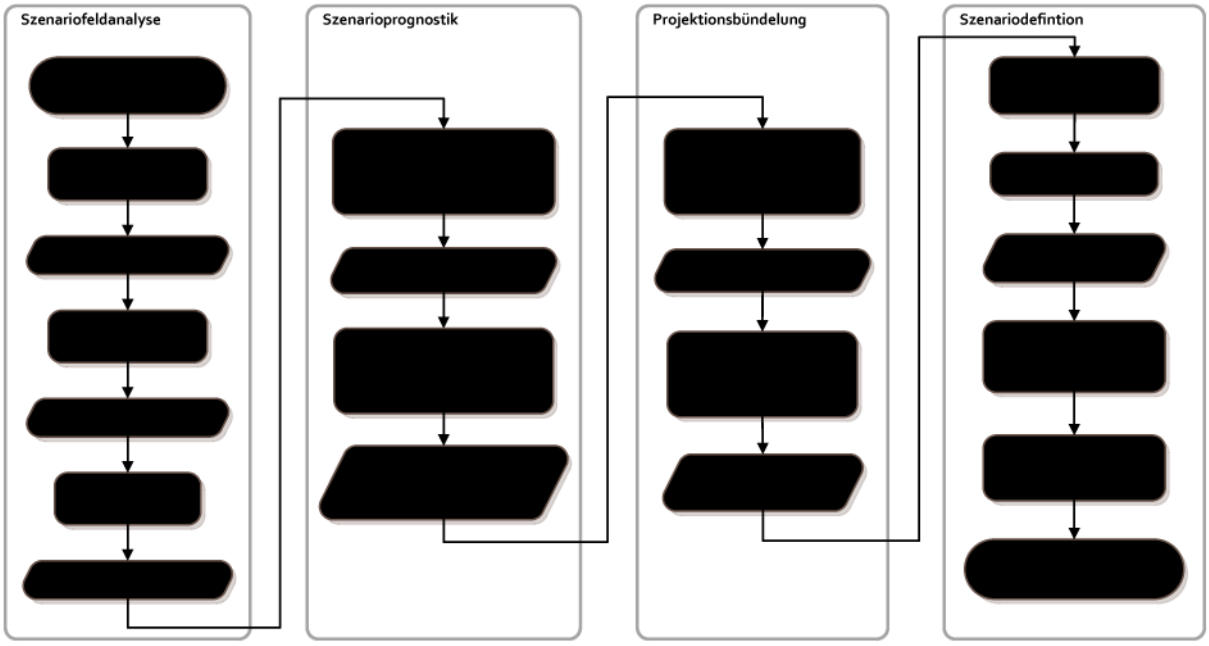


Abbildung 18: Vorgehen Szenarioanalyse (in Anlehnung an (78))

Szenariofeldanalyse

Die Szenariofeldanalyse lässt sich in die Schritte Aufgabenanalyse und Einflussanalyse gliedern.

Aufgabenanalyse

In diesem Schritt wird die gegenwärtige Situation des Szenarioprojektes analysiert. Die Aufgabenanalyse umfasst die Punkte:

1. Definition des Untersuchungsgebietes und des Zeithorizontes
2. Darstellung der Ziele relevanter Marktakteure
3. Beschreibung des aktuellen Situation (Energiemarkt, Politik, Gesellschaft)

Die zu entwickelnden Szenarien sollen einen Zukunftsraum darstellen, welcher Randbedingungen definiert unten denen ein wirtschaftlicher Einsatz für das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen (in Bezug auf Vermarktungsoptionen für flexible Ladevorgänge) gegeben ist. Dabei wird der Zeitraum 2025 und 2035 betrachtet.
Als relevante Akteure sind in diesem Zusammenhang der Kunde, der Fahrzeughersteller, der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), der Verteilernetzbetreiber (VNB), der Elektrizitätsanbieter und er Gesetzgeber zu nennen. Deren Ziele sind nachfolgend aufgelistet.

A)	Kunde:	- Senkung der Fahrenergiekosten um „Fühlbaren“ Betrag - Minimaler Bedienaufwand / keine Komforteinbußen
B)	Fahrzeughersteller:	- hohe Kundenzufriedenheit (Qualität und Zuverlässigkeit) - Erhöhung der Attraktivität von E-Mob. (Total Costs of Ownership) - Erhalt der Kundenbindung - Emissionsfreie Mobilität
C)	ÜNB:	- Beibehaltung der Strukturen im operativen Betrieb - Zuverlässige Anbieter von Regelleistung
D)	VNB:	- Minimierung der Netzkosten - Gewährleistung Netzstabilität
E)	Elektrizitätsanbieter:	- Kundenbindung durch attraktive Produkte (Kundenzufriedenheit) - Bildung eines heterogenen Anlagenpools - Erschließung des Absatzmarktes „Elektromobilität“

F) Gesetzgeber:
- Emissionsreduktion durch EE-Ausbau, E-Mobilität
- Vorreiterrolle in Bezug auf Umsetzung der „Energiewende“
- Senkung der Kosten für „Energiewende“

Die aktuelle Situation in Bezug auf das deutsche Energieversorgungssystem bzw. den deutschen Energiemarkt lässt sich grob durch den Begriff der Energiewende beschreiben. Das bedeutet eine Zunahme der Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen, eine zunehmende Direktvermarktung von erneuerbaren Energie sowie der Ausstieg aus Kernkraft und die Außerbetriebsetzung fossiler Kraftwerke. Einher gehen diese Maßnahmen mit einem Anstieg der Strompreise. Eine weitere Tendenz ist in der Harmonisierung der Energienetze und –märkte zu sehen. Unterstrichen wird dies durch den Ausbau des Europäischen Verbundnetzes sowie den zunehmenden grenzüberschreitender Handel (EEX mit Österreich, Schweiz und Frankreich). Auch die Forschungsförderung zur großflächigen Einführung von Elektrofahrzeugen sowie zur Umsetzung von Smart Grid und Smart Market wird vorangetrieben. Alles vor dem Hintergrund der Senkung der CO2-Emissionen, d.h. u.a. die Festlegung eines CO2-Footprint für Fahrzeugflotten der Hersteller.

Einflussanalyse

Es sollen externe Einflussbereiche, die auf das zu untersuchende Themengebiet ausfindig gemacht werden. Die Einflussbereiche müssen durch verschiedene Einflussfaktoren beschrieben werden.

(2)



Abbildung 19: Ableitung der Einflussbereiche (eigene Darstellung)

Für dieses Projekt wurden die folgenden Einflussbereiche identifiziert (siehe Abbildung 19):
- Kraftwerks- und Speichertechnologie,
- Netzinfrastruktur,
- Erzeuger- und Verbraucherstruktur,
- Markt und Wirtschaft,
- Gesellschaft,
- Politik .

Um nachvollziehen zu können wie sehr die Einflussfaktoren die anderen Einflussbereiche beeinflussen, wird eine Vernetzungs- oder Einflussmatrix aufgestellt. Tabelle 1 stellt diese dar. Die einzelnen Punkte werden mit einander in Verbindung gebracht, indem sie mit 0 bis 2 bewertet werden. Tabelle 1 wird

dabei von links nach rechts gelesen. Wird eine Spalte mit 0 bewertet, so hat der Parameter in der Spalte keinen Einfluss auf den betreffenden Parameter in der Zeile. Die Bewertung mit 1 kennzeichnet einen geringen oder schwachen Einfluss. Wird eine Beziehung mit 2 bewertet, so hat der Zeilenparameter einen starken Einfluss auf den Spaltenparameter. Innerhalb des Konsortiums wurde sich auf folgende Einflussfaktoren geeinigt:

- Zusammensetzung des Kraftwerkspark
- Energiemarkt
- Politik und Gesetzgebung
- Anzahl Energiehändler
- Konkurrenztechnologien
- Technologiestand Elektrofahrzeuge
- Aktuelle wirtschaftliche Lage
- Gesellschaftliche Einstellung zur Nachhaltigkeit
- Strompreise
- CO2-Zerifikatspreis
- Netzausbau

Der Einfluss der identifizierten Faktoren aufeinander für das betrachtete Szenarioprojekt ist in Abbildung 20 aufgezeigt. Die Bewertung lässt Faktoren erkennen, welche eine starken Einfluss auf andere ausüben (hohe Aktivsumme) wie z.B. der Energiemarkt, der Kraftwerkspark und die Politik. Auf der anderen Seite gibt es Faktoren, welche stark beeinflusst werden (hohe Passivsumme) wie z.B. der Energiemarkt, der Kraftwerkspark und die dezentralen Technologien. Aufgrund des Ergebnisses der Vernetzungsmatrix wurde „Energiehändler“ als Einflussfaktor vernachlässigt.

Einflusfaktoren	Anzahl Energiehändler	Energiemarkt	Zusammensetzung des Kraftwerkparks	Anteil Konkurrenz-technologie	Politik und Gesetzgebung	Technologiestand Elektrofahrzeuge	Aktuelle wirtschaftliche Lage	Einstellung zur Nachhaltigkeit	Strompreis	CO2 Zertikikats-preis	Netzausbau	Aktivsumme
Energiehändler	x	1	1	1	0	0	0	0	1	1	0	5
Energiemarkt	2	x	2	2	2	1	1	1	2	2	1	16
Kraftwerkspark	1	2	x	2	2	1	0	1	2	1	2	14
Konkurrenztechnologie	1	1	1	x	1	1	0	1	1	0	1	8
Politik	1	2	2	1	x	1	2	1	2	2	1	15
Technologiestand EVs	0	0	0	0	1	x	0	2	1	0	1	5
Wirtschaftliche Lage	1	1	1	1	1	1	x	2	0	0	0	8
Nachhaltigkeit	0	1	2	1	2	1	0	x	0	0	0	7
Strompreis	0	1	2	2	1	1	0	1	x	0	0	8
CO2 Zertifikatspreis	0	2	2	1	0	0	0	0	1	x	0	6
Netzausbau	0	1	1	1	0	1	0	1	2	0	x	7
Passivsumme	6	12	14	12	10	8	3	10	12	6	6	99

Abbildung 20: Vernetzungsmatrix GL3.0 (eigene Darstellung)

Abbildung 21 zeigt das sich ergebende Koordinatensystem, wenn die Werte aus Abbildung 20 in dieses übertragen werden. Daraus lassen sich vier Teilbereiche ableiten. Die Trennlinien dieser Bereiche berechnen sich aus der Summe der Aktiv- oder Passivsummen geteilt durch die Anzahl der Systemelemente. Im Beispiel ist die Summe 99 und es wurden 11 Einflussfaktoren bewertet. Die Linien, die die vier Teilbereiche kennzeichnen, werden also bei dem Wert 9 (99 geteilt durch 11) auf Rechtswertachse und der Hochwertachse abgetragen.

Feld I ist das Feld der aktiven Systemelemente. Elemente in diesem Bereich sind durch eine hohe Aktivität und eine niedrige Passivität gekennzeichnet.

In Feld II finden sich die ambivalenten Systemelemente. Elemente aus diesem Bereich besitzen eine hohe Passivität und eine hohe Aktivität.

Feld III ist das Feld der puffernden oder niedrig ambivalenten Systemelemente. Sie lassen sich wenig von anderen Elementen beeinflussen und üben geringen Einfluss auf andere Elemente aus.

In Feld IV befinden sich die passiven Systemelemente. Sie beeinflussen das System selbst nur sehr wenig, lassen sich aber von anderen Punkten sehr stark beeinflussen.

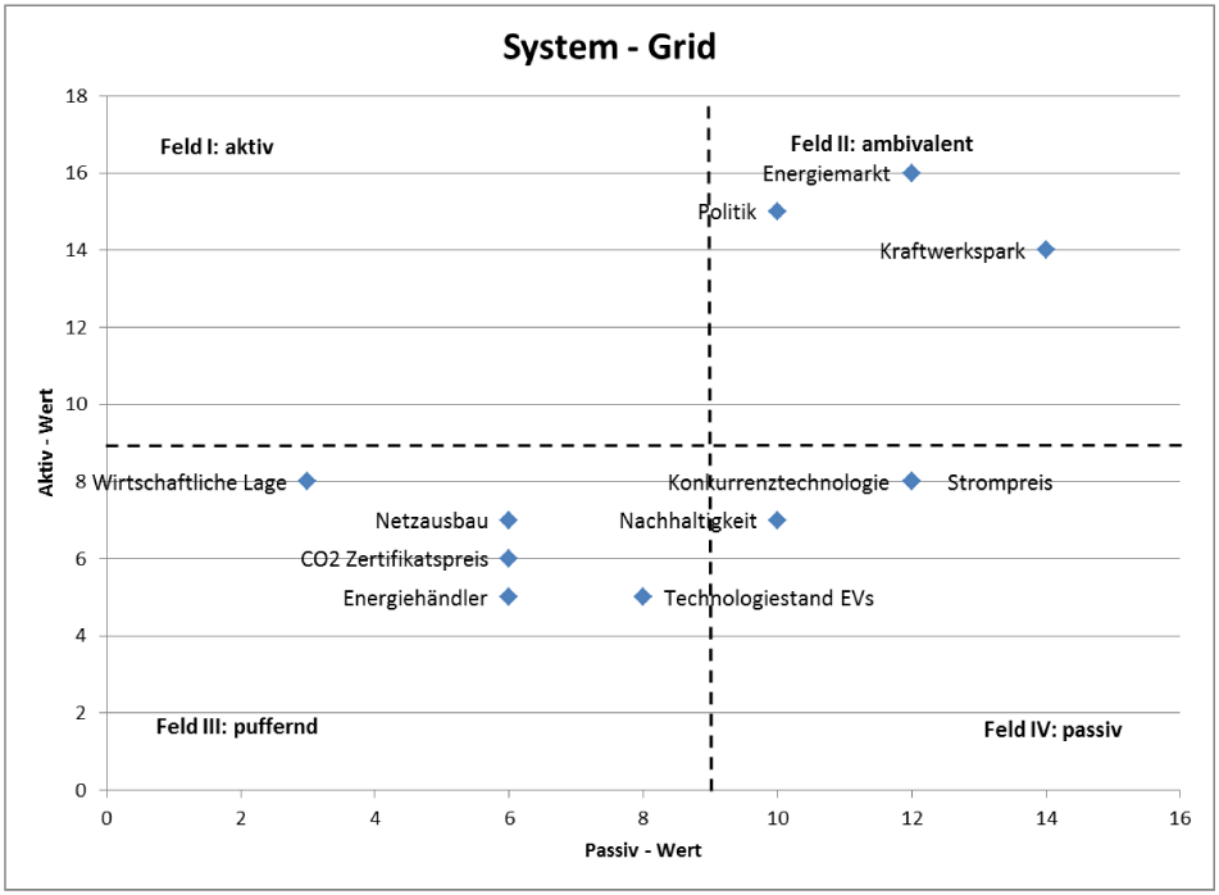


Abbildung 21: System-Grid GL3.0

Szenarioprognostik

In diesem Schritt werden Deskriptoren, dies sind beschreibende Kenngrößen und deren Entwicklungen, ermittelt, die die augenblickliche und zukünftige Situation beschreiben. Im Gegensatz zur Einflussanalyse stellen die Einflussfaktoren die Punkte dar, die das zu beschreibende Problem beeinflussen und werden neutral formuliert. Die Entwicklungen werden anhand von Trendprojektionen beschrieben. Die Definition der Ausprägungen (Projektionen) basiert auf Expertenwissen und ist somit subjektiv. Die Anzahl der Ausprägungen kann zwischen den Einflussfaktoren variieren, sollte aber vier nicht überschreiten, um die Komplexität einzuschränken. Beispielhaft sind die Trendprojektionen für den Einflussfaktor „Zusammensetzung des Kraftwerksparks“ in dargestellt.

Tabelle 5-5: Trendprojektionen für „Zusammensetzung des Kraftwerksparks“

Einflussfaktor (Deskriptoren)	Projektion 2025 und 2030 / Ausprägung
Zusammensetzung des Kraftwerkparks	
Anteil konventionelle zu regenerative Kraftwerke	A: Vorwiegend regenerative Erzeugungsanlagen, Erhöhung der installierten Leistung
installierte Leistungen	B: moderater Zuwachs an regenerativen Energien, relevanter Anteil an konventionellen Kraftwerken
	C: gleichbleibende Dominanz der konventionellen Kraftwerken, Erhöhung der installierten Leistung

Projektionsbündelung

Die verschiedenen Ausprägungen werden auf ihre Konsistenz und Logik überprüft. Dieser Ansatz wird über eine Konsistenzmatrix durchgeführt. Die Ausprägungskombinationen werden mit einem Wert zwischen 1 und 5 bewertet. Dabei besitzen die Werte folgende Aussage:

- 1 = Totale Inkonsistenz
- 2 = Partielle Inkonsistenz
- 3 = Neutral oder voneinander unabhängig
- 4 = Gegenseitiges begünstigen
- 5 = Starke gegenseitige Unterstützung

Je höher der Wert, desto logischer die Ausprägungskombination. In der zeilenweisen Betrachtung dürfen gleiche Bewertungen für verschiedene Ausprägungen eingetragen werden (z.B. 1a mit 2a = 4, 1a mit 2b = 4, 1a mit 2c = 3). In der spaltenweisen Betrachtung ist darauf zu achten, dass pro Schlüsselfaktor der Wert nicht durchgängig „1“ ist (z.B. 1a mit 2a = 1, 1b mit 2a = 1, 1c mit 2a = 1). Dies würde bedeuten, dass der Faktor 1 komplett widersprüchlich zu Ausprägung 2a ist.

Schlüsselfaktor				Ausprägung	1a	1b	1c	2a	2b	2c	2d	3a	3b	3c	3d	3e
Zusammensetzung des Kraftwerkparks	1a	+		A: Vorwiegend regenerative E	x	x	x	4	5	3	3	5	2	2	4	3
	1b	o		B: moderater Zuwachs an rege	x	x	x	5	2	4	3	1	3	3	2	3
	1c		0	C: gleichbleibende Dominanz	x	x	x	5	2	4	4	1	3	5	2	4
Energiemarkt	2a	+		A: keine neue Marktformen (zentraler Energie- und R	x	x	x	x				2	4	5	3	3
	2b		0	B: Aufbau regionaler Märkte und dadurch mehr Teilne	x	x	x	x				4	1	3	3	4
	2c	-		C: zusätzlichen Aufbau eines Kapazitätsmarktes, mehr	x	x	x	x				3	2	2	3	4
	2d	o		D: Strommarkt 2.0 (Flexibilitäten)	x	x	x	x				4	4	2	5	4
Politik und Gesetzgebung	3a	o		A: schnell wirkenden Subventionen regenerativer Energien								x	x	x	x	x
	3b	+		B: schnell wirkenden Subventionen regenerativer Energien und Speicher								x	x	x	x	x
	3c		0	C: keine staatlichen Einflüsse in den Energiemarkt								x	x	x	x	x
	3d		0	D: Festsetzung der Ziele für Energiewende, Einführung einer Quotenregelung								x	x	x	x	x
	3e		0	E: Eingriff in Förderung Infrastruktur (Netze, Kommunikation, Messung, netzdienliche								x	x	x	x	x

Abbildung 22: Ausschnitt Konsistenzmatrix

Anhand dieser Konsistenzmatrix werden alle Projektionsbündel, welche keine totale Inkonsistenz aufweisen, herausgefiltert. Im sich ergebenden Projektionsbündelkatalog sind die Projektionsbündel inklusive ihres Konsistenzwertes und der Anzahl der partiellen Inkonsistenzen aufgelistet. Diese Parameter dienen der Reduktion der Projektionsbündel.

Szenariodefinition

Unter Anwendung einer Expertenbefragung wurden die drei Rohszenarien definiert, d.h. für jeden Einflussfaktor wurde festgelegt, welche Zukunftsprojektion dem Trendszenarien (°) oder einem der Alternativszenarien (- oder +) zu zuordnen ist. (siehe Tabelle 5-6)

Tabelle 5-6: Beispiel Rohszenariobildung

Einflussfaktor	Projektion 2025 und 2035 / Ausprägung	Szenariozuordnung	
Energiemarkt			
Marktform/Produkte	A: keine neue Marktformen (zentraler Energie- und Regelleistungsmarkt)	+	2a
Marktvolumen/Teilnehmer	B: Aufbau regionaler Märkte und dadurch mehr Teilnehmer		2b
	C: zusätzlichen Aufbau eines Kapazitäts-marktes, mehr Teilnehmer	-	2c
	D: Strommarkt 2.0 (Flexibilitäten)	o	2d

Die grün hinterlegten Projektionen (+) beschreiben das Positivszenario, gelb hinterlegt (o) das Trendszenario und rot hinterlegt (-) das Negativszenario. Als Ergebnis ergibt sich eine Projektionsbündelung, welches das Szenario beschreibt. Über einen Konsistenzwert wird die Widerspruchsfreiheit der Ausprägungen bewertet. Je höher der Wert ist, umso höher ist die Konsistenz des Projektionsbündels. Der Konsistenzwert wird über eine Konsistenzmatrix.
Anhand eines Algorithmus werden die konsistentesten Projektionsbündel in Abhängigkeit der Ausgangsausprägung ermittelt (siehe Tabelle 5-7)

Tabelle 5-7: Projektionsbündelung entsprechend Konsistenzmatrix

Ausgangs-ausprägung											Konsistenz-wert
1a		2b	3a	4a	5a	6b	7a	8a	9a	10a	41
1b		2a	3b	4c	5b	6b	7b	8c	9b	10b	36
1c		2a	3d	4b	5c	6b	7a	8b	9a	10c	38
2a	1b		3b	4a	5b	6b	7a	8b	9b	10b	36
2b	1a		3a	4b	5a	6a	7b	8a	9a	10a	40
2c	1c		3d	4b	5a	6a	7a	8b	9a	10b	34
3a	1a	2b		4b	5a	6a	7b	8a	9a	10a	37
3b	1b	2a		4a	5b	6b	7a	8b	9b	10a	33
3c	1a	2a		4b	5a	6a	7a	8a	9b	10a	35
3d	1c	2b		4a	5a	6a	7a	8a	9a	10a	33

In unserem Fall besitzt die Kombination 1a- 2b- 3a- 4a- 5a- 6b- 7a- 8a- 9b- 10a den höchsten Konsistenzwert. Diese Projektionsbündelung wird wie folgt qualitativ beschrieben.

- 1a: Vorwiegend regenerative Erzeugungsanlagen, Erhöhung der installierten Leistung
- 2b: Aufbau regionaler Märkte und dadurch mehr Teilnehmer
- 3a: schnell wirkenden Subventionen regenerativer Energien
- 4b: sinkende Strompreise, hohe Volatilität
- 5a: hohe Forschungsgelder im Bereich Energieversorgung, vermehrte Nutzung von EVs
- 6b: geringe Anzahl an Konkurrenztechnologien
- 7a: steigende Zertifikatspreise, erhöhter Bedarf da Ausweitung auf alle Sektoren
- 8a: Marktreife erreicht, hohe Anzahl an Elektrofahrzeugen

- 9b: starker Ausbau im Übertragungs- und Verteilernetz
- 10a: Nachhaltigkeit in Gesellschaft verankert, Bewusstsein für Energiewende, Akzeptanz höherer Strompreise

Qualitative Bewertung

Die qualitative Beschreibung der drei Szenarien wird in Tabelle 5-8 vorgenommen. Dabei stellen die türkis hinterlegten Einträge die gleiche Ausprägung eines Einflussfaktors dar.

Tabelle 5-8: qualitative Szenarienbeschreibung

Einflussfaktor	**Basisszenario** (EWI Trendszenario)	**Alternativszenario 1** (EWI Zielszenario)	**Alternativszenario 2** (NEP 2015 Szenario B2)
Zusammensetzung des Kraftwerkparks	moderater Zuwachs an EE, relevanter Anteil an konventionellen Kraftwerken	Vorwiegend regenerative Erzeugungsanlagen, Erhöhung der installierten Leistung	gleichbleibende Dominanz der konventionellen Kraftwerken, Erhöhung der installierten Leistung
Energiemarkt	Strommarkt 2.0 (Flexibilitäten)	Aufbau regionaler Märkte und dadurch mehr Teilnehmer	keine neue Marktformen (zentraler Energie- und Regelleistungsmarkt)
Politik und Gesetzgebung	Eingriff in Förderung Infrastruktur (Netze, Kommunikation, Messung, netzdienliche Speicher)	schnell wirkende Subventionen regenerativer Energien und Speicher	keine staatlichen Einflüsse in den Energiemarkt
Strompreise	Erhöhung der Strompreise, geringe Volatilität	sinkende Strompreise, hohe Volatilität	gleichbleibende Preise, geringe Volatilität
Aktuelle wirtschaftliche Lage	hohe Forschungsgelder im Bereich Energieversorgung, geringe Konsumbereitschaft (geringe Nutzung von EVs)	hohe Forschungsgelder im Bereich Energieversorgung, hohe Konsumbereitschaft (vermehrte Nutzung von EVs)	hohe Forschungsgelder im Bereich Energieversorgung, hohe Sparquote (geringe Nutzung von EVs)
Konkurrenz-technologie	Dominanz Technologien (Batteriespeicher, Wasserstoffspeicher, Power-to-Gas, Flexibilitäten, DSM, ...)	geringe Anzahl an Technologien	Dominanz Technologien (Batteriespeicher, Wasserstoffspeicher, Power-to-Gas, Flexibilitäten, DSM, ...)
CO2-Zertifikatspreis	steigende Zertifikatspreise	steigende Zertifikatspreise	sinkende Zertifikatspreise
Technologiestand Elektrofahrzeuge	Marktreife erreicht, geringe Anzahl an Fahrzeugen	Marktreife erreicht, hohe Anzahl an Fahrzeugen	keine Marktreife, geringe Anzahl an Fahrzeugen
Netzausbau	geringer Ausbau im Übertragungsnetz, erhöhter Ausbau im Verteilernetz	starker Ausbau im Übertragungs- und Verteilernetz	kein Netzausbau
Gesellschaftliche Einstellung zur Nachhaltigkeit	Nachhaltigkeit gewünscht, keine Akzeptanz für erhöhte Strompreise aufgrund Umsetzung	Nachhaltigkeit in Gesellschaft verankert, Bewusstsein für Energiewende, Akzeptanz höherer Strompreise	Nachhaltigkeit in Gesellschaft verankert, Bewusstsein für Energiewende, Akzeptanz moderater Strompreise

Quantitative Bewertung

Im letzten Schritt der Cross-Impact-Analyse erfolgt die quantitative Bewertung der Szenarien. Hierzu wird sich Ergebnissen vorhandener Studien bedient. Die Hauptquellen für die quantitative Bewertung sind (80) und (81). Das Trendszenario basiert auf Werten des Trendszenario der EWI-Prognos Studie (80). Das Alternativszenario 1 ist angelehnt an das Zielszenario der EWI-Prognos-Studie (80). Alternativszenario bedient sich der Werte des genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplanes 2015 für Szenario B2 unter Einhaltung CO2-Beschränkungen (81). Im Folgenden werden die drei Szenarien beschrieben.

Trendszenario

Das Trendszenario charakterisiert die wahrscheinlichste Entwicklung des Szenarioumfeldes. Dabei wird das Szenario bestimmt durch eine konservative Zusammensetzung des Kraftwerksparks. Die fossilen Kraftwerke dominieren weiter. Gleichzeitig erhöht sich der Anteil an Wind- und PV-Einspeisung. Der Einsatz von Speichern für den betrachteten Zeitraum (2025 / 2035) ist rückläufig, da andere Flexibilitätsoptionen wie z.B. Demand Side Management (DSM) in Konkurrenz treten. Der Energiemarkt ist geprägt durch zunehmende Flexibilitäten hervorgerufen durch DSM im Industriesektor und der Etablierung von Elektrofahrzeugen. Dabei bleibt das zentrale Marktdesign erhalten. Ein Anstieg der Rohstoffpreise für Erdgas, Rohöl und Steinkohle sowie die steigenden CO2-Zertifikatspreise bedingt steigende Strompreise. Trotz eines kontinuierlich wachsenden Bruttoinlandsprodukt und einer steigenden Konsumbereitschaft ist eine gesellschaftliche Akzeptanz der hohen Verbraucherstrompreise nicht gegeben. Der Wunsch nach Nachhaltigkeit ist dennoch weit verbreitet. Zusammenfassend sind die Ausprägungen des Szenario in Tabelle 5-9 beschrieben.

Tabelle 5-9: Zusammenfassung Trendszenario 2025

Einflussfaktor (Deskriptoren)	Qualitative Beschreibung	Quantitative Beschreibung
Zusammensetzung des Kraftwerkparks	- Dominanz fossiler Kraftwerke, kontinuierlich zunehmende Erzeugungsleistung - starker Ausbau von Wind und PV, - Gasturbinen ab 2030 steigend, - Speicher sinken ab 2025 aufgrund anderer Flexibilitätsoptionen (Konkurrenz zu DSM) (Speichererzeugung steigt ab 2040 durch starke EE-Einspeisung	Steinkohle: 23 GW Braunkohle: 19 GW Gas: 31 GW Heizöl: 2 GW Kernenergie: 0 GW Speicher: 8 GW Lauf- und Speicherwasser: 4 GW Wind onshore: 40 GW Wind offshore: 10 GW PV: 62 GW Biomasse: 8 GW Sonstige: 2 GW gesamt: 208 GW Exportsaldo sinkt 2025 auf 18 TWh
	- Zunahme KWK-Anlagen bis 2040 (2020: 16% an Nettostromerzeugung)	2025: 103 TWh
Energiemarkt	- Vorantreiben des europäischen Binnenmarktes - Umsetzung Smart Grid (ÜNB / VNB) - zentrales Marktdesign, DSM vor allem in der Industrie und EV - Netzausbau verhindert regionale Engpässe	
Politik und Gesetzgebung	- nach 2020 Europäisierung der Fördermaßnahmen für EE - Umsetzung der europäischen Maßnahmen zur Steigerung Energieeffizienz	
Strompreise	- Erhöhung der Strompreise, geringe Volatilität	Base-Preis 2025: 60 [€/MWh]
Aktuelle wirtschaftliche Lage	- reales BIP wächst 1% p.a., Industrie behält zentrale Rolle	
	- hohe Konsum-/Investitionsbereitschaft (50% des BIP-Wachstum durch privaten Konsum)	2025: 1.544 [real Mrd. €]
Konkurrenz-technologien	- Teillastverhalten konventioneller KWs, Nachfrageflexibilität, internationaler Stromaustausch	
CO2 Zertifikatspreis	- bis 2020 auf moderatem Niveau, Anstieg ab 2020	2025: 25 [€/t CO2]
Technolgiestand Elektrofahrzeuge	- Marktreife erreicht, geringe Anzahl an Fahrzeugen	2025: 1 Mio. EVs
Netzausbau	- geringer Ausbau im Übertragungsnetz, erhöhter Ausbau im Verteilernetz	
Gesellschaftliche Einstellung zur Nachhaltigkeit	- kontinuierlich sinkender Primärenergieverbrauch	2025: 10.873 [PJ]
	- kontinuierlich sinkender Endenergieverbrauch	2025: 7.820 [PJ]
	- kontinuierlich sinkender Bruttostromverbrauch	2025: 564 [TWh]

Alternativszenario 1

Das Alternativszenario 1 beschreibt die Entwicklung des Szenarioumfeldes im Hinblick auf die Erreichung der Ziele der Bundesregierung bezüglich der Energiewende. Dies beinhaltet einen starken Zubau von erneuerbaren Energieanlagen sowie eine Reduzierung der Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke. Erdgas bleibt weiterhin der bedeutendste fossile Energieträger. Der wesentliche Unterschied ist im Marktdesign zu sehen, welches im Gegensatz zum Trendszenario durch eine Dezentralisierung der Energiemärkte und Regelleistungsmärkte gekennzeichnet ist. Dabei handelt es sich um regionale Bündelungen von Marktakteuren (z.B. Aggregatoren). Diese regionalen Märkte ordnen sich übergelagerten Preiszonen zu und bilden keine eigenen Preiszonen. Die Regionalisierung führt dazu, dass mehr Teilnehmer am Markt aktiv sind. Der Einsatz von Speichern für den betrachteten Zeitraum (2025) ist rückläufig, da andere Flexibilitätsoptionen wie z.B. Demand Side Management (DSM) in Konkurrenz treten. Die anfänglich hohen Verbraucherpreise hingegen sinken während des Betrachtungszeitraumes aufgrund einer sinkenden EEG-Umlage. Die Erreichung der Ziele der Energiewende führt zu leicht höheren Verbraucher als im Trendszenario. Trotz der erhöhten Verbraucherpreise sorgen ein kontinuierlich wachsenden Bruttoinlandsprodukt und eine steigenden Konsumbereitschaft für eine gesellschaftliche Akzeptanz der hohen Verbraucherstrompreise. Der Wunsch nach Nachhaltigkeit ist weit verbreitet. Zusammenfassend sind die Ausprägungen des Szenario in Tabelle 5-10 beschrieben.

Tabelle 5-10: Zusammenfassung Alternativszenario 1 2025

Einflussfaktor (Deskriptoren)	Qualitative Beschreibung	Quantitative Beschreibung
Zusammensetzung des Kraftwerkparks	- starker Zubau von EE-Anlagen (62% Anteil am Bruttostromverbrauch in 2030), - starke Reduzierung Steinkohle-/ Braunkohle-KWs, - Erdgas bedeutendster fossiler Brennstoff (dennoch geringerer Zubau bis Rückbau), - starker Ausbau von Wind und PV (Eigenverbrauch), - Speicher sinken ab 2025 aufgrund anderer Flexibilitätsoptionen (Konkurrenz zu DSM und EVs)	Steinkohle: 23 GW Braunkohle: 17 GW Gas: 28 GW Heizöl: 2 GW Kernenergie: 0 Speicher: 8 GW Lauf- und Speicherwasser: 4 GW Wind onshore: 45 GW Wind offshore: 12 GW PV: 63 GW Biomasse: 8 GW Sonstige: 2 GW gesamt: 212 GW Exportsaldo sinkt 2025 auf -9 TWh
	- Förderung KWK-Anlagen in Objektversorgung (Anstieg Nutzung) (2025: 20,6% an Nettostromerzeugung)	2025: 104 [TWh]
Energiemarkt	- regionale, dezentrale Marktstrukturen - Energie- und Regelleistungsmarkt	
Politik und Gesetzgebung	- Förderung Sanierungsmaßnahmen Gebäude, - Verkürzung Projektplanungszeiten Off-Shore WKA für schnelleren Zubau	
Strompreise	- sinkende Strompreise, hohe Volatlität	Base-Preis 2025: 62 [€/MWh]
Aktuelle wirtschaftliche Lage	- reales BIP wächst 1% p.a., Industrie behält zentrale Rolle	
	- reales BIP wächst 1% p.a., Industrie behält zentrale Rolle	2025: 1.544 / 2035: 1.740 [real Mrd. €]
Konkurrenz-technologien	- zunehmende Nachfrageflexibilität durch DSM und EVs	
CO2 Zertifikatspreis	- bis 2020 auf moderatem Niveau, Anstieg ab 2020	2025: 25 [€/t]
Technologiestand Elektrofahrzeuge	- Marktreife erreicht, hohe Anzahl an Fahrzeugen	2025: 1,5 Mio. EVs
Netzausbau	- starker Ausbau im Übertragungs- und Verteilernetz	
Gesellschaftliche Einstellung zur Nachhaltigkeit	- stark sinkender Primärenergieverbrauch	2025: 10.089 / 2035: 8.721 [PJ]
	- stark sinkender Endenergieverbrauch (Elektr. Antriebe, Wärme, Beleuchtung, IKT)	2025: 7.419 / 2035: 6.483 [PJ]
	- kontinuierlich sinkender Bruttostromverbrauch	2025: 527 / 2035: 496 [TWh]

Alternativszenario 2

Qualitativ besitzt Alternativszenario 2 ähnliche Ausprägungen wie Alternativszenario und beschreibt die Entwicklung des Szenarioumfeldes im Hinblick auf die Erreichung der Ziele der Bundesregierung bezüglich der Energiewende. Der Energiemarkt bleibt in seiner zentralen Struktur erhalten. Energiemarkt (Strombörse) und Regelleistungsmarkt sind die Kernmärkte. Quantitativ sind weitere Unterschiede ge-

geben. Dies betrifft maßgeblich den Kraftwerkspark. Der Zubau von erneuerbaren Energieanlagen erfolgt in abgeschwächter Form. Steinkohle- und Braunkohlekraftwerke behalten ihre Rolle unter den fossilen Energieträgern. Im Gegensatz zu den beiden anderen Szenarien dominieren die Windkraftanlagen die erneuerbaren Energien. Insgesamt erhöht sich damit die installierte Kraftwerksleistung vor allem für das Betrachtungsjahr 2025. Der Einsatz von Speichern für den betrachteten Zeitraum (2025) ist ansteigend. Die anfänglich hohen Verbraucherpreise hingegen sinken während des Betrachtungszeitraumes aufgrund einer sinkenden EEG-Umlage. Das Preisniveau entspricht denen des Trendszenarios. Trotz der erhöhten Verbraucherpreise sorgen ein kontinuierlich wachsenden Bruttoinlandsprodukt und eine steigenden Konsumbereitschaft für eine gesellschaftliche Akzeptanz moderater Verbraucherstrompreise. Der Wunsch nach Nachhaltigkeit ist weit verbreitet. Zusammenfassend sind die Ausprägungen des Szenario in Tabelle 5-11 beschrieben.

Tabelle 5-11: Zusammenfassung Alternativszenario 2 2025

Einflussfaktor (Deskriptoren)	Qualitative Beschreibung	Quantitative Beschreibung
Zusammensetzung des Kraftwerkparks	- kein Rückbau fossiler Kraftwerke, - gleicher Anteil an Steinkohle-/ Braunkohle-KWs und Gas-KWs, - stärkerer Ausbau von Wind als PV	Steinkohle: 26,1 GW Braunkohle: 20,3 GW Gas: 23,0 GW Heizöl: 1,7 GW Kernenergie: 0 GW Speicher: 8,5 GW Sonstige Konventionelle: 3,4 GW Wind onshore: 53,6 GW Wind offshore: 8,9 GW PV: 54,7 GW Biomasse: 6,3 GW Wasserkraft: 4,6 GW Sonstige Regenerative: 0,5 GW gesamt: 211,6 GW Exportsaldo: -2,1 GW / -2,2 GW
Energiemarkt	- unverändertes Marktdesign, - dominante Marktformen sind Energiemarkt (Strombörse) und Regelleistungsmarkt, - zentrale Marktstrukturen	
Politik und Gesetzgebung	- Förderung Sanierungsmaßnahmen Gebäude, - Verkürzung Projektplanungszeiten Off-Shore WKA für schnelleren Zubau	
Strompreise	- gleichbleibende Preise, geringe Volatilität	Base-Preis 2025: 50 [€/MWh]
Aktuelle wirtschaftliche Lage	- reales BIP wächst 1% p.a., Industrie behält zentrale Rolle	
	- hohe Konsum-/Investitionsbereitschaft (50% des BIP-Wachstum durch privaten Konsum)	2025: 1.544 [real Mrd. €] (EWI)
Konurrenz-technologien	- Teillastverhalten konventioneller KWs, Nachfrageflexibilität, internationaler Stromaustausch	
CO2 Zertifikatspreis	- Senkung auf hohem Niveau	2025: 21 [€/t]
Technologiestand Elektrofahrzeuge	- keine Marktreife, geringe Anzahl an Fahrzeugen	2025: 0,5 Mio. EVs
Netzausbau	- kein Netzausbau	
Gesellschaftliche Einstellung zur Nachhaltigkeit	- kontinuierlich sinkender Primärenergieverbrauch	2024: 3725 / 2034: 2825 [PJ] (Referenzwert 5.000 in 2008) (NEP2014)
	- konstanter Nettostromverbrauch	2025: 543,6 / 2035: 543,6 [TWh]
	- Jahreshöchstlast	2025: 84 / 2025: 84 [GW]

5.2.1.2 Szenarien Marktdurchdringung Elektrofahrzeuge

Neben der Entwicklung der Märkte und des Kraftwerksparks ist für das Projekt „Gesteuertes laden 3.0“ die zukünftige Ausprägung der Verteilung der Elektrofahrzeuge ausschlaggebend. Die Zielsetzung der Regierung von einer Million Elektrofahrzeugen auf Deutschlands Straßen in 2020 scheint aus aktueller Sicht als unrealistisch. Für dieses Projekt wird angenommen, dass der Zielwert im Jahr 2025 er-

reicht wird. Für die zukünftige Zusammensetzung des Kraftwerksparks ist entscheidend, welche Batteriekapazitäten die EVs besitzen und mit welcher Leistung werden sie geladen. Auf der Basis von Studien der nationalen Plattform Elektromobilität und des ADAC wurden acht Szenariovarianten (2 Szenarien mit jeweils 4 Varianten) definiert (82) (83).
Das Szenario 1 entspricht einer konventionellen Ausrichtung. Die vorwiegende Anzahl der Fahrzeuge sind mit Batterien ausgestattet, welche eine Kapazität von 16 bis 22 kWh aufweisen (10% mit 16 kWh und 70% mit 22 kWh). Diese Fahrzeuge werden einphasig mit 3,7 kW (16A * 0,23kV) geladen. Die restlichen 20% der Fahrzeuge besitzen eine Batteriekapazität von 60 kWh und werden einphasig mit 3,7 kW oder dreiphasig mit 22 kW (√3 * 32A * 0,4 kV) geladen.
Im Szenario 2 wird davon ausgegangen, dass sich zukünftig Fahrzeuge mit einer hohen Batteriekapazität von 60 kWh durchsetzen. In diesem Szenario weisen 70% der EVs diese Ausprägung auf. Aufgeladen werden diese Fahrzeuge einphasig mit 3,7 kW oder dreiphasig mit 22 kW. Die verbleibenden 30% der Elektrofahrzeuge besitzen 22 kWh-Batterien, welche einphasig mit 3,7 kW geladen werden.
Die Varianten für diese Szenarien beschreiben die Verteilung der privaten und öffentlichen Ladestationen. Variante 1 sieht nur Heimladestationen mit 3,7 kW vor. Pro Elektrofahrzeug ist eine Heimladestation installiert, d.h. eine Millionen Ladestationen. In Variante sind zusätzlich 20% Ladestationen mit 22 kW an öffentlichen Parkplätzen, d.h. insgesamt 1,2 Mio. Ladestationen. Variante 3 sieht zusätzlich zu den Heimladestationen noch Ladestationen am Arbeitsplatz (3,7 kW), an denen 50% der Fahrzeuge laden können (500.000 Ladestationen).Variante 4 ist eine Kombination aus Variante 2 und 3, d.h. 1 Mio. Heimladestationen, 500.000 Ladestationen am Arbeitsplatz und 200.000 Ladestationen an öffentlichen Parkplätzen. Eine Zusammenfassung der Szenarien ist in Tabelle 5-12 dargestellt.

Tabelle 5-12: Szenarien EV-Entwicklung

Szenario	**Variante**
Szenario 1: - 10% EV (16kWh / 3,7kW) - 70% EV (22kWh / 3,7kW) - 20% EV (60kWh / 22kW)	1 Mio. Heimladestationen
	1 Mio. Heimladestationen + 200.000 öffentliche Ladestationen
	1 Mio. Heimladestationen + 500.000 Arbeitsplatzadestationen
	1 Mio. Heimladestationen + 500.000 Arbeitsplatzadestationen + 200.000 öffentliche Ladestationen
Szenario 2 - 30% EV (22kWh / 3,7kW) - 70% EV (60kWh / 22kW)	1 Mio. Heimladestationen
	1 Mio. Heimladestationen + 200.000 öffentliche Ladestationen
	1 Mio. Heimladestationen + 500.000 Arbeitsplatzadestationen
	1 Mio. Heimladestationen + 500.000 Arbeitsplatzadestationen + 200.000 öffentliche Ladestationen

Einfluss der EV-Durchdringung auf den Energiemarkt

Um dem Einfluss der Elektrofahrzeuge auf den Energiemarkt zu identifizieren werden zwei Gesichtspunkte analysiert. Zum einen wie sieht der Einfluss auf den Spotmarktpreis aus. Und zum Zweiten wie wird der Kraftwerkspark beeinflusst, d.h. wie entwickeln sich die eingespeiste Leistung und die Volllaststunden der einzelnen Kraftwerkstypen. Dabei werden Braunkohle-, Steinkohle, Erdgas-, Erdöl- und sonstige Kraftwerke (z.B. Müllverbrennungskraftwerke) betrachtet. Im diesem Schritt werden die EVs als zusätzliche Last angesehen. Eine Rückspeisung der Fahrzeuge wird nicht betrachtet. Die Berech-

nungen werden für das Jahr 2025 durchgeführt und eine Durchdringung von 1 Mio. EVs. Die Auswirkungen der Szenarien der EV-Marktdurchdringung auf die Einspeisungen und die Volllaststunden ist in Tabelle 5-13 und Tabelle 5-14 dargestellt.

Tabelle 5-13: Einspeisungen nach Szenarien

Einspeisung [MW]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Erdöl	Sonstige
ohne EV	5900,9	10589,2	5633,8	0,0	2989,0
SZ2_50-20	6089,8	10657,0	5715,4	0,5	2992,8
SZ2_50-0	6085,7	10677,9	5694,3	0,5	2996,1
SZ2_0-20	6062,6	10685,5	5695,8	0,5	2997,3
SZ2_0-0	6053,8	10675,1	5712,9	0,5	2997,1
SZ1_50-20	5907,3	10568,3	5631,0	0,0	2985,1
SZ1_50-0	6080,4	10695,5	5712,2	0,5	2991,7
SZ1_0-20	6047,8	10616,8	5672,1	0,5	2972,7
SZ1_0-0	6047,7	10671,8	5719,7	0,4	2998,3

Tabelle 5-14: Volllaststunden nach Szenarien

Volllaststunden [h]	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Erdöl	Sonstige
ohne EV	3360,0	3855,2	1898,2	0,0	6548,4
SZ2_50-20	3467,5	3879,9	1925,7	2,3	6556,7
SZ2_50-0	3465,2	3887,5	1918,6	2,3	6563,9
SZ2_0-20	3452,0	3890,3	1919,1	2,3	6566,5
SZ2_0-0	3447,0	3886,5	1924,8	2,3	6566,1
SZ1_50-20	3363,6	3847,6	1897,2	0,0	6539,8
SZ1_50-0	3462,2	3893,9	1924,6	2,3	6554,3
SZ1_0-20	3443,6	3865,3	1911,1	2,3	6512,7
SZ1_0-0	3443,5	3885,3	1927,1	1,9	6568,7

Aus den Tabellen ist ersichtlich, dass die Erhöhte Last durch die EVs zu einer erhöhten Einspeisung aller Kraftwerkstypen führt. Die Erhöhung beträgt durchschnittlich drei Prozent (siehe Abbildung 23. Die zusätzlichen Ladestationen an öffentlichen Plätzen und an den Arbeitsstätten führen dazu, dass vermehrt Braunkohlekraftwerke die Energie bereitstellen. Im Gegenzug tragen Steinkohle- und sonstige Kraftwerke weniger zur Deckung der Last bei. Ebenfalls lässt sich erkennen, dass durch die Nutzung von Ladestationen mit höherer Leistung (Szenario SZ2) eine geringfügig höhere Einspeisung begründet ist.

Bei den Volllaststunden sind die gleichen Aussagen zu benennen, wie für die Einspeisungen. Dies ist dadurch begründet, dass sich die Volllastenstunden aus dem Verhältnis von eingespeisten Leistung zu installierter Leistung in Bezug auf die Anzahl der Stunden pro Jahr (8760) berechnen. Die eingespeiste Leistung ist die einzige Variable innerhalb der Szenarien.

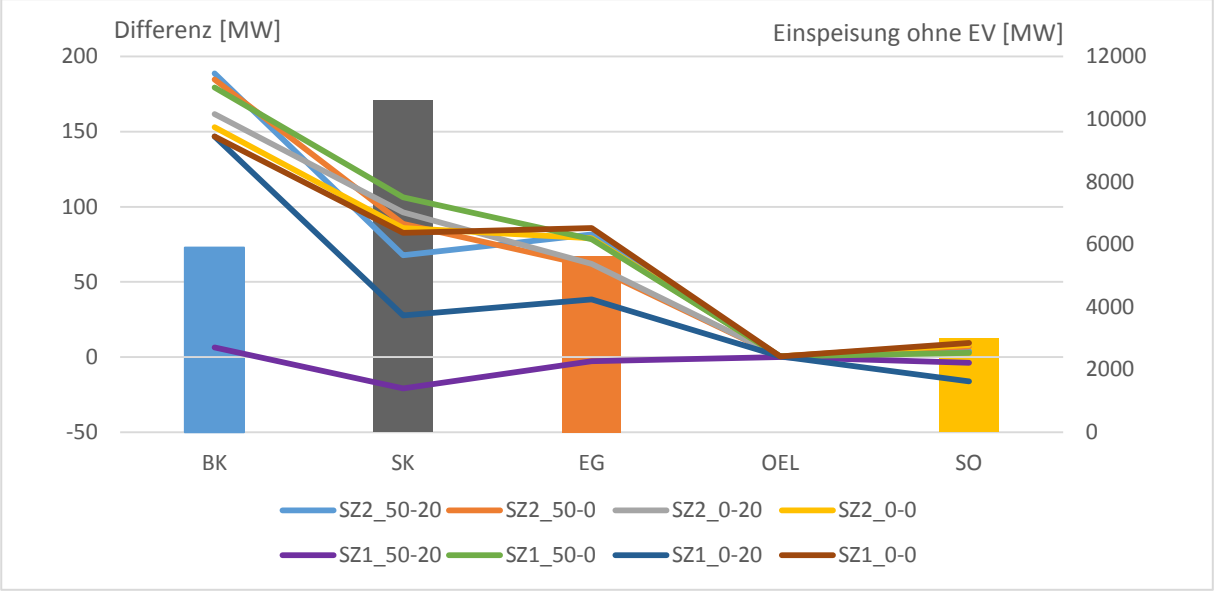


Abbildung 23: Vergleich Einspeisung ohne und mit EVs

Tabelle 5-15: Szenarienabhängiger Spotmarktpreis (gemittelte Tagespreise)

Spotmarktpreis	Min-Wert	Max-Wert	Mittelwert	Varianz
ohne EV	58,07 €	119,26 €	67,60 €	33,21
SZ2_50-20	51,63 €	122,56 €	67,41 €	31,65
SZ2_50-0	51,64 €	121,19 €	67,28 €	26,61
SZ2_0-20	51,27 €	134,21 €	67,93 €	49,63
SZ2_0-0	51,27 €	84,85 €	66,43 €	10,53
SZ1_50-20	52,33 €	128,87 €	66,72 €	40,72
SZ1_50-0	51,27 €	88,35 €	66,39 €	13,67
SZ1_0-20	44,13 €	81,03 €	66,03 €	10,22
SZ1_0-0	51,08 €	119,58 €	66,77 €	34,87

Für die Auswirkung auf den Spotmarktpreis lassen sich keine eindeutigen Aussagen treffen. Im Mittelwert wird ein Preis erzielt, der bei rund 67 €/MWh, unabhängig davon, ob eine zusätzliche EV-Last auftritt oder nicht (siehe Tabelle 5-15). Dies ist ein Hinweis dafür, die Last von 1 Mio. EVs zur gering ist, um die Preissetzung über das Jahr zu beeinflussen. Jedoch verursachen die EVs einzelne Preisspitzen zu bestimmten Stunden des Jahres. Dabei lässt sich aber keine Korrelation zu bestimmten Uhrzeiten, Tagen oder Jahreszeiten feststellen.
Grundsätzlich ist durch eine Last, verursacht durch 1 Mio. Elektrofahrzeuge, nur ein geringer Einfluss auf die Merit Order der Kraftwerke und somit den Spotmarktpreis zu erwarten.

5.2.2 Modellkonzeption

Das Modell für die Wirtschaftlichkeitsberechnung ist ein Teil des Gesamtkonstruktes und ist auf die Eingangsparameter der Simulationsmodelle angewiesen. Daher wird auf die Beschreibung in Abschnitt 3.2 verwiesen.

5.3 AK 3.4.3 – Modellumsetzung

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung verlangt eine Gegenüberstellung von Kosten und Nutzen. Diesbezüglich wurde sich für die Methode der Kosten-Nutzen-Analyse entschieden (siehe Abschnitt 5.1.3.2). Dazu wurde eine Modellumgebung für diese Auswertung entwickelt, welche nachfolgend als KoNuA (Modell zur Kosten-Nutzen-Analyse) genannt wird (siehe Abbildung 24).

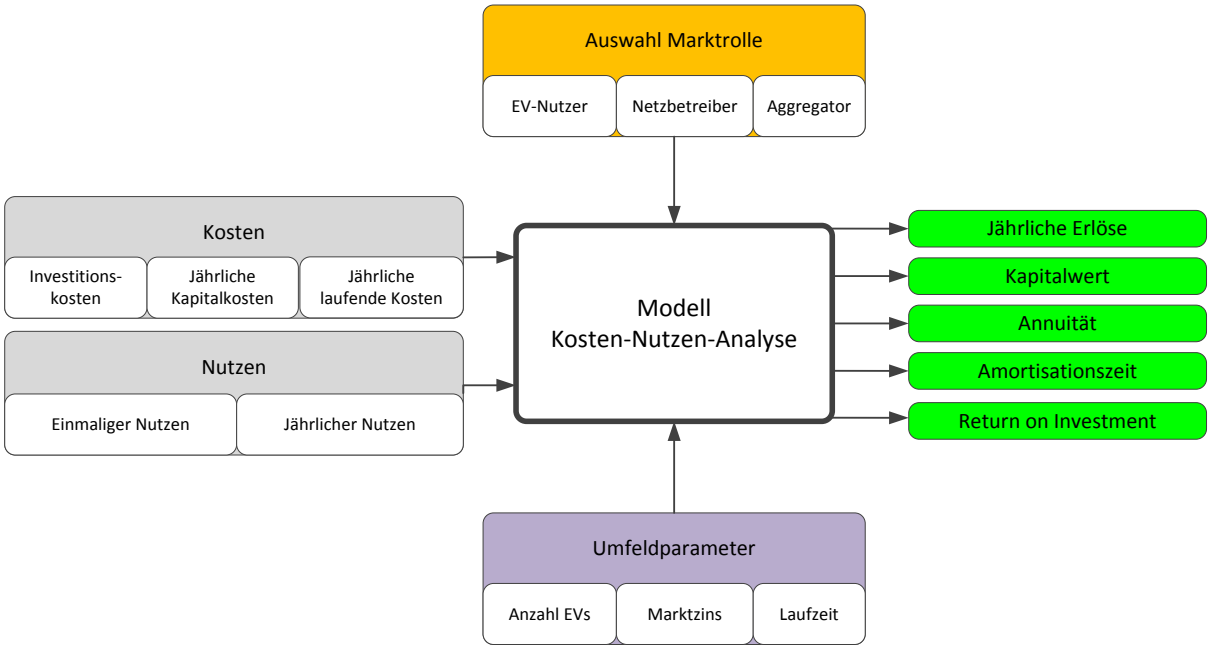


Abbildung 24: Modell Kosten-Nutzen-Analyse

Als Eingangsparameter sind im KoNuA einerseits die Kosten und der Nutzen definiert. Bei den Kosten wird zwischen den einmaligen Investitionskosten, den jährlichen Kapital und den jährlichen laufenden Kosten unterschieden. Der Nutzen gliedert sich in den einmaligen und den jährlichen Nutzen. Andererseits bilden die Umfeldparameter und die Marktrolle Eingangsgrößen für das Modell. Die Umfeldparameter beschreiben die Größe des EV-Pools (Anzahl der Fahrzeuge), den Marktzins und den Betrachtungszeitraum. Die Marktrolle stellt die Sicht des jeweiligen Akteurs dar (EV-Nutzer, Netzbetreiber, Aggregator). Jede Marktrolle hat unterschiedliche Kosten zu tragen und erzielt einen anderen Nutzen.
Als Ausgangsgrößen werden betriebswirtschaftliche Kenngrößen berechnet. Dazu zählen der jährliche Erlös, der Kapitalwert, die Annuität, die Amortisationszeit und der Return on Investment. Diese Größen geben eine Aussage über die Sinnhaftigkeit / Erfolgsaussichten eines Geschäftsmodells.

5.3.1 Berechnungsansatz

Das Berechnungsschema für die Kosten-Nutzenanalyse orientiert sich an den Angaben der StromNEV bzw. GasNEV, welche als Grundlage für die Ermittlung der Netzentgelte dienen. Die jährlichen Kapitalkosten ergeben sich wie folgt:

	Kalkulatorische Abschreibung lt. § 6 StromNEV/ GasNEV
+	Kalkulatorische Eigenkapitalzinsen lt. § 7 StromNEV/ GasNEV
+	Kalkulatorische Steuern lt. § 8 StromNEV/ GasNEV
-	Ertrag aus Auflösung von Baukostenzuschüssen lt. § 9 StromNEV/ GasNEV
-	aktivierte Eigenleistungen lt. § 9 StromNEV/ GasNEV
+	Sonstige Kosten (Versicherungen, Wartung, Instandhaltung , IT- Anpassung)
=	Kapitalkosten

Nachfolgend werden die einzelnen Kalkulationsposten näher beschrieben.

Die kalkulatorischen Abschreibungen sind die Kosten der Wertminderung der benötigten Anlagegüter. Sie treten in der kalkulatorischen Kosten- und Erlösrechnung an die Stelle der bilanziellen Abschreibungen der Gewinn- und Verlustrechnung. Basis für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibung bilden grundsätzlich die im Zeitpunkt ihrer Errichtung erstmalig aktivierten Anschaffungs- und Herstellungskosten gemäß § 6 StromNEV bzw. GasNEV. Bei der Berechnung wird zwischen der Aktivierung von Altanlagen (bis 31.12.2005) und Neuanlagen (ab 01.01.2006) unterschieden. Beiden Bewertungssystemen gemeinsam sind die lineare Abschreibungsmethode, der Abschreibungszeitraum über die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer.
Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung berechnet sich auf der Grundlage des betriebsnotwendigen Eigenkapitals gemäß § 7 Abs. 1 StromNEV bzw. GasNEV. Dies ist entsprechend dem Verhältnis der kalkulatorischen Restwerte der Neu- und Altanlagen aufzuteilen und zu verzinsen. Der auf die Altanlagen entfallende Anteil wird ab dem 01.01.2013 mit 7,14 %, der auf die Neuanlagen entfallender Anteil mit 9,05 % jeweils vor Steuern verzinst. In Umsetzung der vorgeschriebenen Begrenzung der Eigenkapitalquote auf 40 % (laut BNetzA) wird diese innerhalb der Kalkulation berücksichtigt, d. h. abweichend von einer höheren Ist-Eigenkapitalquote wird die Eigenkapital-Quote auf 40% begrenzt. Übersteigt die tatsächliche Eigenkapitalquote 40 %, so wird das übersteigende Kapital mit einem Fremdkapitalzinssatz von 3,8 % verzinst. Entsprechend des Berechnungsschemas der BNetzA ergibt sich die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung anhand nachfolgender Vorschrift:

	Betriebsnotwendiges Vermögen I (kalk. Restwerte des Sachanlagevermögens zu historischen Anschaffungskosten/Herstellkosten)
-	Verzinsliches Fremdkapital
=	Betriebsnotwendiges Eigenkapital I
	kalkulatorische Eigenkapitalquote (40%)
+	kalk. Restwerte der Neuanlagen zu AK/HK
=	Betriebsnotwendiges Vermögen II
-	Verzinsliches Fremdkapital
=	Betriebsnotwendiges Eigenkapital II
*	Verzinsungsbasis EK-Zinssatz Altanlagen (7,14%) bzw.
*	Verzinsungsbasis EK-Zinssatz Neuanlagen (9,05%)
=	Eigenkapitalverzinsung

Die Gewerbesteuer wird kalkulatorisch entsprechend der Berechnungsmethode der Bundesnetzagentur ermittelt. Grundlage der Steuerermittlung bildet die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung.
Der Gewerbesteuersatz ermittelt sich wie folgt:
GewStSatz = Hebesatz / (Hebesatz+2000)
Dabei wird der ortsübliche Hebesatz angesetzt. Die Art der vorgenommenen Steuerberechnung berücksichtigt, dass die Gewerbesteuer von sich selbst abziehbar ist.
Sonstige Kosten insbesondere Kosten für Versicherungen, Wartung und Instandsetzung, IT- Anpassungskosten sowie sonstige Personaldienstleistungen sind bei der Ermittlung der Kapitalkosten zu berücksichtigen.
Den ermittelten Kosten wird der Nutzen gegenübergestellt.

5.3.2 Kosten- und Nutzendefinition

Eine Auflistung relevanter Kosten und Nutzen erfolgt in Tabelle 5-16. Dabei werden nur Kategorien berücksichtigt, welche durch die Anwendung des gesteuerten Ladens entstehen. Kategorien die ebenfalls bei ungesteuertem Laden Auswirkung haben, werden außer Acht gelassen

Tabelle 5-16: Kosten- und Nutzenkategorien

	Kosten/Nutzenart	Definition	Kostenträger
Capex (Investitionskosten)	Investitionskosten separater Zähler mit Viertelstundenmessung	Eigener Zähler zur Erfassung der Ladeenergie (Unterzähler)	EV-Nutzer
	Investitionskosten separater Hausanschluss	Eigener Hausanschlusskasten und Niederspannungskabel sowie Installationskosten	EV-Nutzer
	Investition IT-Infrastruktur (SRL-System)	Material, Entwicklungsaufwand für Software zur Poolsteuerung und Angebotserstellung	Aggregator
	Investitionskosten Internetverbindung am Ladestandort	Kommunikationsmodul (GSM-Modul, Verlegung Ethernetkabel,…)	EV-Nutzer
	Investitionskosten App/Smartphone?	Anschaffungskosten	EV-Nutzer
Opex (Betriebskosten)	Separate Abrechnung der Ladeenergie (SRL-Beitrag) und Bereitstellungsvergütung	Umwälzung der Personalkosten für Abrechnung auf Endkunden	EV-Nutzer
	Betrieb und Wartung IT-Infrastruktur	Materialkosten	Aggregator
	Zusätzliches Personal für Betrieb und Abrechnung	Personal, welches aufgrund des Zusatzaufwandes für Betrieb IT-Infrastruktur und Abrechnung	Aggregator
	Kommunikationskosten Zähler	Anbindung Zähler zu Messstellenbetreiber / Netzbetreiber (GSM-Übertragung, Internetkosten (Datenübertragung))	EV-Nutzer
	Kosten für Ausgleichsenergie	Zahlungen für Abweichungen vom Fahrplan	Aggregator / Lieferant
	Kommunikationskosten Ladesäule / App	Anbindung Ladesäule zu Server / App (GSM-Übertragung, Internetkosten (Datenübertragung))	EV-Nutzer
	Kosten für Anbindung an Energie-/ Regelleistungsmarkt	Kommunikation zu ÜNB, Personalaufwand für Datenaufbereitung	Aggregator
Nutzen	Erlöse am Energie- / Regelleistungsmarkt	SRL-Vermarktung	Aggregator
	Geringe Energie-beschaffungskosten	Einsparung an Energiemenge, welche übe Energiemarkt beschafft werden muss, weil bereits über SRL-Markt gedeckt	Aggregator
	Einsparung Ladekosten	Vergütungszahlung durch Aggregator	EV-Nutzer
	Vermeidung Zubau Erzeugungskapazitäten		VNB

	Kosten/Nutzenart	Definition	Kostenträger
	Vermeidung Netzausbau (Einsparung Netznutzungsentgelte (NNE))	Reduzierte Netzentgelte für EV-Nutzer (Vergütungszahlung)	EV-Nutzer
	Längere Batterielebensdauer		EV-Nutzer
	Verringerung NNE durch Bezug aus vorgelagerten Netzen		VNB
	Vermeidung Netzausbau (Senkung Netzkosten)		VNB
	Senkung Vergütungszahlung Einspeisemanagement		VNB

5.3.3 Aufbau Berechnungsmodell

Die Dateneingabe erfolgt im Excelmodell KoNuA im Tabellenblatt „Eingabe KoNuA“. Über den Auswahlliste „Marktrolle“ kann gewählt, aus welcher Sicht die Berechnung durchgeführt wird. Es kann zwischen dem Aggregator, dem EV User und den Verteilernetzbetreiber (VNB) gewählt. Durch die Wahl einer Marktrolle werden in der darunter liegenden Tabelle die entsprechenden Felder freigeschaltet, in die der Nutzer seine Werte (Nutzungsdauer, Höhe der Kosten bzw. Nutzen) eintragen kann. Bei der Eingabe der Höhe ist zu unterscheiden, ob es sich um Werte für den einzelnen Nutzer oder des gesamten Fahrzeugpools handelt. Weiterhin sind die Werte für Anzahl EVs (Electric Vehicles) und die Laufzeit Szenario. Letzteres ist wichtig, um die dynamischen Ausgabewerte korrekt berechnen zu können.
Als Ergebnis erhält man die Kosten und den Nutzen als jährlichen Wert für das erste Jahr. Weiterhin werden im oberen Teil die dynamischen Kennwerte

- Kapitalwert,
- Annuität,
- Amortisationszeit und
- Return on Investment (ROI)

angezeigt.
Eine grafische Darstellung der Kosten / Nutzen und des Kapitalwertes über die Jahre der Szenarioberechnung sind im Tabellenblatt „Diagramm“ dargestellt. Die jahreswerte für Kosten und Nutzen können den Tabellenblättern „Kostenverlauf“ bzw. „Nutzenverlauf“ entnommen werden.
Um einen Vergleich der Ergebnisse zwischen verschiedenen Alternativen und Marktrollen durchführen zu können, ist die Funktion „Ergebnis speichern“ anzuwenden. Durch Betätigen des Buttons „Ergebnis speichern“ wird die Auswertung des Tabellenblattes „Eingabe KoNuA“ im Ergebnistabellenblatt der ausgewählten Marktrolle abgespeichert (z.B. „Ergebnis Aggregator“).

5.4 AK 3.4.4 – Auswertung der Wirtschaftlichkeitsberechnung

5.4.1 Geschäftsmodell SRL-Vermarktung

Die Auswertung der Wirtschaftlichkeit bezieht sich auf das Geschäftsmodell der Vermarktung von Kapazitäten, welche über gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen aggregiert werden, am Regelleistungsmarkt (Sekundärregelleistung). Dabei werden zwei unterschiedliche Poolgrößen betrachtet, um die Größeneffekte zu bewerten. Ein Pool mit 10 MW und ein zweiter Pool mit 100 MW. Über das Potenzialmodell für EVs (siehe Abschnitt 3.2.2) wurde eine theoretische Poolgröße ermittelt, bei welcher über den Nebenzeitraum eine Abnahmeleistung von 10 MW bzw. 100 MW bereitgestellt werden kann. Die Leistung bedingt eine theoretische Ladeenergie für den Pool von 11.000 EVs für 10 MW und 110.000

EVs für 100 MW. Um eine reale Poolgröße zu ermitteln, wurde die reale Ladeenergie der Feldtestfahrzeuge (10 EVs) verwendet. Theoretisch werden 340 kWh an Ladeenergie benötigt (pro EV), um über einen 4-Wochenzeitraum die konstanten10 MW Ladeleistung täglich in der Nebenzeit bereitstellen zu können. Während der Feldtestphasen wurden jedoch geringere Ladeenergien verzeichnet, d.h. es ist eine größere Anzahl von Fahrzeugen nötig um die Ladeleistung bereitzustellen. In der zweiten Feldtestphase betrug die Ladeenergie anstatt der theoretischen 340 kWh nur 160 kWh (siehe Tabelle 5-17). Um die Ladeenergie von 340 kWh zu erzielen werden 2,1mal mehr Fahrzeuge benötigt als theoretisch ermittelt, d.h. 23.000 EVs anstatt von 11.000 EVs. Für den 100 MW Pool werden dann 230.000 MWs benötigt.

Tabelle 5-17: Vergleich theoretischer Ansatz und Feldtestphasen

4 Wochen Zeitraum [pro Kunde]	**Phase 1**		**Phase 2**	
	theoretisch	real	theoretisch	real
Gutschriften	25 €	5,90 €	25 €	11,90 €
Ladeenergie	340 kWh	160 kWh	340 kWh	198 kWh

5.4.1.1 Auswertung der Wirtschaftlichkeit

Die Auswertung werden vier Geschäftsmodellvarianten untersucht:

- Lieferant als Aggregator (Lieferant vermarktet EV-Kapazität am SRL-Markt und vergütet die EV-Nutzer)
- Poolbetreiber als Aggregator (Poolbetreiber vermarktet EV-Kapazität am SRL-Markt und vergütet die EV-Nutzer)
- Verteilernetzbetreiber als Aggregator (Poolbetreiber vermarktet EV-Kapazität am SRL-Markt und vergütet die EV-Nutzer über Punktemodell, reduzierte Netzentgelte oder Einsparung an Einspeisemanagement)
- Lieferant als Aggregator und Netzrestriktionen durch VNB ((Lieferant vermarktet EV-Kapazität am SRL-Markt und VNB vergütet die EV-Nutzer über reduzierte Netzentgelte oder Einsparung an Einspeisemanagement)

Es wird untersucht, welche Vermarktungsoption die ökonomisch sinnvollste darstellt.

- Vermarktung am SRL-Markt und Vergütung über den Aggregator
- Vermarktung am MRL-Markt und Vergütung über den Aggregator
- Nutzung zur Senkung der Einspeisemanagementmaßnahmen und Vergütung über den VNB (reduzierte Netzentgelte)

Die Einspeisemanagementmaßnahmen definieren die Vorgänge, bei welchen der Netzbetreiber erneuerbare Erzeuger (vor allem Windkraftanlagen) abschalten lässt, um eine Überlastung im Netz zu verhindern. Die Anzahl der Maßnahmen und die reduzierte Leistung sind in einen Jahr fix. Für die entgangene Vergütung zahlt der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber eine Entschädigung für die Ausfallzeit. Diese Entschädigungszahlungen sind Kosten dir für den Netzbetreiber innerhalb eines Jahres in seinem Netzgebiet eine feste Summe erreichen. EVs können diese Energie aufnehmen und somit müssen keine Einspeisemanagementmaßnahmen durchgeführt werden. Unter der Annahme, dass alle EVs in einem Pool gleichverteilt an der Energieaufnahme teilnehmen, verteilt der Netzbetreiber seine eingesparten Kosten als Vergütung auf die EV-Nutzer. Je größer der Pool ist, umso mehr EV-Nutzer müssen sich die Vergütung durch den Netzbetreiber (feste Summe) teilen. Daher sinkt mit zunehmender Poolgröße das Erlöspotenzial für EV-Nutzer. Eine Auflistung sämtlicher Kosten und Nutzen ist in Tabelle 5-18 und Tabelle 5-19 dargestellt.

Tabelle 5-18: Kosten und Nutzen pro Nutzer gemäß (76) und eigenen Berechnungen

Kosten				Nutzen		
Kategorie		Akteur	Wert	Kategorie	Akteur	Wert
Capex	IT Infrastruktur	AGG	1.500.000 €	SRL	AGG	32 €/Nutzer
	Stromzähler	FN	175 €/Nutzer	MRL	AGG	15 €/Nutzer
	Internetverbindung am Ladeort	FN	40 €/Nutzer	Einsparung Strombeschaffung	AGG	3 €/ Nutzer
Opex	Abrechnung Ladeenergie	FN	15 €/Nutzer	Vergütung SRL	FN	150 €/Nutzer
	Personal, Betrieb und Abrechnung	AGG	50.000 €	Vergütung MRL	FN	40 €/Nutzer
	Anbindung (Regel)-Energiemarkt	AGG	50.000 €	Reduzierte Netzentgelte	FN	130 €/Nutzer
	Kommunikation Zähler (GPRS)	FN	25 €/Nutzer	Einsparung Einspeisemanagement	VNB	80 €/Nutzer
	Kommunikation Ladesäule	FN	25 €/Nutzer			

Tabelle 5-19: jährliche Kosten und Nutzen pro Nutzer gemäß [5] und eigenen Berechnungen

Kosten				Nutzen		
Kategorie		10 MW	100 MW	Kategorie	10 MW	100 MW
Capex	IT Infrastruktur (8 Jahre Abschreibung)	15 €	1,50 €	SRL	32 €	32 €
	Stromzähler (13 Jahre Abschreibung)	14 €	14 €	MRL	15 €	15 €
	Internetverbindung am Ladeort (8 Jahre Abschreibung)	5 €	5 €	Einsparung Strombeschaffung	3 €	3 €
Opex	Abrechnung Ladeenergie	15 €	15 €	Vergütung SRL (gemäß Feldtestphase)	150 €	150 €
	Personal, Betrieb und Abrechnung	2,60 €	0,26 €	Vergütung MRL	40 €	40 €
	Anbindung (Regel)Energiemarkt	2,60 €	0,26 €	Reduzierte Netzentgelte (§14a EnWG → 5 Cent/kWh)	130 €	130 €
	Kommunikation Zähler (GPRS)	25 €	25 €	Einsparung Einspeisemanagement (Daten EWE Netzgebiet)	80 €	8 €
	Kommunikation Ladesäule	25 €	25 €			

Die Kosten wurden (76) entnommen und auf die entsprechende Poolgröße skaliert. Für die Ermittlung der Erlöse aus der Vermarktung am Regelleistungsmarkt wurden zwei Modelle entwickelt. Zum einen ein Potenzialmodell, welches unter Verwendung eines Algorithmus zum gesteuerten Ladung ermittelt, wie groß ein EV-Pool sein muss, um ein definiertes Leistungsband konstant im Nebenzeitraum (20:00 bis 8:00) anbieten zu können. Diese Größe geht in ein zweites Modell ein, welches den Sekundärregel- und Minutenreserveleistungsmarkt (SRL und MRL) aufgrund historischer Daten abbildet. Dabei wurden die Daten des Jahres 2013 verwendet. Eine Prognose des Regelleistungsmarktes ist nicht möglich, so dass keine Aussagen über das zukünftige Potenzial der Regelleistungsvermarktung gegeben werden können. Das Jahr 2013 ist mit einem Erlös von 32 € pro Nutzer und Jahr noch sehr positiv. Im Jahr 2014 beträgt der Erlös aus der SRL-Vermarktung nur noch 13 € pro Nutzer. Die Vergütung der EV-Nutzer basiert auf dem Punktemodell, bei dem jeder Nutzer pro Ladezyklus (Nebentarifzeitraum) maximal 40 Punkte für sein Ladeverhalten erzielen kann. Pro Punkt erhält der Nutzer 2 Ct Vergütung. Pro Jahr wären dies 290 € pro EV-Nutzer. Realistisch wird die Maximalpunktzahl in den Feldphasen nicht erreicht (siehe Tabelle 5-17), so dass ein realer Wert von 150 € pro Nutzer und Jahr angesetzt wird. Die Reduzierung der Netzentgelte beläuft sich auf 130 € pro Nutzer und Jahr (50 kWh/Woche * 52,5 Wochen * 0,05 €/kWh). Die Daten für die Einsparung der Kosten für Einspeisemanagement beziehen sich auf das Netzgebiet von EWE Netz und das Jahr 2013. Sowohl die Netzentgelte als auch das Einspeisemanagement verursacht für den VNB keinen Kosten, da er entweder die reduzierten Netzentgelte über alle Netznutzer solidarisiert oder eingesparte Kosten an den EV-Nutzer weiterreicht (Einspeisemanagement).
Nachfolgend werden für die vier Geschäftsmodelle die Kosten und Nutzen gegenüber gestellt. Dabei wird die Minutenreserveleistung als Produkt vernachlässigt, da der Nutzen mit 15 € pro Nutzer und Jahr zu gering sind, um die Kosten zu decken.

Geschäftsmodell 1: Lieferant als Aggregator

Tabelle 5-20: Kosten-Nutzenanalyse Geschäftsmodell 1

Pro Nutzer und Jahr		10 MW (23.000 EVs)			100 MW (230.000 EVs)		
		Kosten	Nutzen	Erlös	Kosten	Nutzen	Erlös
SRL	Aggregator	170 €	35 €	-135 €	152 €	35 €	-117 €
	EV -Nutzer	84 €	150 €	66 €	84 €	150 €	66 €

Für den Lieferanten fallen Kosten in Höhe von 170 € pro Nutzer und Jahr (10 MW) an, welche hauptsächlich durch die Vergütung bestimmt werden (150 €). Diese Kosten können durch die SRL-Einnahmen und die Einsparung in der Strombeschaffung gedeckt werden. Auch die Größeneffekte zeigen nur marginale Auswirkungen (Kostensenkung um 18 €). Der Aggregator erzielt somit Verluste in diesem Geschäftsmodell. Der Kunde bezieht einen jährlichen Erlös von 66 € pro Jahr, d.h. ca. 5 € pro Monat.

Geschäftsmodell 2: Poolbetreiber als Aggregator

Tabelle 5-21: Kosten-Nutzenanalyse Geschäftsmodell 2

Pro Nutzer und Jahr		10 MW (23.000 EVs)			100 MW (230.000 EVs)		
		Kosten	Nutzen	Erlös	Kosten	Nutzen	Erlös
SRL	Aggregator	170 €	32 €	-138 €	152 €	32 €	-120 €
	EV -Nutzer	84 €	150 €	66 €	84 €	150 €	66 €

Das Geschäftsmodell 2 weist ähnliche Ergebnisse wie Geschäftsmodell 1 auf. Der Unterschied liegt darin, dass der Poolbetreiber nicht den Ladestrom beschafft und somit keine Einsparung in der Strombeschaffung besitzt. Für den Poolbetreiber fallen ebenfalls Kosten in Höhe von 170 € pro Nutzer und

Jahr (10 MW) an, welche hauptsächlich durch die Vergütung bestimmt werden (150 €). Diese Kosten können nur durch die SRL-Einnahmen gedeckt werden. Auch die Größeneffekte zeigen nur marginale Auswirkungen (Kostensenkung um 18 €). Als Aggregator erzielt der Poolbetreiber somit Verluste in diesem Geschäftsmodell. Der Kunde bezieht einen jährlichen Erlös von 66 € pro Jahr, d.h. ca. 5 € pro Monat.

Geschäftsmodell 3: Verteilernetzbetreiber als Aggregator

Tabelle 5-22: Kosten-Nutzenanalyse Geschäftsmodell 3

Pro Nutzer und Jahr		10 MW (23.000 EVs)			100 MW (230.000 EVs)		
		Kosten	Nutzen	Erlös	Kosten	Nutzen	Erlös
SRL	Aggregator	170 €	32 €	-138 €	152 €	32 €	-120 €
	EV -Nutzer	84 €	150 €	66 €	84 €	150 €	66 €
NE	Aggregator	20 €	32 €	12 €	2 €	32 €	30 €
	EV -Nutzer	84 €	130 €	46 €	84 €	130 €	46 €
EM	Aggregator	20 €	32 €	12 €	2 €	32 €	30 €
	EV -Nutzer	84 €	80 €	-4 €	84 €	8 €	-76 €

Das Geschäftsmodell 3 erlaubt zwei Betrachtungsweisen. Zum einen ist der VNB reiner Aggregator, d.h. er verhält sich wie ein Pooltreiber. Daher treten in diesem Fall die Ergebnisse von Geschäftsmodell 2 auf (Aggregator Verlust in Höhe von 138 € und EV-Nutzer Gewinn in Höhe von 66 €). Zum anderer kann der VNB die Fahrzeuge auch als steuerbare Lasten einsetzen und im Rahmen seines Netzgebietes zur Vermeidung kritischer Netzsituationen verwenden. Dabei ist er weiterhin am SRL-Markt tätig, schöpft jedoch andere Vergütungsquellen für den EV-Nutzer aus. Dadurch entfällt der Hauptteil der Kosten und der VNB erzielt einen Gewinn von 12 € bzw. 30 € bei einer Poolgröße von 19.000 bzw. 190.000 EVs. Die Vergütung für die EV-Nutzer beträgt 130 € in Fall der reduzierten Netzentgelte (NE). Dadurch erzielt der EV-Nutzer einen geringeren Gewinn in Höhe von 46 €. Wird der EV-Nutzer über das Einspeise-management (EM) vergütet macht der Verluste von 4 € (10 MW Pool) bzw. 76 € (100 MW Pool). Diese Variante ist somit nicht lohnenswert für den EV-Nutzer.

Geschäftsmodell 4: Lieferant als Aggregator, Netzrestriktionen durch VNB

Tabelle 5-23: Kosten-Nutzenanalyse Geschäftsmodell 4

Pro Nutzer und Jahr		10 MW (23.000 EVs)			100 MW (230.000 EVs)		
		Kosten	Nutzen	Erlös	Kosten	Nutzen	Erlös
SRL / NE	Aggregator	20 €	35 €	15 €	2 €	35 €	33 €
	EV -Nutzer	84 €	130 €	46 €	84 €	130 €	46 €
	VNB	130 €	130 €	0 €	130 €	130 €	0 €
SRL / EM	Aggregator	20 €	35 €	15 €	2 €	35 €	33 €
	EV -Nutzer	84 €	80 €	-4 €	84 €	8 €	-76 €
	VNB	80 €	80 €	0 €	8 €	8 €	0 €

Das Geschäftsmodell 4 teilt die SRL-Vermarktung und die Nutzervergütung zwischen dem Lieferanten und dem VNB auf. Die Lieferant vermarktet die Fahrzeuge am SRL-Markt und erzielt damit Erlöse von 35 € bei Kosten von 20 € (keine Vergütung). Die Vermarktung erfolgt unter den Randbedingungen, welcher der VNB vorgibt, damit keine netzkritischen Situationen entstehen. dafür vergütet der VNB den

EV-Nutzer wie bei Geschäftsmodell 3. Der EV-Nutzer erhält somit eine Vergütung von 130 € (NE) oder 80 € bzw. 8 € (EM). Der VNB hat keinen Nachteil, da es seine Kosten solidarisiert (NE) oder durch entsprechende Kosteneinsparung kompensiert (EM). Für den Fall, dass die Vergütung über reduzierte Netzentgelte gewährt wird, profitieren alle drei Akteure (Lieferant, EV-Nutzer und VNB) von diesem Geschäftsmodell.

5.4.1.2 Zusammenfassung Wirtschaftlichkeit

Um die Aussagen zur Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodell Vermarktung von EV-Kapazitäten am SRL-Markt zusammenfallen, werden die Varianten anhand von drei Grafiken verglichen.
Abbildung 25 vergleicht die Kosten und Nutzen für den Fall Lieferant als Aggregator oder Poolbetreiber bzw. VNB als Aggregator bei Vergütung des EV-Nutzers über das Punktemodell. Die Kosten sind für alle Akteure gleich. Ein Größeneffekt bezüglich der Kosten ist ersichtlich, der sich durch die Verteilung der fixen Kosten (IT-System, Personalkosten und Marktanbindungskosten) auf eine größere Nutzeranzahl begründet. Der Nutzen unterscheidet sich minimal durch den Zusatznutzen der Strombeschaffung auf Seiten des Lieferanten.

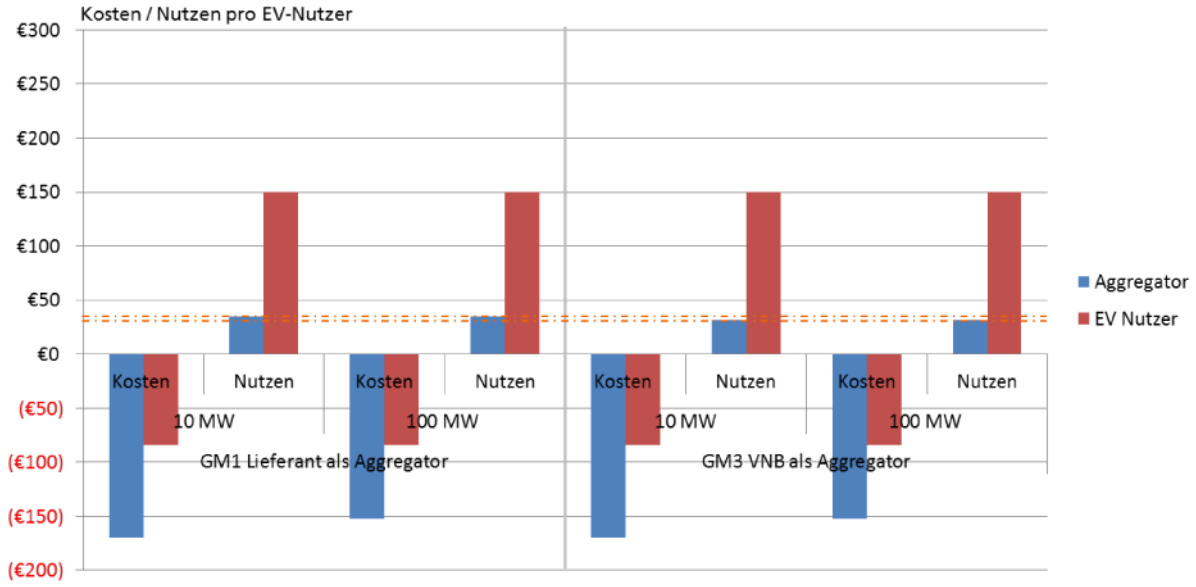


Abbildung 25: Vergleich Geschäftsmodell 1 und 3

Abbildung 26 betrachtet den Fall Verteilernetzbetreiber als Aggregator. Verfolgt die Vergütung über das Punktemodell erzielt der Aggregator Verluste, da die Vergütung nicht durch die SRL-Erlöse gedeckt werden kann. Der EV-Nutzer erzielt einen Gewinn. Wird die Vergütung über reduzierte Netzentgelte gewährt, entfallen die Vergütungskosten für den VNB und er erzielt Gewinn. Auch der EV-Nutzer hat einen Gewinn, der jedoch etwas geringer ausfällt als beim Punktemodell.

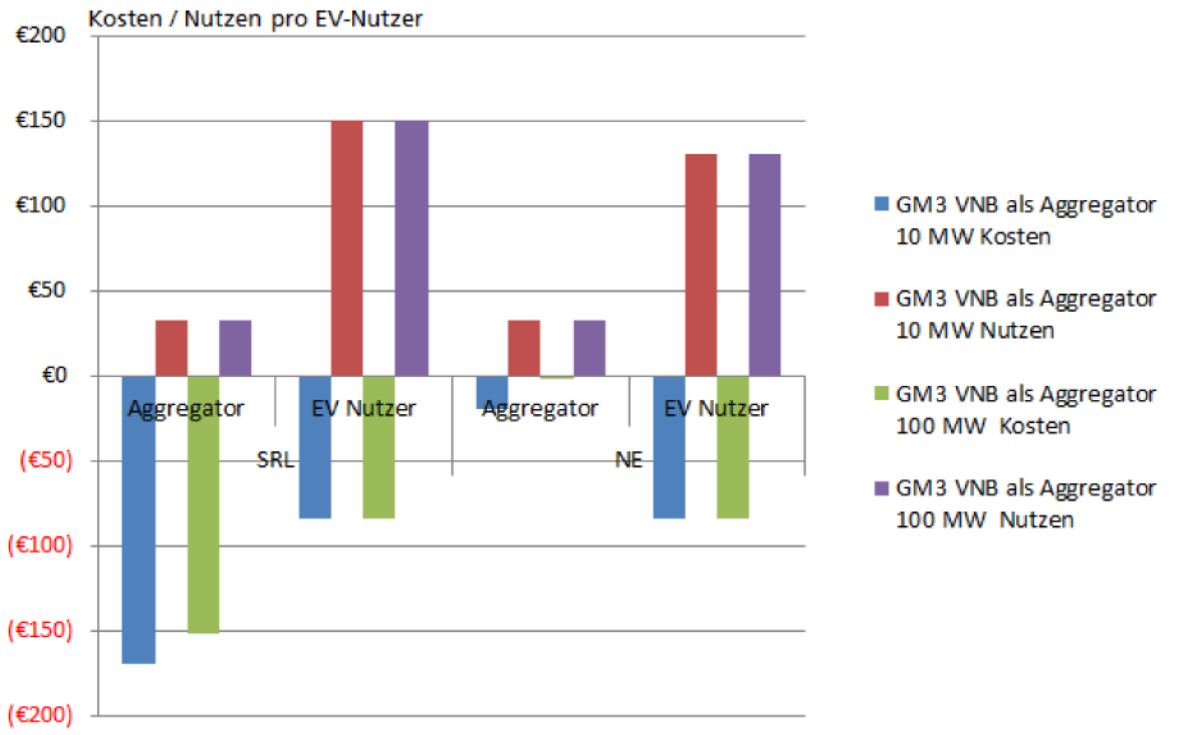


Abbildung 26: Vergleich Vergütung über Punktemodell und durch reduzierte Netzentgelte

Abbildung 27 die Varianten, bei denen der Aggregator als alleiniger Akteur das Geschäftsmodell umsetzt (GM 4) und bei denen der Aggregator und der VNB gemeinsam agieren. Im letzteren Fall entfallen für den Aggregator die Vergütungskosten und er erzielt einen Gewinn. Der EV-Nutzer hat ebenfalls eine positive Bilanz, da die Vergütung (reduzierte Netzentgelte) seine Kosten übersteigen. Für den VNB ist das Geschäftsmodell ein Nullsummenspiel, da er die Kosten für die Vergütung durch die Umlegung der reduzierten Netzentgelte auf alle Netznutzer kompensiert.

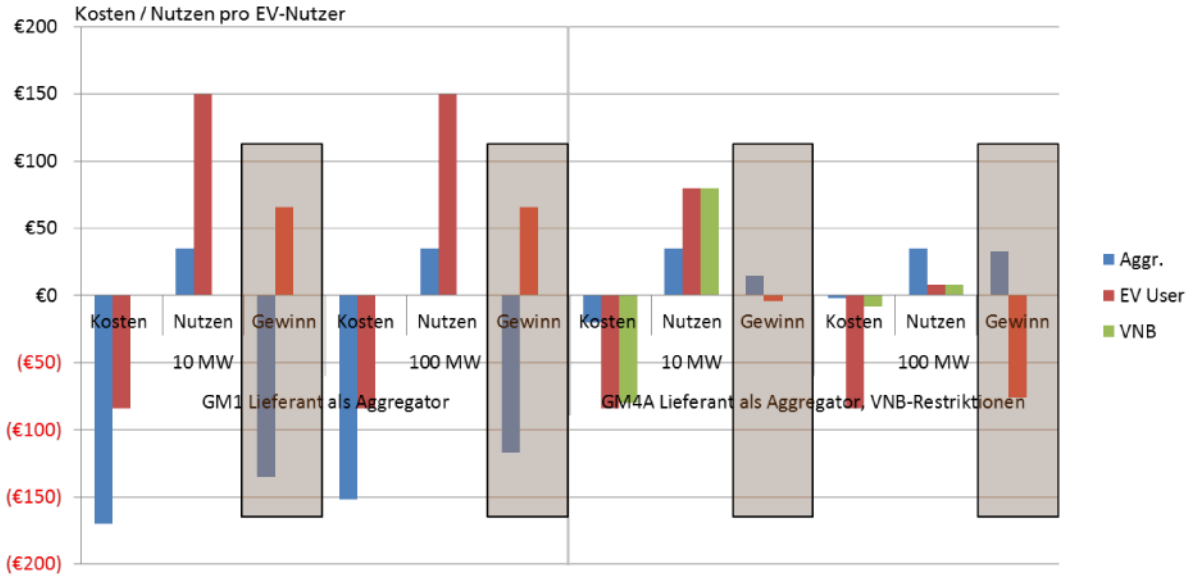


Abbildung 27: Vergleich Geschäftsmodell 1 und 4

Abschließend lässt sich folgendes festhalten. Die Kostentreiber des Geschäftsmodell sind auf Seiten des Aggregators die Vergütungszahlungen und auf Seiten der EV-nutzer die Kommunikationskosten. Im Hinblick auf das Nutzenpotenzial ergibt sich ein geringes Potenzial an den Regelleistungsmärkten für den Aggregator. Die reduzierten Netzentgelte stellen für den EV-Nutzer eine vergleichbare Alternative zum Punktemodell dar. Der Aggregator als alleiniger Akteur kann die Kosten nicht decken. Daher

ist eine Symbiose zwischen Aggregator und VNB sinnvoll. Der VNB setzt Laderestriktionen für den Aggregator und vergütet die EV-Nutzer, um netzkritische Situationen zu vermeiden. Der Aggregator vermarktet die Kapazitäten unter Einhaltung der Bedingungen des VNB und trägt dadurch keine vergütungskosten und kann die Erlöse am SRL-Markt abschöpfen.

5.4.2 Geschäftsmodell Flexibilität

Im AK3.5.7 wurde ein ausführliches Geschäftsmodell entwickelt, welches über die Vermarktungsoptionen des Geschäftsmodells „SRL-Vermarktung“ hinausgeht. Im neuen Geschäftsmodell steht die Vermarktung von Flexibilität im Vordergrund sowohl am SRL-Markt als auch am Energiemarkt. Das Geschäftsmodell definiert ein neues Wertangebot und damit verbunden neue Erlös- und Kostenpositionen.

5.4.2.1 Annahmen für Wirtschaftlichkeit

Für die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit ist es erforderlich die Annahmen des Geschäftsmodells zu definieren, da diese Auswirkungen auf Kosten und Erlöse haben.

Das Wertangebot sieht ein Premiumladen für EV-Nutzer vor, welche in einem Komplettpaket die Ladestation inklusive Installation und Wartung sowie die Übernahme aller vertraglichen Prozesse beinhaltet. Den EV-Nutzern wird ein Flatrate-Modell angeboten, welche die komplette Ladeenergie abdeckt. Flottenbetreiber erhalten das gleiche Komplettpaket mit der Ausnahme, dass der Ladestrom über einen herkömmlichen Tarif (Leistungs- und Arbeitspreis) abgerechnet wird. Entscheidend Neuerung ist das Shop-in-Shop Konzept, welches Personal für „Gesteuertes Laden“ in Autohäusern vorsieht. Dieses Beratungspersonal verursacht zusätzliche Kosten. Weitere Kosten entstehen aufgrund der Abrechnung des „Gesteuerte Laden“, die Entwicklung und der Betrieb der IT-Infrastruktur (Inklusive Hotline), Kommunikations- und Marketingkosten sowie die Investitionskosten für die Ladestation. Weitere Kostenpositionen werden dem Geschäftsmodell SRL-Vermarktung entnommen. Den Kosten stehen die Erlöse gegenüber. Diese werden erzielt über die Flatrate-Entgelte für Privatnutzer und der Stromverkauf an Flottenbetreiber. Für die Überlassung der Ladestation, deren Wartung sowie die vertraglichen Abwicklungen haben die EV-Nutzer eine Grundgebühr zu zahlen, welche verschieden für Privatnutzer und Flottenbetreiber ist. Eine Übersicht der Kosten und Erlöse (Nutzen) ist in

Tabelle 5-24 dargestellt.

Tabelle 5-24: Übersicht Kosten- und Nutzenpositionen GM Flexibilität

		Geschäftsmodellkosten /-nutzen			
		Nutzdauer	K Nutzer	K gesamt	Akteur
Capex	IT-Infrastruktur Aggregator	8		2.000.000 €	Aggregator
	Stromzähler	13	250 €		EV-Nutzer
	Internetverbindung am Ladeort	8	40 €		EV-Nutzer
	Ladesäule	4	1.500 €		Aggregator
Opex	Abrechnung Ladeenergie		15 €		EV-Nutzer
	Personal Betrieb und Abrechnung			200.000 €	Aggregator
	Personal "Shop-in-Shop"			1.824.000 €	Aggregator
	Kommunikation Zähler (GPRS)		40 €		EV-Nutzer
	Kommunikation Ladesäule / App		60 €		EV-Nutzer
	Strombeschaffung		430 €		Aggregator
	Anbindung (Regel)-Energiemarkt			50.000 €	Aggregator
	Betriebskosten IT-Infrastruktur/ Ladesäule			75.100.000 €	Aggregator
	Bereitstellungskosten OEM Backend				Aggregator
	Marketingkosten (Forum, "Grüne Flotte",…)			1.000.000 €	Aggregator
	Schulungskosten			76.000 €	Aggregator
Nutzen	Grundgebühr (Ladestation, Komplettpaket)		550 €		Aggregator
	Flatrate "Gesteuertes Laden"		500 €		Aggregator
	Markterlöse Flexibilität				Aggregator
	Stromverkauf an Flottenbetreiber		460 €		Aggregator

Die Kostenwerte basieren einerseits auf (76) und andererseits auf den Erfahrungswerten von EWE, CLENS und BMW. Die Personalkosten „Shop-in-Shop“ ergeben sich dadurch, dass für jede Stadt größer als 100.000 Einwohner ein Ansprechpartner zur Verfügung steht. Pro Jahr Ansprechpartner werden jährlich 24.000€ angesetzt. Für jeden Ansprechpartner fallen jährlich 1.000€ Schulungskosten an, damit der Komplexität des „Gesteuerten Laden“ Rechnung getragen. Die Bestimmung der Kosten für die Strombeschaffung orientiert sich an den DayAhead-Preisen der EPEX Spot. Für die Strombeschaffung wird der Ladeverlauf des Pools für ungesteuertes Laden angenommen und dieser Lastverlauf entsprechend beschafft. Zusätzlich sind die Abgaben und Steuern beim Strompreis als Kosten anzusetzen. Diese betragen gemäß dem Monitoringberichts der BNetzA, 73,4% des Strompreises (bezogen 500€ Flatrate sind dies 367€. Die Grundgebühr ermittelt aus den Abschreibungen für die Ladestation und einer Servicepauschale für das Komplettpaket. Die Höhe der Flatrate orientiert sich am durchschnittlichen Fahrverhalten (32km pro Tag), dem durchschnittlichen Energieverbrauch (16kWh/100km) sowie

einem Strompreis von 25Cent pro kWh. Die EV-Nutzer erhalten in diesem Geschäftsmodell keine Vergütung, da die Annahme getroffen ist, dass das „Gesteuerte Laden“ gesetzlich vorgeschrieben ist und jeder EV-Nutzer sein Fahrzeug auf diese Weise laden lässt.

5.4.2.2 Ergebnisse

Für die Auswertung der Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells „Flexibilität“ dienen die Kosten- und Nutzengröße gemäß Abschnitt 5.4.2.1**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** als Grundlage. Weiterhin werden für die Berechnung folgende Annahmen getroffen.

- Es wird dem EV-Nutzer keine Kundenvergütung gezahlt. Motivation für die Teilnahme am „Gesteuerten Laden“ ist das Premiumladen mit gesicherten Ladeinformationen, die Ladestrom-Flatrate und das Komplettpaket (Ladestation und Vertragsmanagement).
- Für das genannte Wertangebot zahlen die Nutzer eine Flatrate für den Ladestrom und eine Grundgebühr für die Installation / Betrieb der Ladesäule sowie das komplette Vertragsmanagement.
- Die Aggregatoren können zusätzliche Erlöse durch die Vermarktung der Flexibilität der Elektrofahrzeuge am Energiemarkt bzw. Regelleistungsmarkt erzielen. Eine gleichzeitige Vermarktung an beiden Märkten ist nicht möglich.
- Die Auswertung erfolgt für zwei Betrachtungszeiträume. Den Nebentarifzeitraum mit Fokus auf die Heimladung von Privatnutzern und den Haupttarifzeitraum mit Fokus auf die Ladung bei Flottenbetreibern (Geschäftskunden).
- Es werden unterschiedliche Poolgrößen berücksichtigt (von 10.000 EVs bis 1 Mio. EVs), um die kritische Größe eines EV-Pools zu bestimmen.
- Um die Kostenaufteilung besser abschätzen zu können, werden die Kommunikationskosten der Ladesäulen anhand zweier Optionen aufgeteilt. Zum einen die der EV-Nutzer Träger dieser Kosten, zum anderen der Aggregator.

Privatnutzer NT

Die Auswertung für die Privatnutzer bezieht sich auf den Nebentarifzeitraum. Dabei werden die Erlöse am Energie- und Sekundärregelleistungs(SRL)-markt aufgrund Daten von 2014 berechnet (siehe Tabelle 5-25 und Tabelle 5-26).

Tabelle 5-25: Nutzen Aggregator (NT) bei Vermarktung am Spotmarkt

Poolgröße	Ladekosten ungesteuert [€]	Ladekosten gesteuert [€]	Nutzen (Einsparung) [€]
1 Mio. EVs	65.669.078	39.089.833	26.579.245
500.000 EVs	32.834.539	19.544.917	13.289.622
250.000 EVs	16.417.269	9.772.458	6.644.811
100.000 EVs	6.566.908	3.908.983	2.657.925
50.000 EVs	3.283.454	1.954.492	1.328.962
25.000 EVs	1.641.727	977.246	664.481
10.000 EVs	656.691	390.898	265.793

Tabelle 5-26: Nutzen Aggregator (NT) bei SRL-Vermarktung

Poolgröße	Angebotene Leistung [MW]	Nutzen Pool [€]	Nutzen pro EV[€]
1 Mio. EVs	526	10.378.302	10,38
500.000 EVs	263	6.054.372	12,12
250.000 EVs	132	3.314.605	13,22
100.000 EVs	53	1.406.924	13,97
50.000 EVs	26	704.053	14,25
25.000 EVs	13	373.543	15,12
10.000 EVs	5	147.408	15,52

Aus den Tabellen ist ersichtlich, dass der Nutzer pro EV unabhängig von der Poolgröße ca. 26,50€ beträgt. Diese Größe ergibt aufgrund der Einsparung von Ladekosten, welche durch eine Optimierung des Ladeverlaufs am IntraDay-Markt erzielt wird. Am SRL-Markt nimmt der Nutzen mit steigender Poolgröße ab. Dies begründet sich dadurch, dass größere Pools mehr Leistung bereitstellen können. Diese Leistung wird aber nicht durchgängig komplett abgerufen, sondern größtenteils nur in Teilmengen.
Entsprechend der Nutzen und der verwendeten Kosten ergeben sich die Erlöse bei Vermarktung am Energie- bzw. SRL-Markt. Für die Anrechnung der Marketingkosten sowie der Personal- und Schulungskosten (Shop-in-Shop Konzept) wird eine Staffelung vorgenommen. Für Poolgrößen von 250.000 bis 1 Mio. EVs werden die Kosten für ein deutschlandweites Pooling angesetzt, weil diese Poolgrößen nur unter Berücksichtigung aller Fahrzeuge zu erzielen sind. Für Poolgrößen von 50.000 bis 100.000 EVs wird die Hälfte der Kosten und bei Größen bis 25.000 EVs in Viertel der Kosten angesetzt. Die sich daraus ergebenden Erlöse sind in Tabelle 5-27 und Tabelle 5-28 dargestellt (unterschieden nach Zuordnung der Kommunikationskosten).

Tabelle 5-27: Kosten-Nutzen Analyse (NT) Aggregator (Kommunikationskosten bei EV-Nutzer)

Poolgröße [EVs]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (Energie-markt) [€]	Erlös (Energie-markt) [€]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (SRL-Markt) [€]	Erlös (SRL-Markt) [€]
1 Mio.	960	1.077	117	948	1.060	112
500.000	964	1.077	113	952	1.062	110
250.000	971	1.077	106	959	1.063	104
100.000	978	1.077	99	965	1.064	99
50.000	1.000	1.077	77	987	1.064	77
25.000	1.014	1.077	63	1.001	1.065	64
10.000	1.100	1.077	-23	1.087	1.066	-21

Tabelle 5-28: Kosten-Nutzen Analyse (NT) Aggregator (Kommunikationskosten bei Aggregator)

Poolgröße [EVs]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (Energie-markt) [€]	Erlös (Energie-markt) [€]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (SRL-Markt) [€]	Erlös (SRL-Markt) [€]
1 Mio.	1.029	1.077	48	1.017	1.060	43
500.000	1.033	1.077	44	1.021	1.062	41
250.000	1.040	1.077	37	1.028	1.063	35
100.000	1.049	1.077	28	1.036	1.064	28
50.000	1.069	1.077	8	1.056	1.064	8
25.000	1.083	1.077	-6	1.070	1.065	-5
10.000	1.170	1.077	-93	1.157	1.066	-91

Aus den Ergebnissen ist zu erkennen, dass mit steigender EV-Zahl pro Pool die Erlöse steigen, weil die Kosten sinken (Fixkostendegression). Auch sind die Erlöse bei Vermarktung am Spotmarkt höher, da hier die Nutzen höher sind als bei SRL-Vermarktung (siehe Tabelle 5-25 und Tabelle 5-26). Werden die Kommunikationskosten durch den EV-Nutzer getragen liegt der Maximalerlös pro EV bei 117€. Bei Poolgrößen von 10.000 EVs werden sowohl bei beiden Vermarktungsoptionen Verluste erzielt. Trägt der Aggregator die Kommunikationskosten werden Verluste bereits bei Poolgrößen kleiner gleich 50.000 EVs (SRL) bzw. kleiner als 50.000 EVs (Spotmarkt) erzielt. Auch der Maximalerlös sinkt auf 48€ pro EV.
Wird die Nutzersicht betrachtet fallen nur Kosten an (Grundgebühr, Flatrate, Kommunikationskosten, Stromzähler,…). Dem gegenüber stehen die immateriellen Werte des Wertangebots. Für die Berechnung wurde die Flatrate außer Acht gelassen, da das Laden der Fahrzeuge eine grundsätzliche Kostenposition für Elektrofahrzeuge ist. Die Flatrate basiert auf einer durchschnittlichen Fahrleistung von 32km am Tag. Eine höhere Fahrleistung wirkt sich vorteilhaft auf die Erlössituation des Nutzers aus.

Tabelle 5-29: Kosten-Nutzen Analyse (NT) EV-Nutzer

		Kommunikationskosten bei EV-Nutzer [€]		Kommunikationskosten bei Aggregator [€]	
Poolgröße [EVs]	Nutzen [€]	Kosten pro EV und Jahr	Erlös	Kosten pro EV und Jahr	Erlös
Alle	immateriell	689	-689	624	-624

Zusätzlich zur Flatrate fallen für den EV-Nutzer jährlich Kosten zwischen 620 und 690€ an. Anders gesagt fährt der EV-Nutzer für etwas über 1100€ im Jahr sorgenfrei Elektromobil ohne sich Gedanken über eine Endabrechnung zu machen.

Geschäftskunden (Flottenbetreiber) HT

Die Auswertung für Geschäftskunden bezieht sich auf den komplementären Zeitraum zu den Privatkunden (8:00 bis 20:00 Uhr - Haupttarifzeitraum). Dabei werden die Erlöse am Energie- und Sekundärregelleistungs(SRL)-markt aufgrund Daten von 2014 berechnet (siehe Tabelle 5-30 und Tabelle 5-31).

Tabelle 5-30: Nutzen Aggregator (HT) bei Vermarktung am Spotmarkt

Poolgröße	Ladekosten ungesteuert [€]	Ladekosten gesteuert [€]	Nutzen (Einsparung) [€]
1 Mio. EVs	62.531.252	55.988.786	6.542.465
500.000 EVs	31.265.626	27.994.393	3.271.232
250.000 EVs	15.632.813	13.997.196	1.635.616
100.000 EVs	6.253.125	5.598.878	654.246
50.000 EVs	3.126.563	2.799.439	327.123
25.000 EVs	1.563.281	1.399.719	163.561
10.000 EVs	625.313	559.887	65.424

Tabelle 5-31: Nutzen Aggregator (HT) bei SRL-Vermarktung

Poolgröße	Angebotene Leistung [MW]	Nutzen Pool [€]	Nutzen pro EV[€]
1 Mio. EVs	526	5.146.584	5,15
500.000 EVs	263	2.898.491	5,80
250.000 EVs	132	1.565.590	6,24
100.000 EVs	53	652.579	6,48
50.000 EVs	26	325.008	6,58
25.000 EVs	13	171.600	6,95
10.000 EVs	5	67.418	7,10

Aus den Tabellen ist ersichtlich, dass der Nutzer pro EV unabhängig von der Poolgröße ca. 6,50€ beträgt. Diese Größe ergibt aufgrund der Einsparung von Ladekosten, welche durch eine Optimierung des Ladeverlaufs am IntraDay-Markt erzielt wird. Diese fällt wesentlich geringer aus als zu NT-Zeiten. Am SRL-Markt nimmt der Nutzen mit steigender Poolgröße ab. Dies begründet sich dadurch, dass größere Pools mehr Leistung bereitstellen können. Diese Leistung wird aber nicht durchgängig komplett abgerufen, sondern größtenteils nur in Teilmengen. Auch hier ist ein geringerer Nutzen erzielbar als zu NT-Zeiten.

Entsprechend der Nutzen und der verwendeten Kosten ergeben sich die Erlöse bei Vermarktung am Energie- bzw. SRL-Markt. Für die Anrechnung der Marketingkosten sowie der Personal- und Schulungskosten (Shop-in-Shop Konzept) wird eine Staffelung vorgenommen. Für Poolgrößen von 250.000 bis 1 Mio. EVs werden die Kosten für ein deutschlandweites Pooling angesetzt, weil diese Poolgrößen nur unter Berücksichtigung aller Fahrzeuge zu erzielen sind. Für Poolgrößen von 50.000 bis 100.000 EVs wird die Hälfte der Kosten und bei Größen bis 25.000 EVs in Viertel der Kosten angesetzt. Die sich daraus ergebenden Erlöse sind in Tabelle 5-32 und Tabelle 5-33 dargestellt (unterschieden nach Zuordnung der Kommunikationskosten).

Tabelle 5-32: Kosten-Nutzen Analyse (HT) Aggregator (Komm.kosten bei Flottenbetreiber)

Poolgröße [EVs]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (Energie-markt) [€]	Erlös (Energie-markt) [€]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (SRL-Markt) [€]	Erlös (SRL-Markt) [€]
1 Mio.	927	1.018	91	935	1.016	81
500.000	931	1.018	87	936	1.017	81
250.000	938	1.018	80	943	1.017	74
100.000	945	1.018	73	950	1.018	68
50.000	967	1.018	51	972	1.018	46
25.000	981	1.018	37	985	1.018	33
10.000	1.067	1.018	-49	1.071	1.018	-53

Tabelle 5-33: Kosten-Nutzen Analyse (HT) Aggregator (Kommunikationskosten bei Aggregator)

Poolgröße [EVs]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (Energie-markt) [€]	Erlös (Energie-markt) [€]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (SRL-Markt) [€]	Erlös (SRL-Markt) [€]
1 Mio.	996	1.018	22	1.002	1.016	14
500.000	1.000	1.018	18	1.005	1.017	12
250.000	1.007	1.018	11	1.012	1.017	5
100.000	1.014	1.018	4	1.019	1.018	-1
50.000	1.036	1.018	-18	1.041	1.018	-23
25.000	1.050	1.018	-32	1.054	1.018	-36
10.000	1.137	1.018	-119	1.141	1.018	-123

Aus den Ergebnissen ist zu erkennen, dass mit steigender EV-Zahl pro Pool die Erlöse steigen, weil die Kosten sinken (Fixkostendegression). Die Erlöse bei Vermarktung am Spotmarkt sind für Poolgrößen größer als 500.000 EVs höher, da hier die Nutzen höher sind als bei SRL-Vermarktung. Für Poolgrößen kleiner 500.000 EVs verhält es sich umgekehrt, weil hier der Nutzen der SRL-Vermarktung den der Vermarktung am Spotmarkt übersteigt (auch wenn nur geringfügig). Werden die Kommunikationskosten durch den Flottenbetreiber getragen, liegt der Maximalerlös pro EV bei 91€. Bei Poolgrößen von 10.000 EVs werden sowohl bei beiden Vermarktungsoptionen Verluste erzielt. Trägt der Aggregator die Kommunikationskosten werden Verluste bereits bei Poolgrößen kleiner als 100.000 EVs erzielt, unabhängig von der Vermarktungsoption. Der Maximalerlös sinkt auf 22€ pro EV.
Wird die Nutzersicht betrachtet fallen nur Kosten an (Grundgebühr, Ladekosten, Kommunikationskosten, Stromzähler,…). Dem gegenüber stehen die immateriellen Werte des Wertangebots. Für die Berechnung wurde die Flatrate außer Acht gelassen, da das Laden der Fahrzeuge eine grundsätzliche Kostenposition für Elektrofahrzeuge ist. Der Ladestrom wird über einen Arbeitspreistarif abgerechnet und somit ergeben sich die Ladekosten aufgrund der gefahrenen Kilometer. Eine höhere Fahrleistung pro EV-Nutzer hat somit keine Auswirkung auf die Erlössituation des Flottenbetreibers.

Tabelle 5-34: Kosten-Nutzen Analyse (NT) Flottenbetreiber

		Kommunikationskosten bei Flottenbetreiber [€]		Kommunikationskosten bei Aggregator [€]	
Poolgröße [EVs]	Nutzen [€]	Kosten pro EV und Jahr	Erlös	Kosten pro EV und Jahr	Erlös
Alle	immateriell	689	-689	624	-624

Pro EV-Nutzer fallen jährlich die gleichen Kosten an wie bei den Privatnutzern, d.h. zwischen 620€ und 690€.

5.4.2.3 Zusammenfassung Wirtschaftlichkeit

Dieser Abschnitt soll dazu dienen zu identifizieren, welche Vermarktungsoption, welche Zielgruppe und welche Kostenzuordnung für ein wirtschaftliches Geschäftsmodell zu wählen sind. Dazu werden die Ergebnisse aus den Betrachtungen von Nebentarif- und Haupttarifzeiten verglichen und bewertet.
Abbildung 28 zeigt die Gegenüberstellung der Vermarktungsoptionen Spotmarkt und SRL-Markt. Es zeigt sich, dass die Vermarktung am Spotmarkt (Beschaffungskostenoptimierung) vorteilhafter ist wenn die NT-Zeiten betrachtet wird. Zu HT-Zeiten verhält es sich bei Poolgrößen kleiner 500.000 EVs umgekehrt. Grundsätzlich ist der Nutzen zu NT höher als zu HT-Zeiten, unabhängig von der Vermarktungsoption. Dies begründet sich mit dem unterschiedlichen Preisniveau zu den verschiedenen Zeiträumen. Der Nutzenunterschied ist am Spotmarkt mit 20€ deutlich höher als am SRL-Markt mit 6€ bis 10€.

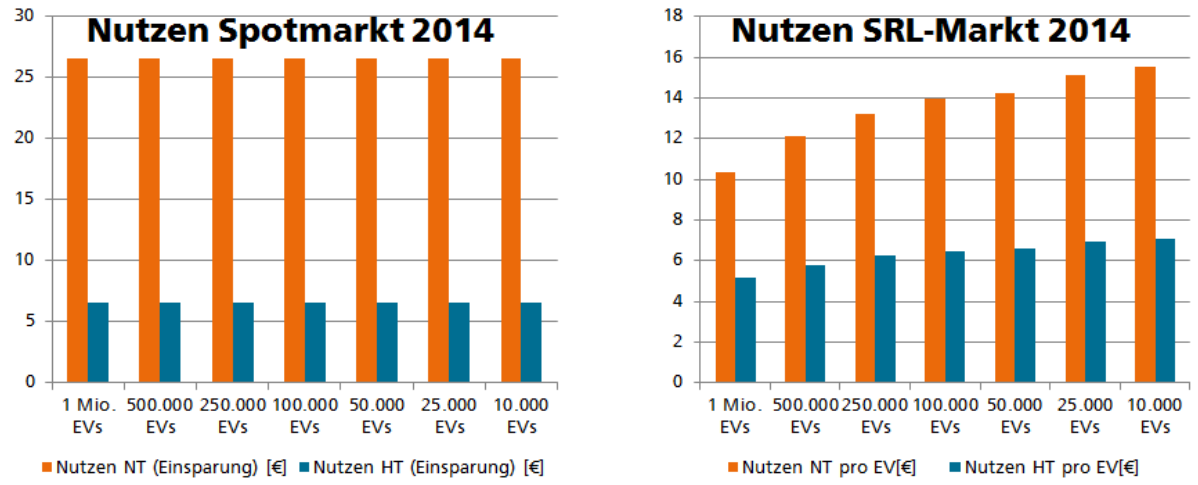


Abbildung 28: Gegenüberstellung der Nutzen zu NT- und HT-Zeiten

Bei den Erlösen zeigt sich, dass sich aus Sicht des Aggregators die Erlöse verringern, wenn er die Kommunikationskosten zu tragen hat. Die Differenz fällt mit ca. 70€ enorm aus und ist eine Größe die für eine Umsetzung des Geschäftsmodells berücksichtigt werden muss. Der Unterschied zwischen NT- und HT-Erlösen weist einen geringeren Betrag auf. Bezogen auf den Spotmarkt sind Erlöse zu NT-zeiten rund 25€ pro EV-Nutzer höher. Am SRL-Markt beträgt der Unterschied ca. 10€. Mit sinkender Poolgröße zeigt sich, dass sich die Erlöse beider Vermarktungsoptionen annähern. Der Grund dafür liegt im steigenden Nutzen pro EV bei SRL-Vermarktung. Der Nutzen am Spotmarkt ist hingegen, unabhängig von der Poolgröße, gleich. Für die HT-Zeit unterscheiden sich die Erlöse zwischen Spotmarkt und SRL-Markt um 1€ bis 1,50€. Zu NT beträgt der Unterschied zwischen 9€ und 15€ zugunsten des Spotmarktoption (siehe Abbildung 29 und Abbildung 30).

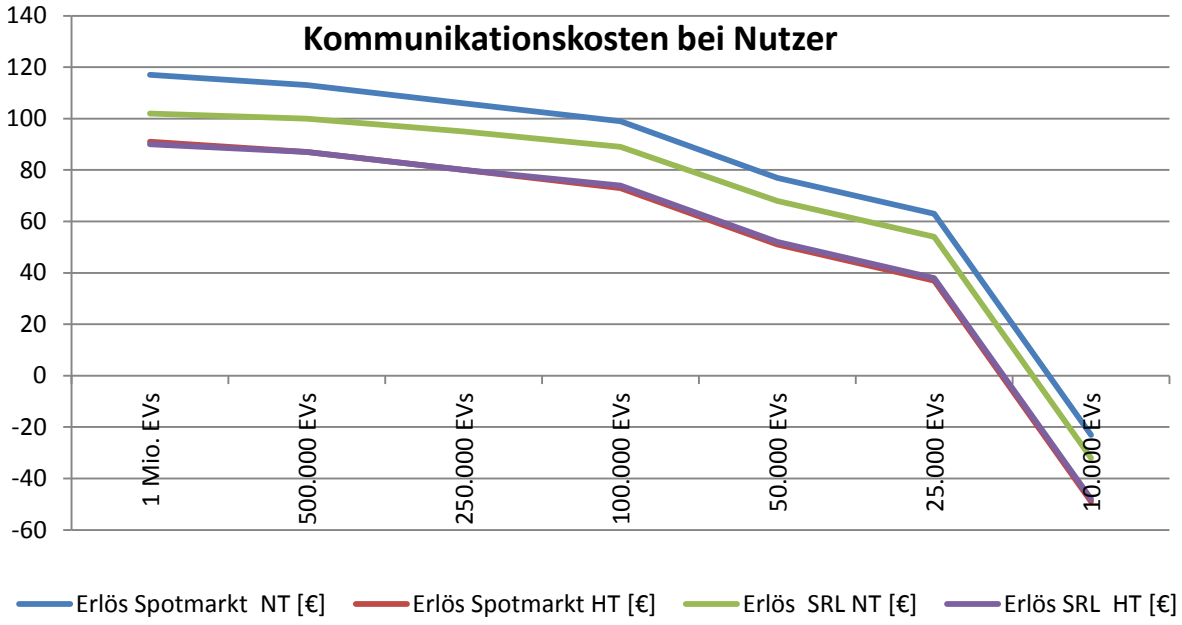


Abbildung 29: Gegenüberstellung Erlöse NT und HT (Kommunikationskosten bei Nutzer)

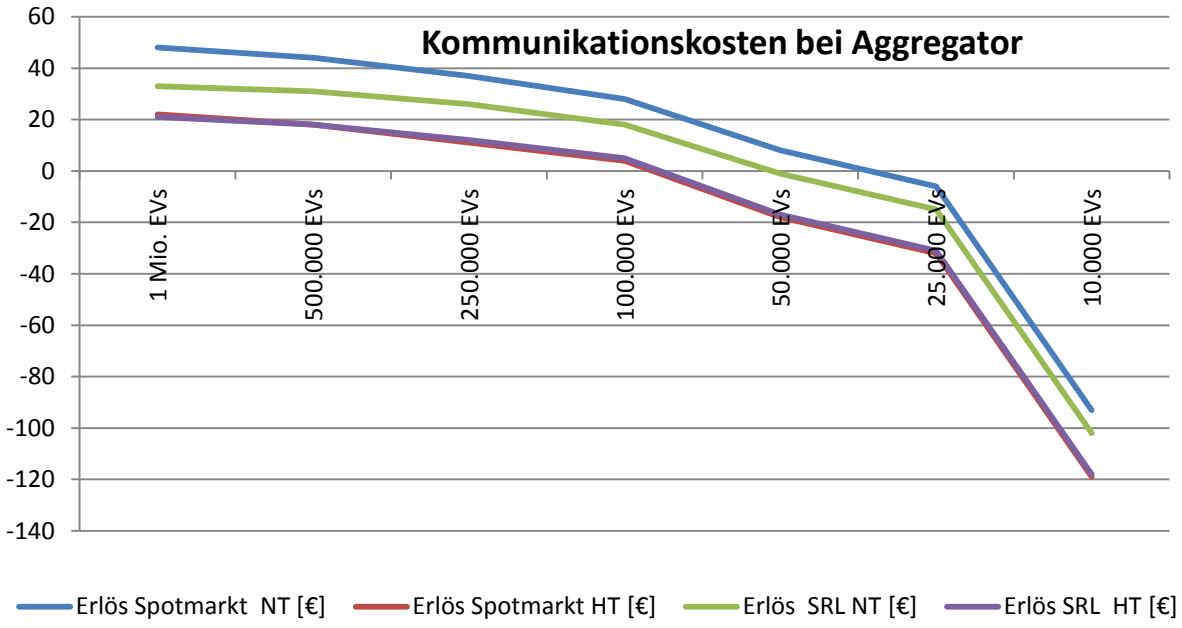


Abbildung 30: Gegenüberstellung Erlöse NT und HT (Kommunikationskosten bei Nutzer)

Aus den Ergebnissen der Wirtschaftlichkeitsberechnung ist das Geschäftsmodell „Flexibilität“ für den Aggregator am erfolgversprechendsten, wenn Privatkunden fokussiert werden, die zu NT-Zeiten laden. Durch die Beschaffungskostenoptimierung am Spotmarkt erzielt er den höchsten Nutzen. Die Kommunikationskosten sollten dabei durch den Nutzer getragen, weil diese Kosten in den Gesamtkosten des Nutzers nur einen geringen Beitrag leisten. Für den Aggregator hingegen ist es bei Poolgrößen kleiner 100.000 EVs diese Kostenposition entscheidet, ob das Geschäftsmodell wirtschaftlich ist oder nicht.

6 AP 3.5 – Geschäftsmodell / Aggregatorfunktion Regelleistung

Nachdem in den vorangegangenen Abschnitten die theoretische Umsetzung der EV-Integration in den Strommarkt betrachtet wurde, soll in diesem Abschnitt die praktische Umsetzung beschrieben und bewertet werden. Ausgehend von den netz- und kommunikationstechnischen Anforderungen wird ein Vermarktungskonzept für EV-Pools erstellt. Aufbauend auf den Kenntnissen der Feldtestphasen sowie der zukünftigen Ausprägung des Energiemarktes wird ein Geschäftsmodell beschrieben.

6.1 Geschäftsmodell „Vermarktung von Flexibilität“

Im Rahmen des TP3 sollen Aussagen bezüglich der Wirtschaftlichkeit zur Einführung von „Gesteuertem Laden“ bei Elektrofahrzeugen getroffen werden. Bislang wurde im Rahmen des Projektes „Gesteuertes Laden V3.0“ein Geschäftsmodell der Vermarktung von EV-Kapazitäten am Regeleistungsmarkt verfolgt, weil sich hier die größten Erlöse erhofft wurden. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigten jedoch, dass die Erlöse am Regelleistungsmarkt nicht die Kosten des Geschäftsmodells decken können. Daher soll im Rahmen dieses Arbeitspaketes ein Geschäftsmodell definiert werden, welches neue Erlöspotenziale erschließen und Kostenpotenziale senken soll. Dazu wird sich der Methoden der CANVAS-Darstellung und Blue Ocean Strategy bedient.

6.1.1 Begriffsdefinitionen

In diesem Abschnitt werden die Methoden zur Geschäftsmodellentwicklung kurz erläutert. Unter einem Geschäftsmodell wird dabei folgendes verstanden:
„Ein Geschäftsmodell beschreibt das Grundprinzip wie eine Organisation Werte erschafft, verteilt und bewahrt.“ (84)

6.1.1.1 CANVAS

Über den CANVAS-Ansatz wird das Geschäftsmodell in 9 Blöcke aufgeteilt, welche das Geschäftsmodell charakterisieren (84).

1. Wertangebot (Produkte und Dienstleistungen)
2. Schlüsselaktivitäten
3. Schlüsselressourcen
4. Schlüsselpartnerschaften
5. Kundensegment (Kunden-/Nutzergruppen)
6. Kanäle (Kommunikations- und Vertriebskanäle)
7. Kundenbeziehungen
8. Kostenstruktur
9. Erlöse

Nachfolgend sollen diese 9 Blöcke kurz beschrieben werden (siehe Tabelle 6-1 und Abbildung 31).

Tabelle 6-1: Charakteristik Geschäftsmodell CANVAS

Bereich	Baustein	Beschreibung
Produkt	1. Wertangebot	Beschreibt die Produkte und Dienstleistungen, die einen Wert für spezifische Kundensegmente schaffen.
Infrastruktur	2. Schlüsselaktivitäten	Beschreiben die wichtigsten Tätigkeiten, die ein Unternehmen für ein funktionierendes Geschäftsmodell durchzuführen hat.
	3. Schlüsselressourcen	Beschreiben die wichtigsten Mittel, die für ein funktionierendes Geschäftsmodell nötig sind.
	4. Schlüsselpartnerschaften	Beschreiben das Netzwerk von Partnern und Zulieferern, die für ein funktionierendes Geschäftsmodell notwendig sind.
Kunden/-Schnittstellen	5. Kundensegment	Beschreibt die verschiedenen Personengruppen und Organisationen, welche ein Unternehmen erreichen und bedienen will.
	6. Kanäle	Beschreiben wie Unternehmen mit ihren Kunden kommunizieren und sie erreichen, um das Wertangebot zu übergeben.
	7. Kundenbeziehungen	Beschreiben die Arten von Beziehungen, welche ein Unternehmen mit spezifischen Kundensegmenten aufbaut.
Finanzen	8. Kostenstruktur	Beschreibt alle Kosten, die ein Unternehmen zahlen muss, um ein Geschäftsmodell zu betreiben.
	9. Erlöse	Beschreiben die Erlöse, welche ein Unternehmen aus jedem Kundensegment erzielt.

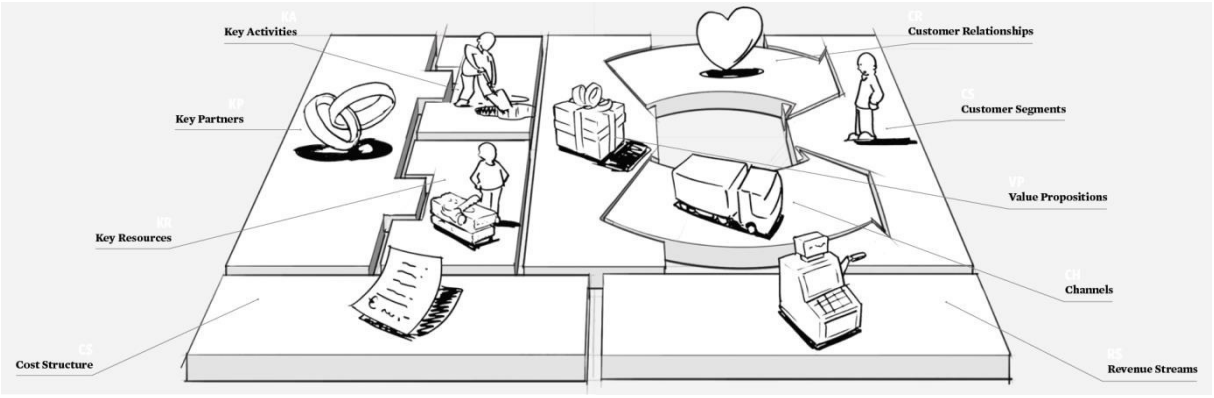


Abbildung 31: Geschäftsmodell CANVAS (84)

6.1.1.2 Blue Ocean Strategy

Die Blue Ocean Strategy ist ein Werkzeug, um neue Märkte zu kreieren, die neue Nachfrage erzeugen und höchstes profitables Wachstum in Aussicht stellen. Dabei ist das Ziel sich von den gesättigten Märkten (rote Ozeane) zu entfernen. Anstatt sich im Wettbewerb im vorhandenen Markt zu verlieren, indem man versucht die Konkurrenz zu schlagen und seinen Anteil an der existierenden Nachfrage mühsam zu erhöhen, wird sich von diesen Märkten abgekehrt (85). Dabei wird sich auf folgende Aspekte konzentriert.

- Neue Märkte schaffen,
- Konkurrenz ausweichen,
- Neue Nachfrage erschließen,
- Direkten Zusammenhang zwischen Nutzen und Kosten aushebeln

Das übergeordnete Ziel, welches sich daraus ableitet, ist die Erzeugung einer Nutzenkurve (Nutzerprofil), d.h. welche Bedürfnisse des Kunden können wie befriedigt werden. Dazu wird in (85) das Vier-Aktionen-Format vorgeschlagen (siehe Abbildung 32).

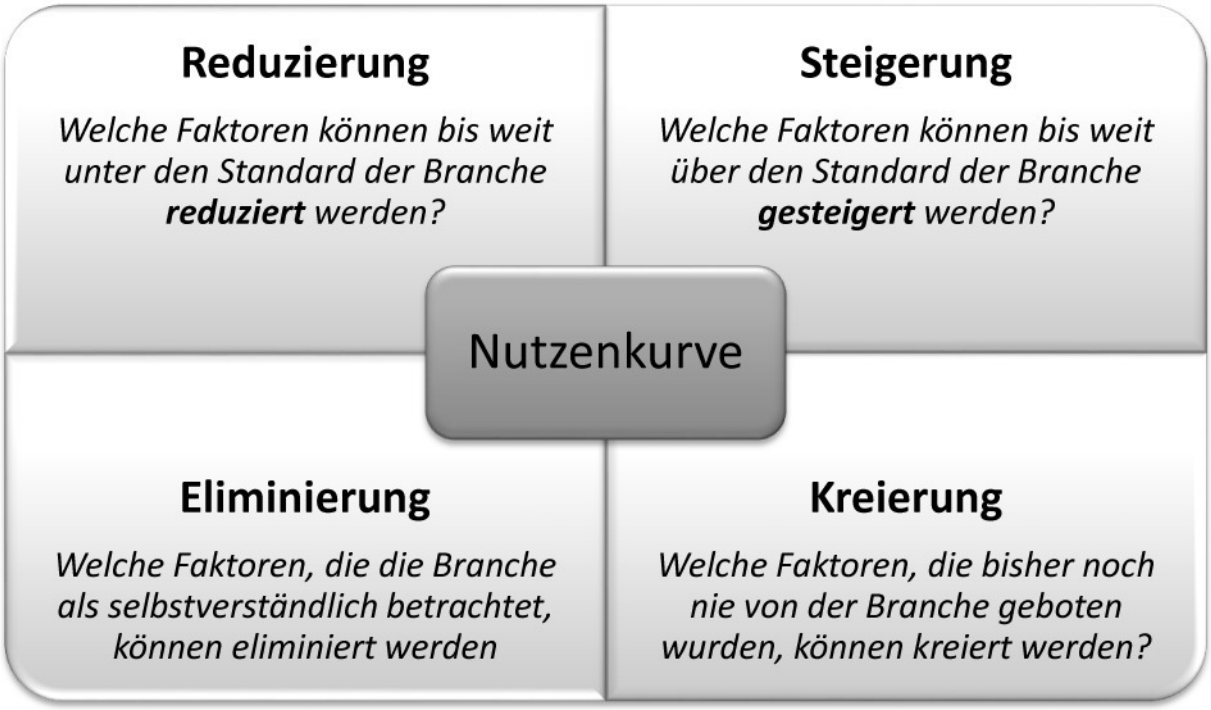


Abbildung 32: Das Vier-Aktionen-Format

Durch die Reduzierung und Eliminierung ist eine Senkung der Kosten gegenüber der Konkurrenz möglich, indem die Kostenstruktur umgestellt wird. Durch die Steigerung und Kreierung von Faktoren sind eine Erhöhung des Kundennutzens und eine Erzeugung neuer Nachfrage möglich. Durch die Konzentration auf alle vier Elemente ist es möglich, zu identifizieren, wie die nutzenstiftenden Faktoren umzugestalten sind, um den Kunden eine völlig neuen Erfahrung zu bieten und dabei gleichzeitig ist Kostenstruktur niedrig zu halten (85).
Diese Ansätze sollen in den nachfolgenden Abschnitten auf das Konzept des gesteuerten Ladens angewendet werden.

6.1.2 Geschäftsmodell für das „Gesteuerte Laden“

Bevor die einzelnen Blöcke für das Geschäftsmodell „Gesteuertes Laden“ erarbeitet werden, soll zunächst definiert werden, was unter „Gesteuertem Laden“ zu verstehen ist.
Das „Gesteuerte Laden“ beschreibt ein technisch und wirtschaftlich optimales Ladekonzept für mobile Energiespeicher, welches durch ein intelligentes Energiemanagement umgesetzt wird. Dabei werden die Erfordernisse des Endkunden (Fahrzeugnutzer), zeitliche Schwankungen in der Verfügbarkeit erneuerbarer Energie und die infrastrukturellen Rahmenbedingungen berücksichtigt.
Als Geschäftsmodellinhaber wird ein Aggregator definiert. Dieser Aggregator ist Lieferant und somit auch für die Belieferung der Elektrofahrzeug (EV)-Nutzer mit Ladestrom verantwortlich. Gleichzeitig besitzt er einen Zugang zum Energiemarkt und kann dort mit Produkten handeln. Vereinfacht könnte man

sagen, dass der Kunde dem Aggregator zeitliche Flexibilität beim Laden seines Elektrofahrzeugs zugesteht, die dieser am Energiemarkt handeln kann, z.B. um Schwankungen in der Verfügbarkeit von Erneuerbaren Energien auszugleichen.
Die Geschäftsmodellentwicklung erfolgt in zwei Schritten. Zunächst wird das Geschäftsmodell CANVAS erstellt. Danach werden die Blöcke „Schlüsselpartner", „Erlöse", „Kundenbeziehungen" und „Kanäle" anhand der Blue Ocean Strategie überarbeitet.

6.1.2.1 Geschäftsmodell CANVAS

In diesem Schritt wurden die neun Blöcke innerhalb eines Expertenworkshops (EWE AG, BMW AG, CLENS, TU Ilmenau und FhG AST) gefüllt. Diese Blöcke werden im Folgenden einzeln erläutert. Zusammenfassend sind die Ergebnisse für das CANVAS in Abbildung 33 dargestellt. Dabei wurde farblich zwischen zwei Ausrichtungen unterschieden. Die grün hinterlegten Anstriche beziehen sich auf das Kundensegment „Flottenbetreiber", die gelb hinterlegten Anstriche auf die Privatkunden. Blöcke, die keine farbliche Unterscheidung aufweisen (nur gelb) gelten für beide Kundensegmente.

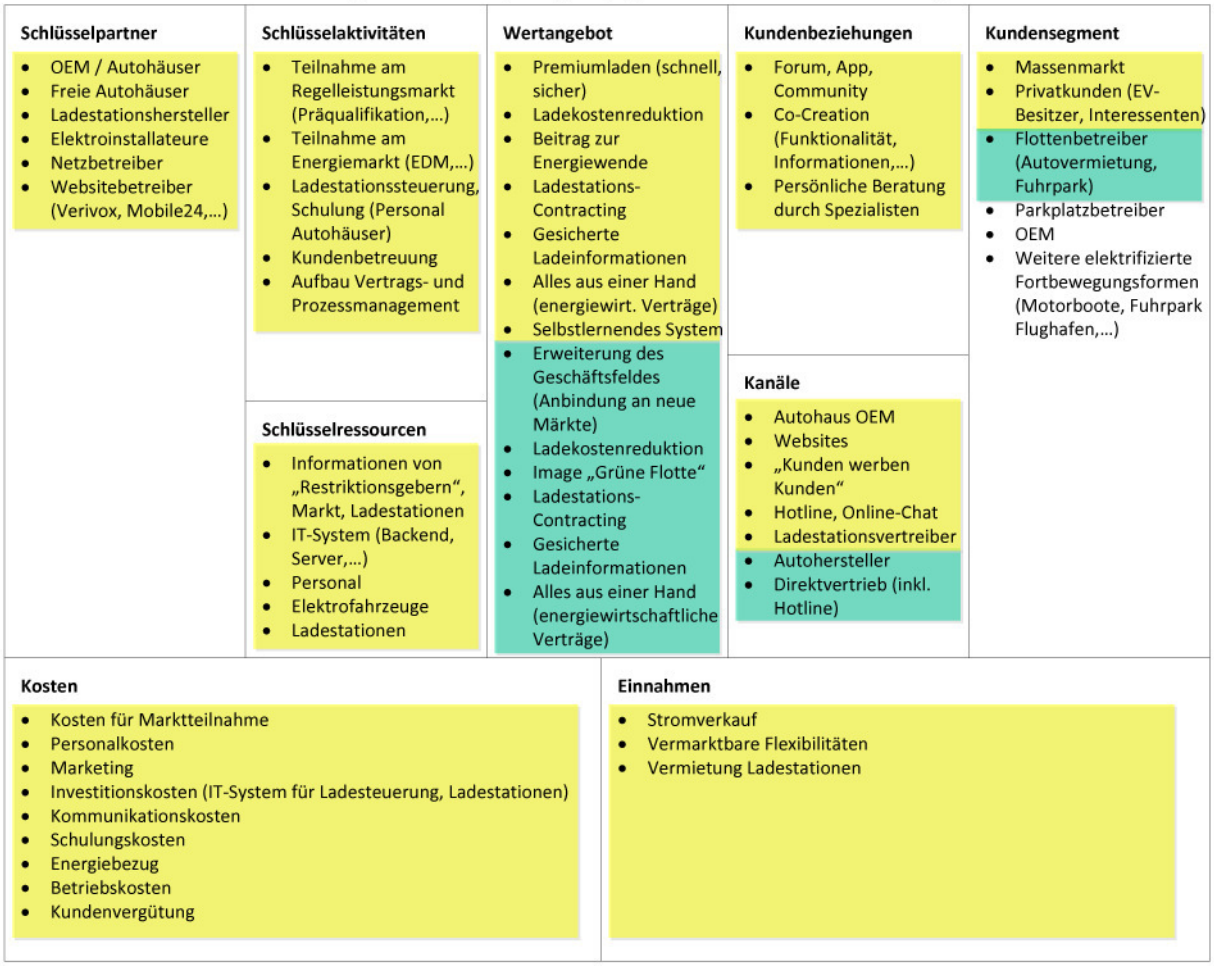


Abbildung 33: CANVAS "Gesteuertes Laden"

Kundensegment
Im Kundensegment wurde sich für einen Massenmarkt entschieden, um das „Gesteuerte Laden" einem möglichst großen Nutzerkreis anbieten zu können. Dabei wird zwischen Privatkunden und Flottenbetreibern unterschieden. Zu den Privatkunden zählen die Besitzer von Elektrofahrzeugen und Interessenten, welche sich ein EV zulegen möchten. Neben dem Neuwagenmarkt wird auch der Gebrauchtwagenmarkt adressiert. Zu den Flottenbetreibern zählen u.a. Autovermietungen und Fuhrparks von Unternehmen. Diese Kunden können ebenso wie Privatkunden Flexibilität zur Verfügung stellen, welche

der Aggregator vermarkten kann. Als weitere Kundensegmente wurden sonstige elektrifizierte Fortbewegungsmittel wie Motorboote (Häfen), Flughafenflotten oder Campingplätze identifiziert. In diesem Zusammenhang sind auch Parkplatzbetreiber zu nennen, deren geparkte Fahrzeuge als Flexibilität dienen. Der Fahrzeughersteller (OEM) wurde ebenfalls als Kunde definiert. Dabei können dem OEM Leistungen angeboten werden, um eine zu starke Abhängigkeit zum OEM als Schlüsselpartner zu vermeiden.

Wertangebot

Das Wertangebot wird entsprechend der Kundensegmente in ein Privatkundenangebot und ein Flottenbetreiberangebot aufgespalten. Für den Privatkunden wird das „Gesteuerte Laden“ als ein Premiumladen angeboten. D.h. der EV-Nutzer kann sein Fahrzeug mit einer höheren Ladeleistung beladen und wird vorrangig zu anderen EV-Nutzern ohne „Gesteuertes Laden“ behandelt. In diesem Rahmen erhält er gesicherte Informationen, wann sein Fahrzeug vollgeladen ist und hat somit eine erhöhte Planungssicherheit, da die Netzrestriktionen der Netzbetreiber dem Steuerungsalgorithmus zu Grunde liegen. Weiterhin stiftet das „Gesteuerte Laden“ einen Nutzen im Hinblick auf das Umweltbewusstsein des Nutzers, indem es einen Beitrag zur Energiewende leistet und somit die Integration von Erneuerbaren Energien unterstützt. Durch die Vermarktung der Flexibilität der Fahrzeuge wird eine Ladekostenreduktion ermöglicht. Neben der Kostenreduktion soll auch der Aufwand für den Nutzer reduziert werden, d.h. die Eingaben seiner Restriktionen, welche der Nutzer aktuell im Rahmen des Vergütungsmodell zu definieren hat (Absteckzeitpunkt, Mindestreserve, Sicherheitsreserve, Flexibilität), sollen entfallen, da das „Gesteuerte Laden“ als selbstlernendes System konzipiert ist, welches aus den täglichen Ladegewohnheiten des Nutzers die Restriktionen ermittelt. Das „Gesteuerte Laden“ wird als eine Art „Komplettpaket“ angeboten. Das bedeutet der EV-Nutzer muss sich um nichts kümmern. Der Aggregator ist für das Vertragsmanagement (Lieferant, Netzbetreiber, Ladestation), den Einbau und die Wartung der Ladestation und die Belieferung mit Ladestrom verantwortlich.

Für den Flottenbetreiber entspricht das Wertangebot dem für Privatnutzer, abgesehen davon, dass kein Premiumladen angeboten wird und auch der Beitrag zur Energiewende nicht im Vordergrund steht. Dafür soll über das „Gesteuerte Laden“ die Marke und das Image der „Grünen Flotte“ aufgebaut werden. Dieses steht dafür, dass die EVs mit Strom aus erneuerbarer Energie geladen werden (außer bei Beladung über Regelleistung). Hierdurch soll das Umweltbewusstsein der Kunden der Flottenbetreiber „befriedigt“ werden. Dies soll die Kundenzahl der Flottenbetreiber erhöhen. Zusätzlich ermöglicht das „Gesteuerte Laden“ dem Flottenbetreiber ein neues Geschäftsfeld, indem er durch den Aggregator einen Marktzugang erhält und durch die Bereitstellung von Flexibilität (Vermarktung durch Aggregator) eine neue Einnahmequelle erhält.

Das Wertangebot stiftet somit materiellen als auch ideellen Nutzen für die Kunden des „Gesteuerten Ladens“.

Kanäle

Auch bei den Kanälen wird zwischen solchen für die Privatkunden und solchen für die Flottenbetreiber unterschieden. Beim Kauf eines EVs werden die Privatunden über das Autohaus der Fahrzeughersteller direkt mit dem „Gesteuerten Laden“ in Kontakt gebracht. Aber auch über Websites, über welche Fahrzeuge verkauft werden oder Stromanbieter aufgelistet sind, ist das „Gesteuerte Laden“ anzubieten. Zusätzlich sollen über Mund-zu-Mund Propaganda (Kunden werben Kunden) Endkunden erreicht werden. Neben der fahrzeugabhängigen Akquise können die EV Nutzer auch über die Ladestationshersteller angesprochen werden, indem das „Gesteuerte Laden“ im Paket mit der Ladestation verkauft oder als Zusatzoption angeboten wird. Aber auch für die Phase nach Kauf ist es wichtig mit dem Kunden in Kontakt zu bleiben. Dazu sind Hotlines und Online-Chats einzurichten, um bei Fragestellungen Hilfe zu leisten.

Flottenbetreiber erwerben ihre Fahrzeuge direkt beim Automobilhersteller. Daher sind die OEM wichtige Kanäle, um den EV Nutzer auf das Produkt „Gesteuertes Laden“ aufmerksam zu machen. Eine weitere Möglichkeit stellt der Direktvertrieb dar, durch den Flottenbetreiber direkt angesprochen werden. Dabei wird auch für Flottenbetreiber eine Hotline angeboten.

Kundenbeziehungen
Kundenbeziehungen dienen dazu eine Verbindung zwischen dem Kunden und der Organisation aufzubauen und aufrecht zu erhalten. Für das Produkt „Gesteuertes Laden“ stellt die persönliche Beratung durch Spezialisten die wichtigste Beziehung dar, weil das Produkt eine hohe Komplexität aufweist und dadurch eine individuelle Betreuung erfordert. Zunehmend spielen die Social Media eine entscheidende Rolle, um in Kontakt mit dem (potenziellen) Kunden zu treten. Daher sollte das „Gesteuerte Laden“ ein eigenes Forum und eine eigene App einrichten, um eine entsprechende Community aufzubauen. Eine Beteiligung der EV Nutzer an der Weiterentwicklung des Produktes unterstreicht die Kundenorientierung und die Bereitschaft auf die Kundenwünsche einzugehen. Vordergründig betrifft dies die Funktionalität der Produkte nd die, an den EV Nutzer, zu übertragenden Informationen.

Erlöse
Als Lieferant ist der Stromverkauf zur Beladung der EVs eine Erlösquelle. Diese ist jedoch nicht exklusiv durch das „Gesteuerte Laden“ gegeben, d.h. auch für das Sofortladen ist der Kunde mit Ladeenergie zu beliefern. Anders verhält es sich mit der vermarktbaren Flexibilität, welche nur über das „Gesteuerte Laden“ generiert werden können. Über diese kann der Aggregator Erlöse an den Energie- und Regelleistungsmärkten erzielen. Da über das Komplettpaket „Gesteuertes Laden“ auch die Ladestation angeboten wird, kann für deren Überlassung an den EV Nutzer eine Mietgebühr verlangt werden, welche die Kosten für Service und Wartung ebenfalls abzudecken hat.

Schlüsselaktivitäten
Die Hauptaktivität ist das Steuern der Ladestationen, um das Flexibilitätspotenzial der EV-Nutzer umfassend zu erschließen, welches als Kapazität an den Märkten angeboten werden kann. In diesem Zusammenhang ist die Teilnahme am Energiemarkt und Regelleistungsmarkt zu nennen. Ein Zugang zu den Märkten ist aufzubauen und entsprechende Zugangsbedingungen sind zu erfüllen bzw. deren Aufrechterhaltung zu überwachen (u.a. Präqualifikation). Es sind Verträge mit relevanten Partnern abzuschließen. Die Prozesse zur Datenaufbereitung, -haltung und -kommunikation sind zu generieren und zu verwalten. Neben markt- und prozessbezogenen Aktivitäten sind die kundenbezogenen Aktivitäten relevant. Hierunten fallen die Kundenbetreuung sowie die Schulung des Personals, welche die persönliche Beratung sowohl für die Akquise als auch für die Nachkaufbetreuung durchführen.

Schlüsselressourcen
Um die Schlüsselaktivitäten durchführen zu können, werden Schlüsselressourcen benötigt. Die Generierung von Flexibilität erfordert auf der einen Seite eine Vielzahl von EVs, um die Mindestmengen für die Märkte bereitstellen zu können. Auf der anderen Seite werden Ladestationen benötigt, um die Fahrzeuge beladen zu können. Für den Fall der Vermietung der Ladestationen müssen sich diese im Eigentum des Aggregators befinden. Die Steuerung der Beladung erfordert ein IT-System (Backend, Server) und entsprechende Software, die aufgebaut bzw. entwickelt werden muss. Das „Gesteuerte Laden“ basiert auf Daten, welche durch die Restriktionsgeber (Netzbetreiber, EV Nutzer), die Märkte und Ladestationen bereitgestellt werden. Die Nutzerdaten sind Voraussetzung für die Umsetzung eines selbstlernenden Systems. Das Personal ist eine unabdingbare Bedingung für ein erfolgreiches Geschäftsmodell „Gesteuertes Laden“. Hier ist vor allem die Kundenbetreuung betroffen, deren Mitarbeiter/innen eine entsprechende Qualifikation (Wissen bezüglich Energiehandel, Märkten und Prozesse) besitzen müssen, um die Komplexität des „Gesteuerten Ladens“ verständlich vermitteln zu können.

Schlüsselpartner
Ein entscheidender Schlüsselpartner sind die Autohäuser, welche das „Gesteuerte Laden“ im Zusammenhang mit Elektrofahrzeugen anbieten sollen (Privatkunden). Dabei umfassen Autohäuser sowohl die Autohäuser der Fahrzeughersteller als auch freie Autohäuser. Im Falle von Flottenbetreibern übernimmt der Automobilhersteller als Partner diese Aufgabe, weil Flottenbetreiber, aufgrund benötigen, hohen Fahrzeuganzahl, ihre Fahrzeuge direkt vom Hersteller beziehen. Der Hersteller ist als Besitzer des Backends ein wichtiger Partner, da über ihn für alle EV-Nutzer die Fahrzeugdaten bereitgestellt

werden. Um gezielt Werbung auf den Webseiten zu platzieren sind Verträge mit Webseitenbetreibern abzuschließen. Dabei ist der Fokus auf Webseiten zu richten, welche Fahrzeuge zum Kauf oder Strompreisvergleiche anbieten. Der Fahrzeugkauf und die Belieferung mit Ladestrom sind die zwei entscheidenden Anknüpfungspunkte für das „Gesteuerte Laden". Das Komplettpaket „Gesteuertes Laden" umfasst auch die Installation und Wartung der Ladestationen. Dazu sind ausgewählte Ladestationshersteller (Vermarktung des „Gesteuerten Ladens"), Ladestationsbetreiber (Weitergabe Daten der Ladestation) und Elektroinstallateure (Installation der Ladestation) mit einzubinden. Das Anbieten der Flexibilität basiert auf den Restriktionen, welche die Netzbetreiber definieren. Diese Informationen sind entscheidend für die Steuerung der EVs. Zum einen können die EVs als unterbrechbare Lasten angesehen werden und diesbezüglich nach den Vorgaben der Netzbetreiber gesteuert werden. Zum anderen kann die Steuerung auch im Rahmen des Konzeptes der BDEW-Netzampel erfolgen. Daher sind die Netzbetreiber ein Schlüsselpartner.

Kosten
Die Kosten entscheiden unter anderem über den Erfolg eines Geschäftsmodells. Beim „Gesteuerten Laden" fallen eine Vielzahl von Kosten für den Aggregator (Inhaber Geschäftsmodell) an. Zu nennen sind die Kosten für die Marktteilnahme, d.h. Kosten für den Marktzugang und das entsprechende Energiedatenmanagement. Es entstehen Personalkosten für die Entwicklung und den Betrieb des IT-Systems, für Prozessabwicklung und Kundenbetreuung. In diesem Zusammenhang fallen auch Schulungskosten für das Personal an, um Fragestellungen bezüglich des Produktes kompetent beantworten und die EV Nutzer individuell beraten zu können. Das Marketing erfordert Kosten, um über die Kanäle die Aufmerksamkeit der Kunden zu erreichen. Investitionskosten sind zu tätigen, um die Ladesteuerung inklusive IT-System aufzubauen. Da die Ladestationen mit angeboten (vermietet) werden, müssen diese zunächst erworben werden. Einen weiteren bedeutenden Kostenposten stellen die Kommunikationskosten zwischen Ladestation und IT-System sowie zwischen dem IT-System und den Märkten dar. Neben den Investitionskosten fallen für die Systeme auch Betriebskosten an (Überwachung, Wartung, Energie). Die Strombeschaffungskosten sind dann relevant, wenn die EVs unabhängig von der Flexibilitätsvermarktung geladen werden. Als Gegenleistung zum Eingriff in die Ladesteuerung ihres Fahrzeuges wird den Kunden eine Ladenkostenreduktion (Vergütung) angeboten. Dieser Posten kann unter Umständen das gesamte Geschäftsmodell zum Kippen bringen.

6.1.2.2 Blue Ocean Strategie

Im Rahmen der Blue Ocean Strategie werden gezielt CANVAS Blöcke ausgewählt und diese anhand des 4-Aktionen-Formats überarbeitet. Innerhalb dieses Projektes wurden folgende Blöcke untersucht:
- Schlüsselpartner
- Erlöse
- Kanäle
- Kundenbeziehungen
- Kosten

Für die einzelnen Blöcke wird eine Vielzahl von Faktoren je Aktion (Reduzieren, Eliminieren, Steigern, Kreieren) identifiziert. Für die Einarbeitung in das CANVAS wird je Aktion der Kernfaktor ermittelt.

Schlüsselpartner

Eine Zusammenfassung der Überarbeitung des Blocks Schlüsselpartner ist in
Tabelle 6-2 dargestellt.

Reduzieren
Im Bereich Reduzierung wird eine Fokussierung auf die Autohäuser der Hersteller vorgenommen, da das „Gesteuerte Laden" im Premiumsegment etabliert werden soll. Freie Werkstätten sollen nicht mehr einbezogen werden. Die Abhängigkeit vom Ladestationshersteller wird dadurch reduziert, dass die für das „Gesteuerte Laden" notwendige Intelligenz neben dem Backend über das Fahrzeug und nicht die

Ladestation realisiert wird. Die Ladestation an sich ist „dumm“ und sorgt nur für den Strom. Sie ermöglicht lediglich das „Mode 3“-Laden gemäß IEC 61851 und beinhaltet einen Stromzähler. Dieser ist die Grundlage dafür, dass dem Kunden ein separater Tarif für sein EV angeboten werden kann. Dadurch muss keine Kommunikation zwischen Ladestation und Backend aufgebaut, sondern es kann die Verbindung von EV zu Backend genutzt werden. Als Zusatz kann der Zähler gleichzeitig im EV sitzen (kein mobiler Zähler) oder in der Ladestation, wie es die aktuellen Regularien verlangen.

Eliminieren
Weitergehend kann der Ladestationshersteller komplett eliminiert werden, da der Aggregator die Ladestation selber baut oder in einem Joint Venture produziert, weil diese eine reduzierte Komplexität aufweist. Als Lieferant kann der Aggregator auf eigene Elektroinstallateure zurückgreifen und ist nicht auf Externe angewiesen, um die Ladestationen zu installieren. Diese Option trifft nicht auf alle Lieferanten zu. Der Netzbetreiber liefert, gemäß gültiger Vorschriften, Informationen (Messwerte) zum aktuellen Netzzustand. Indem eigene Messsensoren durch den Aggregator verbaut werden, wird der Netzbetreiber als Informationsquelle nicht mehr benötigt.

Steigern
Die Akquise der Partner kann über mehrere Wege erfolgen. Es können Partner akquiriert werden, um internationale Märkte zu adressieren. Neue Vertriebspartner für das Premiumsegment sind zu finden. Da auch der Kunden Informationen liefern kann, welche die Steuerung beeinflussen, ist er in den Kreis der Partner aufzunehmen. Indem er Informationen über seine Lastgänge übermittelt, können diese als Ausgangspunkt für ein selbstlernendes Steuersystem genutzt werden, um die Gewohnheiten der Kunden abzubilden. Als weitere Partner sind die Anbieter von Flottenmanagementsystemen zu sehen, weil sie das „Gesteuerte Laden“ für den Kundenkreis „Flottenbetreiber“ bewerben können.

Kreieren
Das „Gesteuerte Laden“ kann ebenfalls zur Eigenverbrauchsoptimierung genutzt werden. Um diesen Zweig abzudecken benötigt es neue Partner wie Energieberater, Energieauditoren oder Energieagenturen. Die reduzierte Ladestation als Standardinstallation in einem Gebäude verlangt Partner, die für den Hausbau und Vermietung zuständig sind wie Architekten, Bauunternehmen und Wohnungsbaugenossenschaften. Eine Kooperation mit Payback ist vorstellbar, bei der pro angesteckter Stunde Paybackpunkte gesammelt werden können.

Kernfaktoren
Aus den 4 Feldern wird jeweils der nach Auffassung der Experten bedeutendste Faktor ausgewählt und im CANVAS reduziert oder hinzugefügt. Im Fall der Schlüsselpartner sind dies das „Gesteuerte Laden“ über das EV, die Eliminierung der Ladestationshersteller, der Kunde als Partner und Einbeziehung von Architekten, Bauunternehmen und Wohnungsbaugenossenschaften. Diese rot hinterlegten Punkte werden in das CANVAS eingearbeitet.

Tabelle 6-2: 4-Aktionen-Format Schlüsselpartner

Reduzierung	**Steigerung**
• Fokussierung OEM / Autohäuser im Premiumsegment • Gesteuertes Laden über EV (Intelligenz und Zähler im Fahrzeug, Ladestation ist dumm) → Reduktion Kommunikationskosten • Gesteuertes Laden über EV (Ladestation als Zähler ist dumm) → Reduktion Kommunikationskosten	• Ausweitung Partner auf internationale Märkte • Kunde wird Partner (Kunden liefern Informationen über Lastgänge) → Ausgangspunkt für selbstlernendes System • Neue Vertriebspartner für Premiumsegment • Anbieter von Flottenmanagementsystemen
Eliminierung	**Kreierung**
• Ladestationshersteller (Aggregator baut selber oder im Joint Venture) • Eigene Ressourcen für Elektroinstallateure nutzen • Partnerschaft mit Netzbetreibern eliminieren (eigene Messsensoren verbauen)	• Partner für Eigenverbrauchsoptimierung • Architekten, Hausbauunternehmen, Wohnungsbaugenossenschaften • Payback

Erlöse

Eine Zusammenfassung der Überarbeitung des Blocks Erlöse ist in Tabelle 6-3 dargestellt.

Reduzieren

Der Stromverkauf stellt eine Erlösquelle da, die durch die Energiemengen der Sofortladevorgänge begründet ist. Die Energiemenge für das „Gesteuerte Laden“ wird für den EV-Nutzer über eine Flatrate abgedeckt. Das Sofortladen erfolgt über einen separaten Ladetarif. Durch das „Gesteuerte Laden“ soll das Sofortladen reduziert werden, d.h. die Energiemenge, die über einen Ladestromtarif abgerechnet wird. In diesem Punkt wird der Ansatz vertreten, Kunden mit hohen Sofortladeraten zu vernachlässigen und sich auf solche konzentrieren, die viel und gesteuert laden. Eine Unterscheidung zwischen den Kunden kann über Tarife erfolgen, z.B. Flatrate für „Gesteuertes Laden“ und Ladestromtarif für Sofortladen.

Eliminieren

Die Vermarktung auf dem Regelleistungsmarkt erzielt nicht die erhofften Erlöse, daher ist eine Konzentration auf den Energiemarkt zu erwägen. Die Kosten, welche durch „Gesteuertes Laden“ entstehen, können durch die Erlöse am Regelleistungsmarkt nicht gedeckt werden. Eine Vermarktung am Spotmarkt (DayAhead und Intraday) ist vorstellbar. Zusätzlich kann auf das Ladestations-Contracting verzichtet werden, wenn die Ladestation selbst gebaut wird.

Steigern

Im Rahmen des Projekts GL 3.0 liegt ein klarer Fokus auf negative Sekundärregelleistung (SRL).Zusätzliche Erlöse wären durch eine Vermarktung positiver SRL zu erzielen. Durch das Laden und Entladen fungiert das EV als Speicher und kann seine Flexibilität am Energiemarkt anbieten.

Kreieren

Der Netzbetreiber kann ebenso von den Fahrzeugen profitieren. In dem er sie nutzt, um sein Einspeisemanagement zu reduzieren oder als abschaltbare Last verwendet, spart er Kosten ein. Diese Einsparungen werden in Form von reduzierten Netzentgelten oder anderen Entgelten an den Aggregator (Lieferant) weitergegeben. Diese Ansätze werden momentan in Pilotprojekten erprobt, jedoch noch nicht flächendeckend in der Praxis umgesetzt. Das „Gesteuerte Laden“ wird als Komplettpaket angeboten (Betrieb und Wartung Ladestation, Vertragsmanagement) , welches durch den Kunden zu zahlen ist. Weitere Erlösquellen sind Werbeeinnahmen über das Ladestationsdisplay, auf dem gezielt Werbung für

den EV Nutzer geschaltet werden kann. Das Sofortladen kann mit Strafzahlungen belegt werden, wenn eine Maximalmenge überschritten wird. Werden die Ladestationen selbst gefertigt, kann deren Verkauf eine Erlösquelle bilden.

Kernfaktoren
Als bedeutendste Faktoren werden die Konzentration auf wertvolle Kunden, die Eliminierung des Ladestations-Contracting, die Nutzung des EVs als Speicher und der Erlös aus dem „Komplettpaket“ angesehen.

Tabelle 6-3: 4-Aktionen-Format Erlöse

Reduzierung • Klassischer Stromverkauf (Sofortladen) reduzieren • Konzentration auf wertvolle Kunden (selbstständig, Viellader, nicht sofort) über Tarife (Flatrate für Sofortladen)	**Steigerung** • Positive und negative SRL-Vermarktung • EV als Speicher (Laden / Entladen)
Eliminierung • Konzentration auf Energiemarkt (SRL streichen) • Ladestations-Contracting	**Kreierung** • Entgelte von Netzbetreibern für Reduzierung des Einspeisemanagement • Reduzierte Netzentgelte für abschaltbare Last • Erlös durch Alles aus einer Hand (Betrieb, Wartung Ladestation, Vertragsmanagement,…) • Werbeeinahmen über Ladestationsdisplay • Pönale für Sofort-Laden • Verkauf selbst hergestellte Ladestationen

Kanäle
Eine Zusammenfassung der Überarbeitung des Blocks Kanäle ist in Tabelle 6-4 dargestellt.

Reduzieren
Die Eingaben an der App sind in der aktuellen Testversion sehr komplex und führen dazu, dass einmal getätigte Einstellungen nicht mehr geändert werden. Wenn diese Eingabe der Restriktionen überflüssig ist (z.B. durch selbstlernende Ladesteuerung), könnte die Komplexität der App aus Nutzersicht reduziert und die Nutzung des „Gesteuerten Ladens“ erhöht werden. Die klassische Hotline ist auf ein Minimum zu reduzieren und durch andere Kanäle zu ersetzen wie bspw. einen Online-Chat im Fahrzeug oder eine Hotline direkt aus dem Fahrzeug.

Eliminieren
Der Direktvertrieb an Privatkunden wird gestrichen und gleichzeitig der Direktvertrieb an Flottenbetreiber erhöht. Der Kanal „Kunden werden Kunden“ wird nicht zusätzlich, durch Maßnahmen wie eine Prämienvergütung für Neukundenvermittlung, gefördert. Durch die eigenständige Fertigung der Ladestationen, ist der Ladestationsvertreiber als Kanal zum Kunden überflüssig.

Steigern
Da der Direktvertrieb an Privatkunden reduziert wird, ist der Kanal der Autohäuser der Automobilhersteller auszubauen. Neben Neuwagen soll auch über den Verkauf von zertifizierten Gebrauchtwagen das „Gesteuerte Laden“ angeboten werden. Grundsätzlich hat jeder Hersteller im Premiumsegment

eine App für sein Fahrzeug um Daten anzuzeigen. Indem der Aggregator seine Daten über diese App darstellt, werden Synergien geschaffen.

Kreieren
Ein völlig neues Konzept für den Kontakt zu EV Nutzern ist der Shop-in-Shop Ansatz. Dabei ist ein Ansprechpartner für das „Gesteuerte Laden“ direkt vor Ort im Autohaus des Herstellers für die Kunden erreichbar. Durch Präsens auf Veranstaltungen wie beispielsweise Automobilmessen, Konferenzen, Landesgartenschauen kann das „Gesteuerte Laden“ vermarktet werden. Über das Paybacksystem kann die Attraktivität des Produktes und die Motivation zum „Gesteuerten Laden“ erhöht werden.

Kernfaktoren
Als bedeutsame Faktoren wurden die Reduzierung der App-Komplexität, die Eliminierung der Ladestationsvertreiber, die Kombination App von Automobilhersteller und Aggregator sowie das Shop-in-Shop Konzept ausgewählt.

Tabelle 6-4: 4-Aktionen-Format Kanäle

Reduzierung	**Steigerung**
• App-Komplexität reduzieren (keine Eingaben von Restriktionen) → selbstlernendes System • Hotline reduzieren	• Direktvertrieb (B2B) → mehr Flottenbetreiber ansprechen • Autohaus OEM (Neuwagen und zertifizierte Gebrauchtwagen) • Kombination App OEM und Aggregator
Eliminierung	**Kreierung**
• Direktvertrieb (B2C) → keine Privatkunden ansprechen • „Kunden werben Kunden“ • Ladestationsvertreiber	• Shop-in-Shop (Ansprechpartner des Energielieferanten direkt Vorort im Autohaus) • Auftritte auf Automobilmessen, Landesgartenschau, andere Events • Paybackpunkte zur Motivation für „Gesteuertes Laden“ • Online-Chat im EV • Hotline vom EV aus

Kundenbeziehungen

Eine Zusammenfassung der Überarbeitung des Blocks Kundenbeziehungen ist in Tabelle 6-5 dargestellt.

Reduzieren
Der Kontakt zu Kunden erfolgt heutzutage zunehmend über die sozialen Medien wie Facebook und Twitter. Für das „Gesteuerte Laden“ sollen diese Alternativen entfallen. Stattdessen ist eine Fokussierung auf ein eigens einzurichtendes Forum geplant.. Dadurch wird eine Bündelung der Informationen erreicht und Maßnahmen können gezielten umgesetzt werden. Auch die persönliche Beratung soll reduziert werden, indem Fragestellungen online beantwortet werden z.B. über Hilfevideos, welche über QR-Codes zu erreichen, sind.

Eliminieren
Auch eine Abkehr von der Beratung durch eigene Spezialisten ist vorstellbar. In diesem Fall übernimmt der Automobilhersteller die Beratung und nicht der Aggregator.

Steigern
Im Gegensatz dazu ist eine Steigerung der persönlichen Beratung im Rahmen des „Shop-in-Shop“ Konzeptes zu sehen, wodurch lokal eine Kundenbindung gefördert wird. Im Bereich der Flottenbetreiber wird diese persönliche Bindung über Key Account Manager hergestellt.

Kreieren
Ein neuer Aspekt der Kundenbeziehung ist in der Co-Creation. Dieser wurde bereits im CANVAS identifiziert. Dabei werden die Kunden explizit an der Weiterentwicklung des Produktes beteiligt. Die Neuheit besteht in der Möglichkeit über Wettbewerbe und Events die Bereitschaft zur Co-Creation zu erhöhen. Durch die Schaffung der Marke „Grüne Flotte“ soll eine Identifikation mit dem „Gesteuerten Laden“ erreicht werden. Dabei bezieht sich die „Grüne Flotte“ nicht nur auf die Flottenbetreiber, sondern auch auf die Privatkunden. Das Image soll nicht nur die Beladung mit Grünstrom unterstreichen, sondern auch der Beitrag der Fahrzeuge zur Integration von Erneuerbaren Energie und somit zur Netzsicherheit betont werden. Gleichzeitig soll das Gemeinschaftsgefühl der Nutzer erhöht und eine Abgrenzung gegenüber anderen erzeugt werden. Der Wettbewerb bezüglich der Co-Creation kann auch auf das Ladeverhalten der Privatnutzer bzw. Flotten ausgeweitet werden und durch monatliche Preisverleihungen sowie der Veröffentlichung im Forum verstärkt werden.

Kernfaktoren
Als wichtigste Bausteine werden die Konzentration auf das Forum, die persönliche Beratung der Privatkunden im „Shop-in-Shop“ Konzept und die Schaffung der Marke „Grüne Flotte“ gesehen.

Tabelle 6-5: 4-Aktionen-Format Kundenbeziehungen

Reduzierung • Konzentration auf ein Forum (kein Twitter, Facebook,…) • Persönliche Beratung → Auslagern auf digitale Medien (Hilfevideos), erreichbar über QR-Code	**Steigerung** • Persönliche Beratung im „Shop-in-Shop“ für Privatkunden • Persönliche Beratung durch Key Account Manager für Flottenbetreiber (Entscheider)
Eliminierung • Beratung ausschließlich durch OEM	**Kreierung** • Co-Creation Wettbewerb, Event • Marke „Grüne Flotte“ erschaffen • Privatkundenauszeichnung (monatlich) • Preis „Grüne Flotte des Monats“ mit entsprechendem Forum für Flottenbetreiber

Kosten

Eine Zusammenfassung der Überarbeitung des Blocks Kosten ist in Tabelle 6-6 dargestellt.

Reduzieren
Wird der Fokus auf die Vermarktung am Energiemarkt gelegt, reduzieren sich die Kosten für die Marktteilnahme, weil die Kosten für den Regelleistungsmarkt (Präqualifikation, Kommunikation zu Übertragungsnetzbetreiber) entfallen. Marketingkosten können eingespart werden, wenn der Kanal „Kunden werben Kunden“ mithilfe entsprechender Anreize ausgebaut wird. Die Komplexität des Produktes „Gesteuertes Laden“ verursacht hohe Schulungs- und Beratungskosten. Durch eine intuitive Bedienung, das selbstlernende Ladesteuerungssystem und die Ladeflatrate (kein kompliziertes Vergütungssystem) können diese Kosten gesenkt, da weniger Probleme (Bedienungsfehler) zu erwarten sind.

Eliminieren
Da die Kundenvergütung einen großen Teil der Kosten des Aggregators begründet, ist die Abschaffung der Vergütung und des Bonuspunktesystems sinnvoll. Bei einer großflächigen Durchdringung des Marktes mit Elektrofahrzeugen wird das „Gesteuerte Laden“ Standard sein und benötigt keine Anreize für den Kunden, da anderenfalls kein Laden der Fahrzeuge möglich ist. Durch großflächiges Sofortladen würden die Netzrestriktionen verletzt werden. Anstatt der Bonuspunkte können die EV Nutzer Paybackpunkte für ihre Ansteckzeit sammeln. Dies stellt aber nur einen Zusatzanreiz dar, der Hauptanreiz ist das Premiumladen in Verbindung mit dem Flatrate-Ansatz. Auch die Teilnahme am Payback-System verursacht Kosten. Jedoch handelt es sich dabei um ein bekanntes und etabliertes Punktesystem. Dadurch werden die Kunden ggf. dazu bewegt, sich auch für einen geringeren Gegenwert am „Gesteuerten Laden“ zu beteiligen.

Steigern
Mit der Abkehr von arbeitspreisbasierten Ladestromtarifen hin zu einer Lade-Flatrate, welche das Komplettpaket (Ladestation, Verträge, Wartung) umfasst, kann eine Kostenerhöhung für den Strombezug einhergehen. Begründet wird dies dadurch, dass die Kunden im Fall einer Flatrate möglicherweise nicht so energiebewusst fahren und mehr Ladeenergie benötigen, weil die Ladeenergie über einen Festbetrag (Flatrate) gedeckt ist.

Kernfaktoren
Die wichtigsten Faktoren für diesen Block sind die Senkung der Schulungs- und Beratungskosten, die Abschaffung des Bonussystems und die Kundenvergütung über eine Flatrate.

Tabelle 6-6: 4-Aktionen-Format Kosten

Reduzierung • Kosten für Marktteilnahme durch Wegfall SRL • Marketingkosten durch Steigerung „Kunden werben Kunden“ • Schulungs-/Beratungskosten durch Flatrate-Angebot und intuitive Bedienung	**Steigerung** • Kundenvergütung über Flatrate (nur Grundgebühr, keine Arbeitspreise)
Eliminierung • Kundenvergütung • Bonusmodell abschaffen → Paybackpunkte für gesteuertes Laden (Ansteckdauer)	**Kreierung**

Nachdem die Blöcke Schlüsselpartner, Erlöse, Kanäle, Kundenbeziehungen und Kosten anhand der Blue Ocean Strategie überarbeitet wurden, werden die wichtigsten Faktoren je Block in das Ausgangs-CANVAS integriert.

6.1.2.3 CANVAS Anpassung

Dieser Abschnitt fasst die Ergebnisse aus Kapitel 6.1.2.1 und 6.1.2.2 zusammen, die nachfolgend kurz erläutert werden. Die CANVAS, die Abbildung 34 dargestellt ist, zeigt somit das finale Geschäftsmodell für das Produkt „Gesteuertes Laden“. Dabei wurde farblich zwischen zwei Ausrichtungen unterschieden. Die grün hinterlegten Anstriche beziehen sich auf das Kundensegment „Flottenbetreiber“, die gelb hinterlegten Anstriche auf die Privatkunden. Blöcke, die keine farbliche Unterscheidung aufweisen (nur gelb) gelten für beide Kundensegmente.
Die Beschreibung der einzelnen Blöcke erfolgt durch die sich ergebenden Veränderungen. Alle einzelnen Faktoren werden nicht erläutert, weil dies bereits in den vorgestellten Abschnitten erfolgt ist.

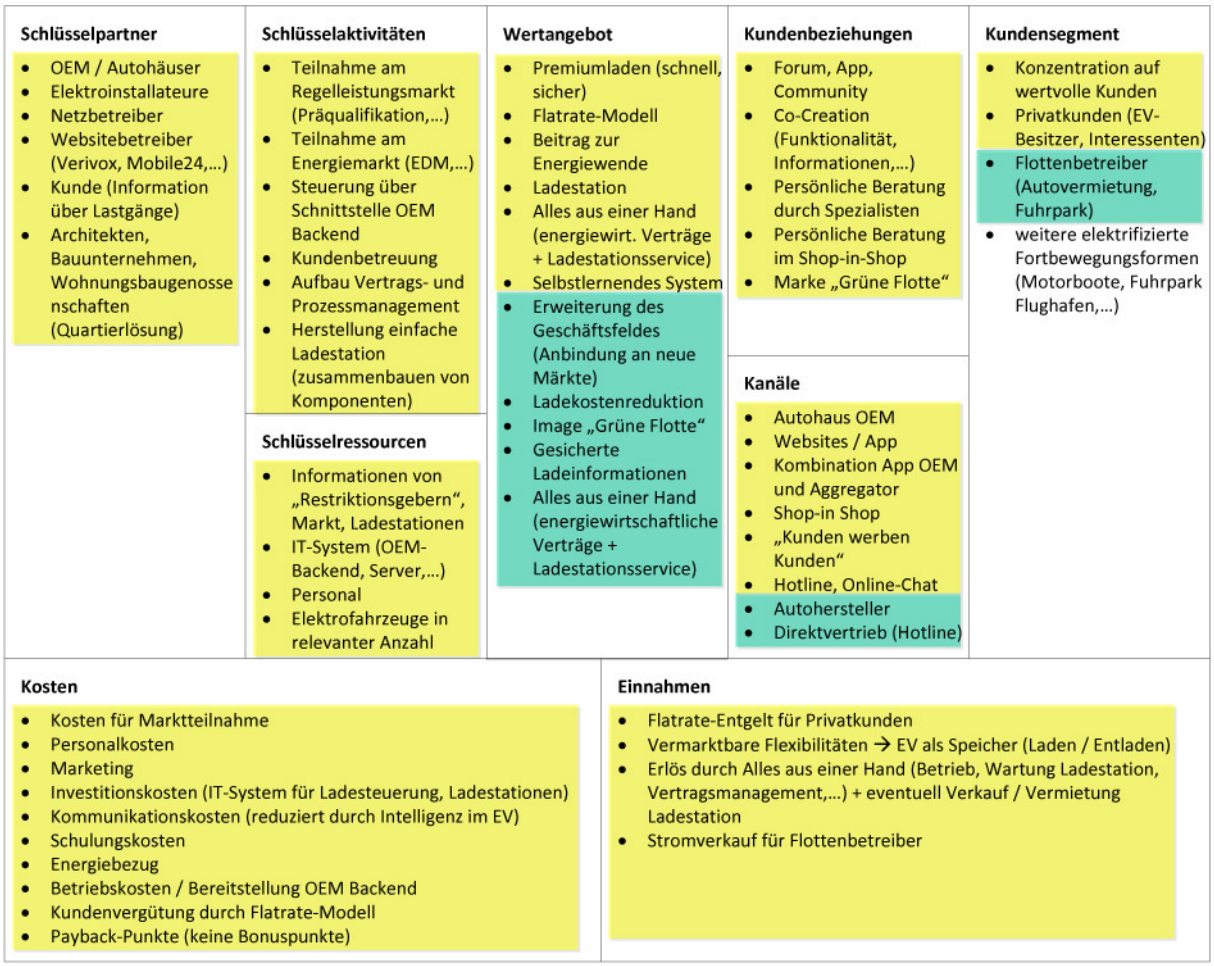


Abbildung 34: finale CANVAS "Gesteuertes Laden"

Kundensegment

Die Unterscheidung des finalen Blocks Kundensegment im Vergleich zur ursprünglich erstellten CANVAS besteht in der Konzentration auf wertvolle Privatnutzer und dabei sowohl auf EV Besitzer als auch Interessenten. Die Parkplatzbetreiber und Automobilhersteller werden nicht mehr als Kunden angesehen. Die Hersteller sind jedoch Schlüsselpartner.

Wertangebot

Das Wertangebot erfährt im Rahmen der Blue Ocean Strategie keine direkte Änderungen. Jedoch ergeben sich aufgrund der Änderung der betrachteten Blöcke, Auswirkungen auf das Wertangebot. Die Flatrate für das „Gesteuerte Laden" wird den Privatnutzern angeboten. Es ist in Erwägung zu ziehen, dass das Ladestations-Contracting entfällt, wenn die Ladestation selbst produziert wird. Dann ist die Ladestation ein Teil des Komplettpaketes „Alles aus einer Hand" oder kann als separates Produkt dem Nutzer angeboten werden.

Kanäle

Als neuer Kanal wurde die App für das „Gesteuerte Laden" identifiziert. Dabei wird eine Integration in die Fahrzeug-App des Herstellers vorgeschlagen, um Synergien zu nutzen. Weiterhin wird das „Shop-in-Shop" Konzept als wichtiger Kanal angesehen, um mit den Kunden zu kommunizieren und das Produkt zu vertreiben. Die Ladestationsvertreiber entfallen als Kanal, da die Ladestation selbst produziert wird.

Kundenbeziehungen
Zwei Punkte wurden im Rahmen der Kundenbeziehungen als maßgeblich angesehen. Zum einen die Steigerung der persönlichen Beratung. Dies wird durch die persönliche Beratung vor Ort im Shop-in-Shop erreicht. Und zum anderen der Aufbau der Marke „Grüne Flotte“, welche eine Identifizierung mit dem Produkt „Gesteuertes Laden“ ermöglichen soll.

Erlöse
Die Erlöse aus Stromverkauf bleiben weiter bestehen, beschränken sich jedoch auf die Flottenbetreiber und die Sofortladevorgänge der Privatnutzer. Die Erlöse aus dem Privatkundensektor werden über ein Flatrate-Entgelt erzielt, welches die Ladeenergie umfasst. Die Vermarktung der Flexibilität wird auf das komplette Speicherpotenzial ausgedehnt, d.h. Beladen und Entladen. Das Anbieten des Komplettpakets stellt eine weitere Einnahmequelle dar. Dieses Entgelt kann in die Flatrate mit integriert oder separat erhoben werden. Separat kann das Entgelt durch den Verkauf oder die Vermietung der Ladestationen mit abgegolten werden.

Schlüsselaktivitäten
Die Schlüsselaktivitäten bleiben im Vergleich zum ursprünglichen CANVAS unverändert, da hier in Rahmen der Blue Ocean Strategie keine Anpassungen erfolgt sind. Die ausgewählten Kernfaktoren erfordern keine Anpassung dieses Blocks.

Schlüsselressourcen
Die Schlüsselressourcen bleiben im Vergleich zum ursprünglichen CANVAS unverändert, da hier in Rahmen der Blue Ocean Strategie keine Anpassungen erfolgt sind

Schlüsselpartner
Das „Gesteuerte Laden“ soll ein Premiumsegment ansprechen, daher entfallen die freien Autohäuser als Partner. Die Beziehung zu Automobilherstellern und Vertragsautohäusern wird intensiviert. Zusätzlich werden die Kunden als Partner aufgenommen, da sie als Informationsgeber für das selbstlernende Ladesteuerungssystem erforderlich sind. Architekten, Bauunternehmen und Wohnungsbaugenossenschaften kommen als Partner hinzu, weil sie im Rahmen von Quartierlösungen das „Gesteuerte Laden“ vertreiben können.

Kosten
Die Kostenpositionen bleiben weitgehend unverändert. Die Kommunikationskosten reduzieren sich, da die Intelligenz im Fahrzeug verbaut ist und nicht mehr in der Ladestation. Die Kommunikation kann somit auf das Fahrzeug beschränkt werden. Dabei wird auf das Backend des Automobilherstellers zurückgegriffen, was zusätzliche Betriebskosten verursacht. Die Kundenvergütung aufgrund des Bonuspunktesystems entfällt. Die Anreiz für den EV Nutzer erfolgt über den Flatrate-Ansatz, wobei unbegrenzt Ladeenergie beziehen kann. Zusätzlich ist eine Vergütung über Payback-Punkte für die Ansteckzeit denkbar. Die Aufnahme in den Payback-Pool verursacht Kosten.

7 AP3.4.e Erweiterung Wirtschaftlichkeitsberechnung

Im Rahmen des Projektes „Gesteuertes Laden 3.0“ ist ein Geschäftsmodell für die Integration von Elektrofahrzeugen (EV) in die Energieversorgung und den Energiemarkt zu entwickeln. Das favorisierte Modell sieht vor, dass über EVs ein Beitrag zur Bereitstellung von Sekundärreserveleistung geleistet wird. Die Bereitstellung schlägt sich in einer finanziellen oder immateriellen Vergütung der teilnehmenden Fahrzeugbesitzer nieder. Im ursprünglichen Projekt werden Untersuchungen nur für den Fall des Leistungsbezuges aus dem Netz durchgeführt. Im Erweiterungspaket des Aufstockungsantrages wird die entgegengesetzte Richtung untersucht, d.h. die Rückspeisung von Leistung in das Netz (das sogenannte Vehicle-to-grid V2G).

Neben dem Nutzen, welcher durch das Geschäftsmodell entsteht, bringt es auch Kosten mit sich, welcher Geschäftsmodellinhaber zu tragen hat. Aus der Gegenüberstellung von Kosten und Nutzen ermittelt sich die Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells. Die Wirtschaftlichkeit wird u.a. bestimmt von der zukünftigen Entwicklung des Energiemarktes, welche anhand von Szenarien dargestellt wird. Für die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit der V2G-Option für Elektrofahrzeuge wird dieses Arbeitspaket in folgende Aktivitäten unterteilt.

- AK 3.4.2e – Definition von V2G Szenarien
- AK 3.4.3e – Modellanpassung und Simulation der Erlöse
- AK 3.4.4e – Auswertung der Wirtschaftlichkeitsberechnung für V2G

7.1 AK 3.4.2e – Definition von V2G Szenarien

7.1.1 Zielsetzung

Unter Szenario wird die Beschreibung einer zukünftigen Situation verstanden, das umfasst die Entwicklung eines konsistenten Systemzustandes von heute bis in die Zukunft (78). Für das Erweiterungspaket werden drei Szenarien betrachtet, ein Basisszenario sowie zwei Alternativszenarien. Die Szenarien orientieren sich dabei am Szenarioumfeld, welche im ursprünglichen Projekt unter Anwendung der Cross-Impact beschrieben wurde. In diesem Paket wird sich auf die Entwicklung der Märkte (Regelleistungs- und Energiemarkt) konzentriert, weil diese für die Wirtschaftlichkeitsberechnung relevant sind. Bei deren zukünftigen Ausprägungen wird auf die Maßnahmen des Weißbuches des BMWis zur zukünftigen Entwicklung des Strommarktes zurück gegriffen (86). Als Zielzeitraum wird das Jahr 2025 bis 2030 angenommen, weil für diesen Zeitraum eine flächenmäßige Durchdringung des Marktes mit Elektrofahrzeugen erwartet wird.

7.1.2 Definition von V2G Szenarien

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung der V2G Betrachtung werden drei Szenarien definiert, ein Basisszenario und zwei Alternativszenarien. Bei den Alternativszenarien wird sich an der Entwicklung des deutschen Strommarktes hin zum Strommarkt 2.0 orientiert. Folgende Szenarien werden definiert (siehe Tabelle 7-1):
Szenario A: Fortstehen des aktuellen Marktdesign (Basisszenario)
Szenario B: Strommarkt 2.0 moderat (Alternativszenario 1)
Szenario C: Strommarkt 2.0 extrem (Alternativszenario 2)

Szenario A geht davon, dass der Strommarkt in seiner jetzigen Ausprägung auch in 2025 bestehen wird. Bezogen auf den Sekundärregelleistungsmarkt (SRL-Markt) bedeutet dies, dass die SRL-Produkte wöchentlich ausgeschrieben werden und die Produkte über einen Zeitraum von 12 Stunden zur Verfügung stehen müssen. Die Leistungs- und Arbeitspreise befinden sich auf dem Niveau von 2014. Die Vergütung erfolgt anhand der Pay-as-bid Preise, d.h. die Anbieter erhalten die Preise, welche sie im Rahmen ihrer Angebote gesetzt haben. Der Energiemarkt und hier der betrachtete Spotmarkt (DayAhead- und

IntraDay Markt) bleiben unverändert. Auf dem DayAhead Markt werden Stundenprodukte mit einem Tag Vorlauf angeboten und auf dem IntraDay Markt Viertelstundenprodukte mit einem Vorlauf von 45 Minuten.
Szenario B geht von der Umsetzung des Strommarktes 2.0 aus, welche Auswirkungen auf den Regelleistungs- und Energiemarkt hat. Für den SRL-Markt schlägt sich dies in täglichen Ausschreibungen und 4-Stunden-Produkten nieder. Durch diese Änderungen besteht die Möglichkeit, dass mehr Teilnehmer (z.B. Aggregatoren) am SRL-Markt teilnehmen können. Dies führt zu einer Senkung der Leistungspreise. Die Arbeitspreise bleiben auf dem aktuellen Niveau von 2014, da die aktuelle Tendenz der steigenden Arbeitspreise durch die Erhöhung der Teilnehmerzahl kompensiert wird. Die Vergütung erfolgt weiterhin über Pay-as-bid Preise. Der Energiemarkt zeichnet sich dadurch aus, das sowohl auf dem DayAhead- als auch auf dem IntraDay Markt Viertelstundeprodukte angeboten werden. Auf dem Intraday Markt wird ein Vorlauf von 15 Minuten zur Erfüllung gesetzt.
Szenario C sieht eine weitergehende Umsetzung des Strommarktes 2.0 vor. Neben einer täglichen Ausschreibung auf dem SRL-Markt, ermöglicht dies ein Angebot von Stundenprodukten. Die Preisentwicklung lehnt sich an Szenario B an. Die Vergütung erfolgt jedoch über Einheitspreise. Das bedeutet, dass die Anbieter nicht gemäß ihrer Angebotspreise vergütet und sondern den Arbeitspreis, welcher vom Grenzanbieter geboten wurden. Der Grenzanbieter ist der Anbieter, welcher als Letzter in der Merit-Order Liste gezogen um die Nachfrage zu decken. Dadurch könnten höhere Erlöse über den Arbeitspreis erzielt werden. Die Vergütung der Leistungsbereitstellung bleibt unverändert (Leistungspreise als Pay-as-bid Preise). Die Energiemarktausprägung entspricht der des Szenarios B.

Tabelle 7-1: Zusammenfassende Beschreibung der V2G Szenarien

Szenario		**SRL-Markt**	**Energiemarkt**
A)	Fortbestehen des aktuellen Marktdesigns (Basis)	- wöchentlich Ausschreibung - 12-Stunden Produkte - Aktuelles Preisniveau - Pay-as-bid Preise	- DayAhead- und IntraDay Markt mit 1/4h-Produkten - IntraDay Handel bis 45min vor Erfüllung
B)	Strommarkt 2.0 moderat (Alternative 1)	- Tägliche Ausschreibung - 4-Stunden Produkte - Mehr Teilnehmer (Halbierung LP, aktuelle AP) - Pay-as-bid Preise	- DayAhead- und IntraDay Markt unverändert - IntraDay Handel bis 15min vor Erfüllung
C)	Strommarkt 2.0 extrem (Alternative 2)	- Tägliche Ausschreibung - 1-Stunden Produkte - Mehr Teilnehmer (Halbierung LP, aktuelle AP) - Einheitspreise für Arbeitspreise	- DayAhead- und IntraDay Markt mit 1/4h-Produkten - IntraDay Handel bis 15min vor Erfüllung

7.2 AK 3.4.3e – Modellanpassung und Simulation

Im Rahmen der Betrachtung der Rückspeisung von Leistung ins elektrische Netz durch EVs (V2G) erfolgen Anpassungen der Simulationsmodelle. Dies betrifft das Modell zur Abbildung des Sekundärregelleistungsmarktes, das Potenzialmodell für EVs sowie das Modell zur Ladeoptimierung.
Das Sekundärregelleistungsmarktmodell wird um die Option der positiven SRL erweitert. Zusätzlich lassen sich zu den wöchentlichen Erlösen basierend auf Leistungs- und Arbeitspreis die Arbeitspreise für verschiedene Zeitscheiben (12h, 4h, 1h) ermitteln.

Das Potenzialmodell wird ebenfalls um die Vermarktung von positiver SRL erweitert. Die Änderungen berücksichtigen die unterschiedlichen Zeitscheiben und die unterschiedlichen Verfügbarkeiten (Ansteckzeitpunkte und Start-SOCs) der Fahrzeuge.
Die Anpassung des Modells zur Ladeoptimierung besteht in der Ermittlung einer Entladegrenze für die EVs. Diese Grenze hängt von den Ansteckzeitpunkten und den Start-SOCs der Fahrzeuge ab. Die Optimierung sorgt dafür, dass sich die gesteuerte Ladeleistung (je ¼-Stunde) so einstellt, dass die Ladekosten minimal und die Fahrzeuge zum Zeitpunkt des Absteckens vollgeladen sind (siehe Abbildung 35).

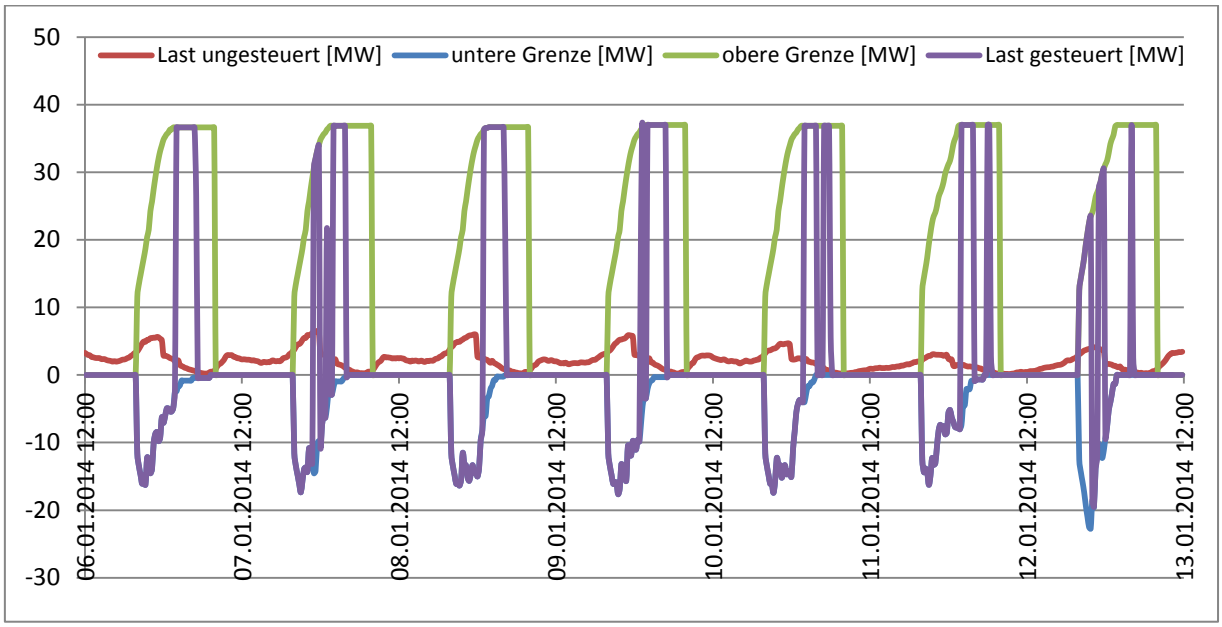


Abbildung 35: Verlauf der gesteuerten Last für 10.000 EVs

Die Modelle basieren auf Feldtestdaten der Mini-E Studie.

7.3 AK 3.4.4e – Wirtschaftlichkeitsberechnung

7.3.1 Annahmen

7.3.1.1 Wirtschaftlichkeit

Im Rahmen des Erweiterungspaketes wird das Geschäftsmodell „Vermarktung von Flexibilität“ verwendet, da dieses mit der zukünftigen Entwicklung des Strommarktes (hin zum Strommarkt 2.0) korrespondiert. Für die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit ist es erforderlich die Annahmen des Geschäftsmodells zu definieren, da diese Auswirkungen auf Kosten und Erlöse haben.
Das Wertangebot sieht ein Premiumladen für EV-Nutzer vor, welche in einem Komplettpaket die Ladestation inklusive Installation und Wartung sowie die Übernahme aller vertraglichen Prozesse beinhaltet. Den EV-Nutzern wird ein Flatrate-Modell angeboten, welche die komplette Ladeenergie abdeckt. Flottenbetreiber erhalten das gleiche Komplettpaket mit der Ausnahme, dass der Ladestrom über einen herkömmlichen Tarif (Leistungs- und Arbeitspreis) abgerechnet wird. Entscheidend Neuerung ist das Shop-in-Shop Konzept, welches Personal für „Gesteuertes Laden“ in Autohäusern vorsieht. Dieses Beratungspersonal verursacht zusätzliche Kosten. Weitere Kosten entstehen aufgrund der Abrechnung des „Gesteuerte Laden“, die Entwicklung und der Betrieb der IT-Infrastruktur (Inklusive Hotline), Kommunikations- und Marketingkosten sowie die Investitionskosten für die Ladestation. Weitere Kostenpositionen werden dem Geschäftsmodell SRL-Vermarktung entnommen. Den Kosten stehen die Erlöse gegenüber. Diese werden erzielt über die Flatrate-Entgelte für Privatnutzer und der Stromverkauf an Flottenbetreiber. Für die Überlassung der Ladestation, deren Wartung sowie die vertraglichen Abwicklungen haben die EV-Nutzer eine Grundgebühr zu zahlen, welche verschieden für Privatnutzer und

Flottenbetreiber ist. Zusätzlich werden Erlöse durch die Vermarktung von Flexibilität am Energie- bzw. Regelleistungsmarkt erzielt. Die Betrachtung beschränkt sich im dieses Arbeitspakets auf den Zeitraum von 20:00 Uhr bis 8:00 Uhr. Da in diesem Zeitraum die EVs der Privatnutzer vorwiegend angesteckt sind und somit gesteuert geladen werden können. Eine Übersicht der Kosten und Erlöse (Nutzen) ist in Tabelle 7-2 dargestellt.

Tabelle 7-2: Übersicht Kosten- und Nutzenpositionen GM Flexibilität

		Geschäftsmodellkosten /-nutzen			
		Nutzdauer	K Nutzer	K gesamt	Akteur
Capex	IT-Infrastruktur Aggregator	8		2.000.000 €	Aggregator
	Stromzähler	13	250 €		EV-Nutzer
	Internetverbindung am Ladeort	8	40 €		EV-Nutzer
	Ladesäule	4	1.500 €		Aggregator
Opex	Abrechnung Ladeenergie		15 €		EV-Nutzer
	Personal Betrieb und Abrechnung			200.000 €	Aggregator
	Personal "Shop-in-Shop"			1.824.000 €	Aggregator
	Kommunikation Zähler (GPRS)		40 €		EV-Nutzer
	Kommunikation Ladesäule / App		60 €		EV-Nutzer
	Strombeschaffung				Aggregator
	Anbindung (Regel)-Energiemarkt			50.000 €	Aggregator
	Betriebskosten IT-Infrastruktur			100.000 €	Aggregator
	Bereitstellungskosten OEM Backend				Aggregator
	Marketingkosten (Forum, "Grüne Flotte",…)			1.000.000 €	Aggregator
	Schulungskosten			76.000 €	Aggregator
Nutzen	Grundgebühr (Ladestation, Komplettpaket)		550 €		Aggregator
	Flatrate "Gesteuertes Laden"		500 €		Aggregator
	Markterlöse Flexibilität				Aggregator
	Stromverkauf an Flottenbetreiber				Aggregator

Die Kostenwerte basieren einerseits auf (76) und andererseits auf den Erfahrungswerten von EWE, CLENS und BMW. Die Personalkosten „Shop-in-Shop“ ergeben sich dadurch, dass für jede Stadt größer als 100.000 Einwohner ein Ansprechpartner zur Verfügung steht. Pro Jahr Ansprechpartner werden jährlich 24.000€ angesetzt. Für jeden Ansprechpartner fallen jährlich 1.000€ Schulungskosten an, damit der Komplexität des „Gesteuerten Laden“ Rechnung getragen. Die Bestimmung der Kosten für die Strombeschaffung orientiert sich an den DayAhead-Preisen der EPEX Spot. Für die Strombeschaffung wird der Ladeverlauf des Pools für ungesteuertes Laden angenommen und dieser Lastverlauf entspre-

chend beschafft. Im Fall der Rückspeisung wird der erhöhte Energiebedarf entsprechend der Simulationsergebnisse berücksichtigt. Zusätzlich sind die Abgaben und Steuern beim Strompreis als Kosten anzusetzen. Diese betragen gemäß dem Monitoringberichts der BNetzA, 73,4% des Strompreises (bezogen 500€ Flatrate sind dies 367€. Die Grundgebühr ermittelt aus den Abschreibungen für die Ladestation und einer Servicepauschale für das Komplettpaket. Die Höhe der Flatrate orientiert sich am durchschnittlichen Fahrverhalten (32km pro Tag), dem durchschnittlichen Energieverbrauch (16kWh/100km) sowie einem Strompreis von 25Cent pro kWh. Die EV-Nutzer erhalten in diesem Geschäftsmodell keine Vergütung, da die Annahme getroffen ist, dass das „Gesteuerte Laden“ gesetzlich vorgeschrieben ist und jeder EV-Nutzer sein Fahrzeug auf diese Weise laden lässt.

7.3.1.2 Modelle

Die Berechnung der Wirtschaftlichkeit wird für die 3 Szenarien durchgeführt. Dabei wird zwischen verschiedenen Abrufzeiträumen unterschieden – 12h-Fenster (wie es aktuell Praxis ist), ein Abruffenster von 4h (vergleichbar mit aktuellen Minutenreservemarkt) und einem 1h-Fenster (vergleichbar mit DayAhead-Markt). Die Betrachtungen beziehen ziehen sich immer auf einen Zeitraum von 12 Stunden, entweder Hochtarifzeitraum (HT) von 8 bis 20 Uhr oder Nebentarifzeitraum (NT) von 20 bis 8 Uhr. Diese Einteilung ist im aktuellen Regelleistungsmarkt vorgegeben und beigehalten. Es wird keine Unterscheidung zwischen Werktag und Wochenende bzw. Feiertag vorgenommen.

Der Aggregator besitzt einen Pool, den er für die Vermarktung innerhalb des betrachteten Zeitraumes verwendet. Die Untersuchungen werden für verschiedene Poolgrößen durchgeführt (1 Mio. EVs, 500.000, 250.000, 100.000, 50.000, 25.000 und 10.000 EVs pro Pool). Damit der Erlös für den Aggregator maximal werden die Optionen des Ladens und Entladens innerhalb eines Zeitraumes kombiniert. Dies ist nur möglich, wenn die Abrufzeiträume 4h bzw. 1h betragen. Das Szenario mit einem Abruffenster von 12h ermöglicht keine Aufteilung zwischen Laden und Entladen, weil die Bereitstellung zum Abruf genauso groß ist wie der betrachtete HT- oder NT-Zeitraum. Für das 4h-Szenario (Szenario B) ergibt sich damit folgende Strategie. Die ersten 4 Stunden des Zeitraums werden die verfügbaren Fahrzeuge des Pools geladen. Die zweiten 4 Stunden werden die Fahrzeuge entladen und in den letzten 4 Stunden werden die Fahrzeuge auf ihren End- SOC geladen. Für das 1h-Szenario wechseln sich Entladen und Laden ab. Es wird mit dem Entladen der verfügbaren Fahrzeuge in der ersten Stunde begonnen und endet mit dem Laden der Fahrzeuge in der zwölften Stunde. Zu Zeitpunkten, in denen die angebotene Leistung nicht abgerufen wird, wird diese über den IntraDay-Markt verkauft bzw. gekauft. Die Abrufzeitreihe wird die das Modell zum SRL-Markt berechnet und ermittelt sich aufgrund der Angebotsmenge, des Arbeitspreises und Leistungspreises. Die Angebotsmenge für eine definierte Poolgröße wird über das Potenzialmodell ermittelt. Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeit der berücksichtigen nur die Arbeitspreise der SRL, da keine sinnvolle Aufteilung des Leistungspreises von der wöchentlichen Bezugschlagung auf die tägliche Bezuschlagung ermittelt werden konnte. Um die maximalen Arbeitspreise zu ermitteln wurden zunächst die maximalen Leistungspreise ermittelt, bei denen der Jahreserlös maximal ist. Dadurch ergeben sich Zeiten, zu denen abgerufen kann und Zeiten ohne Abruf (Zuschlagszeitreihe). Für die positive SRL beträgt der maximale Leistungspreis 789€/MW zu NT-Zeiten und 390€/MW zu HT-Zeiten. Für negative SRL betragen die Leistungspreise 354€/MW zu NT-Zeiten und 263€/MW zu HT-Zeiten (siehe

Tabelle 7-3). Die Zuschlagszeitreihen sind dabei zu NT- und HT-Zeiten gleich. In Abhängigkeit der Leistungspreise wurden die Arbeitspreise ermittelt, um einen maximalen jährlichen Erlös zu erzielen. Für positive SRL beträgt er 53€/MWh zu NT und 54€/MWh zu HT-Zeiten. Für negative SRL ergeben sich als Arbeitspreis 68€/MWh zu NT-Zeiten und 73€/MWh zu HT-Zeiten. Die Daten basieren auf Werten von 2014 für den SRL-Markt.

Tabelle 7-3: Annahme Preise für SRL-Vermarktung

SRL-Form	Zeitraum	Nebentarif	Haupttarif
Negative SRL	Leistungspreis	354 €/MW	263 €/MW
	Arbeitspreis	68 €/MWh	73 €/MWh
Positive SRL	Leistungspreis	789 €/MW	390 €/MW
	Arbeitspreis	53 €/MWh	54 €/MWh

Basierend auf diesen Werten wird die Wirtschaftlichkeit ermittelt.

7.3.2 Ergebnisse

Für die Auswertung der Wirtschaftlichkeit des Geschäftsmodells „Flexibilität“ unter Berücksichtigung der Rückspeisung (V2G) dienen die Kosten- und Nutzengröße gemäß Abschnitt 5.4.2 und 7.3.1 als Grundlage. Weiterhin werden für die Berechnung folgende Annahmen getroffen. Die Betrachtungen werden unterschieden nach den Verfügbarkeitszeiten der Elektrofahrzeuge in eine Auswertung zu Nebentarifzeiten und eine zu Haupttarifzeiten.

7.3.2.1 Privatnutzer NT

Die Auswertung für die Privatnutzer bezieht sich auf den Zeitraum 20:00 bis 8:00 Uhr (Nebentarifzeitraum). Dabei werden die Erlöse am Energie- und Sekundärregelleistungs(SRL)-markt aufgrund Daten von 2014 berechnet (siehe Tabelle 5-27, Tabelle 5-28, Tabelle 7-8 und Tabelle 7-9). Dabei wird eine Kombination des Beladens und Entladens gewählt (entsprechend der Modellannahmen), um den maximalen Nutzen für den Aggregator zu erzielen. Es ist zu beachten, dass der Nutzen für die Vermarktung am SRL-Markt sich nur auf den Arbeitspreis bezieht. Dieser wird mit dem Niveau von 2014 angenommen. Damit soll dem Trend Rechnung getragen werden, dass zukünftig der Arbeitspreis den Nutzen bestimmt und der Gesamtpreis für SRL sinkt. Die Kosten und Nutzen der jeweiligen Vermarktungsoptionen werden in Tabelle 5-25 und Tabelle 5-26 dargestellt.

Tabelle 7-4: Nutzen Aggregator (NT) bei V2G-Vermarktung am Spotmarkt

Poolgröße	Ladekosten ungesteuert [€]	Ladekosten gesteuert [€]	Nutzen (Einsparung) [€]
1 Mio. EVs	65.669.078	12.342.618	53.326.460
500.000 EVs	32.834.539	6.171.309	26.663.230
250.000 EVs	16.417.269	3.085.654	13.331.615
100.000 EVs	6.566.908	1.234.262	5.332.646
50.000 EVs	3.283.454	617.131	2.666.323
25.000 EVs	1.641.727	308.565	1.333.162
10.000 EVs	656.691	123.426	533.265

Tabelle 7-5: Nutzen Aggregator (NT) bei V2G-SRL-Vermarktung

Poolgröße [EVS]	12h-Produkte [€ pro EV und Jahr]				4h-Produkte [€]		1h-Produkte [€]	
	Beladen		Entladen					
	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
1 Mio.	60,04	2,71	70,26	15,91	20,64	6,84	8,06	10,51
500.000	59,62	3,92	75,25	24,69	22,49	12,90	12,08	19,50
250.000	59,07	4,80	79,81	33,34	25,78	21,74	17,64	31,86
100.000	58,09	5,44	84,58	43,44	30,96	34,84	25,69	49,09
50.000	56,76	5,59	86,62	49,59	34,45	43,94	31,14	60,87
25.000	54,24	5,49	86,13	53,55	37,87	51,81	35,97	71,27
10.000	49,28	5,08	81,36	54,39	38,85	59,71	40,46	80,94

Aus den Tabellen ist ersichtlich, dass der Nutzen für die Vermarktung am Spotmarkt pro EV unabhängig von der Poolgröße ca. 53,30€ beträgt. Diese Größe ergibt aufgrund der Einsparung von Ladekosten, welche durch eine Optimierung des Ladeverlaufs am IntraDay-Markt erzielt wird. Da auch ein Entladen der Fahrzeuge möglich ist, ist der Nutzen größer als beim reinen Beladen der Fahrzeuge. Am SRL-Markt nimmt der Nutzen mit steigender Poolgröße ab. Dies begründet sich dadurch, dass größere Pools mehr Leistung bereitstellen können. Diese Leistung wird aber nicht durchgängig komplett abgerufen, sondern größtenteils nur in Teilmengen. Auch hier ist das Entladen (für 12h-Produkte) sowie die Kombination aus Be- und Entladen (für 4- und 1h-Produkte) vorteilhaften als das Entladen. Bei den verschiedenen Produktvarianten zeigt sich, dass der Nutzen bei Kombination Be- und Entladen geringer ist als beim reinen Entladen. Dies hängt damit zusammen, dass der Nutzen für Beladen geringer ist als für Entladen und dadurch der Gesamtnutzen sinkt. Jedoch ist immer zu berücksichtigen, dass die Fahrzeuge letztendlich über den IntraDay-Markt vollgeladen werden. Und da liegen die Kosten bei der Kombination (4h- und 1h-Produkte) deutlichen unter denen der 12h-Produkte.
Entsprechend der Nutzen und Kosten sowie der weiteren Kosten (siehe Tabelle 7-2) ergeben sich die Erlöse bei Vermarktung am Energie- bzw. SRL-Markt. Für die Anrechnung der Marketingkosten sowie der Personal- und Schulungskosten (Shop-in-Shop Konzept) wird eine Staffelung vorgenommen. Für Poolgrößen von 250.000 bis 1 Mio. EVs werden die Kosten für ein deutschlandweites Pooling angesetzt, weil diese Poolgrößen nur unter Berücksichtigung aller Fahrzeuge zu erzielen sind. Für Poolgrößen von 50.000 bis 100.000 EVs wird die Hälfte der Kosten und bei Größen bis 25.000 EVs in Viertel der Kosten angesetzt. Die Kommunikationskosten werden dabei durch den Aggregator getragen. Die sich daraus ergebenden Erlöse sind in den nachfolgenden Tabellen dargestellt.

Tabelle 7-6: Kosten-Nutzen Analyse (NT) Aggregator G2V 12h-Produkt

Poolgröße [EVs]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (Energie-markt) [€]	Erlös (Energie-markt) [€]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (SRL-Markt) [€]	Erlös (SRL-Markt) [€]
1 Mio.	1.039	1.077	38	1.034	1.053	18
500.000	1.041	1.077	36	1.037	1.056	19
250.000	1.046	1.077	33	1.043	1.055	12
100.000	1.056	1.077	21	1.050	1.055	5
50.000	1.076	1.077	1	1.069	1.056	-13
25.000	1.092	1.077	-15	1.081	1.055	-26
10.000	1.177	1.077	-100	1.161	1.055	-105

Tabelle 7-7: Kosten-Nutzen Analyse (NT) Aggregator V2G 12h-Produkt

Poolgröße [EVs]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (Energie-markt) [€]	Erlös (Energie-markt) [€]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (SRL-Markt) [€]	Erlös (SRL-Markt) [€]
1 Mio.	1.039	1.103	64	1.044	1.066	22
500.000	1.041	1.103	62	1.052	1.075	23
250.000	1.046	1.103	57	1.064	1.083	19
100.000	1.056	1.103	67	1.075	1.093	18
50.000	1.076	1.103	27	1.097	1.100	3
25.000	1.092	1.103	11	1.113	1.104	-9
10.000	1.177	1.103	-74	1.193	1.104	-89

Tabelle 7-8: Kosten-Nutzen Analyse (NT) Aggregator V2G 4h-Produkt

Poolgröße [EVs]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (Energie-markt) [€]	Erlös (Energie-markt) [€]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (SRL-Markt) [€]	Erlös (SRL-Markt) [€]
1 Mio.	1.039	1.103	64	994	1.057	63
500.000	1.041	1.103	62	1.000	1.063	63
250.000	1.046	1.103	57	1.010	1.072	62
100.000	1.056	1.103	67	1.022	1.085	63
50.000	1.076	1.103	27	1.047	1.094	47
25.000	1.092	1.103	11	1.065	1.102	37
10.000	1.177	1.103	-74	1.151	1.110	-41

Tabelle 7-9: Kosten-Nutzen Analyse (NT) Aggregator V2G 1h-Produkt

Poolgröße [EVs]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (Energie-markt) [€]	Erlös (Energie-markt) [€]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (SRL-Markt) [€]	Erlös (SRL-Markt) [€]
1 Mio.	1.039	1.103	64	982	1.061	79
500.000	1.041	1.103	62	989	1.070	81
250.000	1.046	1.103	57	1.002	1.082	80
100.000	1.056	1.103	67	1.017	1.099	82
50.000	1.076	1.103	27	1.044	1.111	67
25.000	1.092	1.103	11	1.063	1.121	38
10.000	1.177	1.103	-74	1.153	1.131	-22

Aus den Ergebnissen ist zu erkennen, dass mit steigender EV-Zahl pro Pool die Erlöse grundsätzlich steigen, weil die Kosten sinken (Fixkostendegression). Die Erlöse bei Vermarktung am Spotmarkt sind für die 12h-Produkte höher, da hier die Nutzen höher sind als bei SRL-Vermarktung (siehe Tabelle 5-27 und Tabelle 5-28). Für die 4h- und 1h-Produkte sind die Erlöse auf der SRL-Vermarktung höher als bei Vermarktung am Spotmarkt. Gründe sind die geringeren Kosten der Beladung, weil diese bei kleineren Zeitscheiben besser durch SRL gedeckt wird. Der maximale Spotmarkterlös liegt bei über 60€ pro EV und Jahr. Bei der SRL-Vermarktung kann ein Wert von knapp 80€ pro EV und Jahr erreicht. Bei Poolgrößen von 10.000 EVs werden sowohl bei allen Vermarktungsoptionen Verluste erzielt. Die G2V Variante weist bereits bei 25.000 EVs für Spotmarkt und 50.000 EVs für SRL-Markt Verluste auf.
Wird die Nutzersicht betrachtet fallen nur Kosten an (Grundgebühr, Flatrate, Stromzähler,…). Dem gegenüber stehen die immateriellen Werte des Wertangebots. Für die Berechnung wurde die Flatrate außer Acht gelassen, da das Laden der Fahrzeuge eine grundsätzliche Kostenposition für Elektrofahrzeuge ist. Die Flatrate basiert auf einer durchschnittlichen Fahrleistung von 32km am Tag. Eine höhere Fahrleistung wirkt sich vorteilhaft auf die Erlössituation des Nutzers aus.

Tabelle 7-10: Kosten-Nutzen Analyse (NT) EV-Nutzer V2G

Poolgröße	Nutzen [€]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Erlös [€]
Alle	immateriell	624	-624

Zusätzlich zur Flatrate fallen für den EV-Nutzer jährlich Kosten zwischen 620€ an. Anders gesagt fährt der EV-Nutzer für etwas über 1100€ im Jahr sorgenfrei Elektromobil ohne sich Gedanken über eine Endabrechnung zu machen.

7.3.2.2 Geschäftskunden (Flottenbetreiber) HT

Die Auswertung für Geschäftskunden bezieht sich auf den komplementären Zeitraum zu den Privatkunden (8:00 bis 20:00 Uhr - Haupttarifzeitraum). Dabei werden die Erlöse am Energie- und Sekundärregelleistungs(SRL)-markt aufgrund Daten von 2014 berechnet. Die Kosten und Nutzen der jeweiligen Vermarktungsoptionen werden in

Tabelle 7-11 und Tabelle 7-12 dargestellt.

Tabelle 7-11: Nutzen Aggregator (HT) bei Vermarktung am Spotmarkt V2G

Poolgröße	Ladekosten ungesteuert [€]	Ladekosten gesteuert [€]	Nutzen (Einsparung) [€]
1 Mio. EVs	64.310.616	49.863.153	14.447.463
500.000 EVs	32.155.308	24.931.577	7.223.731
250.000 EVs	16.077.654	12.465.788	3.611.866
100.000 EVs	6.431.062	4.986.315	1.444.747
50.000 EVs	3.215.531	2.493.158	722.373
25.000 EVs	1.607.765	1.246.579	361.186
10.000 EVs	643.106	498.632	144.474

Tabelle 7-12: Nutzen Aggregator (HT) bei SRL-Vermarktung V2G

Poolgröße [EVS]	12h-Produkte [€ pro EV und Jahr]				4h-Produkte [€]		1h-Produkte [€]	
	Beladen		Entladen					
	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
1 Mio.	48,62	2,71	53,61	16,60	16,08	9,29	8,87	13,38
500.000	48,46	3,45	55,22	21,54	17,47	16,90	11,18	23,86
250.000	48,37	3,90	56,74	25,94	19,62	25,94	14,13	36,68
100.000	47,67	4,15	57,87	30,84	22,48	36,05	18,36	51,34
50.000	47,64	4,25	59,29	34,62	24,07	42,47	21,22	60,68
25.000	44,45	4,03	56,74	35,99	25,94	47,89	24,18	68,79
10.000	47,62	4,34	62,27	42,31	27,22	54,63	26,57	78,53

Aus den Tabellen ist ersichtlich, dass der Nutzen für die Vermarktung am Spotmarkt pro EV unabhängig von der Poolgröße ca. 14,40€ beträgt. Diese Größe ergibt aufgrund der Einsparung von Ladekosten, welche durch eine Optimierung des Ladeverlaufs am IntraDay-Markt erzielt wird. Diese fällt wesentlich geringer aus als zu NT-Zeiten. Am SRL-Markt nimmt der Nutzen mit steigender Poolgröße ab. Dies begründet sich dadurch, dass größere Pools mehr Leistung bereitstellen können. Diese Leistung wird aber nicht durchgängig komplett abgerufen, sondern größtenteils nur in Teilmengen. Es treten die gleichen Effekte wie zu NT-Zeiten auf. Auch hier ist das Entladen (für 12h-Produkte) sowie die Kombination aus Be- und Entladen (für 4- und 1h-Produkte) vorteilhaften als das Entladen. Bei den verschiedenen Produktvarianten zeigt sich, dass der Nutzen bei Kombination Be- und Entladen geringer ist als beim reinen Entladen. Dies hängt damit zusammen, dass der Nutzen für Beladen geringer ist als für Entladen und dadurch der Gesamtnutzen sinkt. Jedoch ist immer zu berücksichtigen, dass die Fahrzeuge letztendlich über den IntraDay-Markt vollgeladen werden. Und da liegen die Kosten bei der Kombination (4h- und 1h-Produkte) deutlichen unter denen der 12h-Produkte.

Entsprechend der Nutzen und Kosten sowie der weiteren Kosten (siehe Tabelle 7-2) ergeben sich die Erlöse bei Vermarktung am Energie- bzw. SRL-Markt. Für die Anrechnung der Marketingkosten sowie der Personal- und Schulungskosten (Shop-in-Shop Konzept) wird eine Staffelung vorgenommen. Für Poolgrößen von 250.000 bis 1 Mio. EVs werden die Kosten für ein deutschlandweites Pooling angesetzt, weil diese Poolgrößen nur unter Berücksichtigung aller Fahrzeuge zu erzielen sind. Für Poolgrößen von 50.000 bis 100.000 EVs wird die Hälfte der Kosten und bei Größen bis 25.000 EVs in Viertel der Kosten angesetzt. Die Kommunikationskosten werden dabei durch den Aggregator getragen. Die sich daraus ergebenden Erlöse sind in Tabelle 5-27 und Tabelle 5-28 dargestellt (unterschieden nach Zuordnung der Kommunikationskosten).

Aus den Tabellen ist ersichtlich, dass der Nutzer pro EV unabhängig von der Poolgröße ca. 6,50€ beträgt. Diese Größe ergibt aufgrund der Einsparung von Ladekosten, welche durch eine Optimierung des Ladeverlaufs am IntraDay-Markt erzielt wird. Diese fällt wesentlich geringer aus als zu NT-Zeiten. Am SRL-Markt nimmt der Nutzen mit steigender Poolgröße ab. Dies begründet sich dadurch, dass größere Pools mehr Leistung bereitstellen können. Diese Leistung wird aber nicht durchgängig komplett abgerufen, sondern größtenteils nur in Teilmengen. Auch hier ist ein geringerer Nutzen erzielbar als zu NT-Zeiten.
Entsprechend der Nutzen und der verwendeten Kosten ergeben sich die Erlöse bei Vermarktung am Energie- bzw. SRL-Markt. Für die Anrechnung der Marketingkosten sowie der Personal- und Schulungskosten (Shop-in-Shop Konzept) wird eine Staffelung vorgenommen. Für Poolgrößen von 250.000 bis 1 Mio. EVs werden die Kosten für ein deutschlandweites Pooling angesetzt, weil diese Poolgrößen nur unter Berücksichtigung aller Fahrzeuge zu erzielen sind. Für Poolgrößen von 50.000 bis 100.000 EVs wird die Hälfte der Kosten und bei Größen bis 25.000 EVs in Viertel der Kosten angesetzt. Die sich daraus ergebenden Erlöse sind in Tabelle 5-32, Tabelle 7-14, Tabelle 7-15und Tabelle 7-16 dargestellt (unterschieden nach Zuordnung der Kommunikationskosten).

Tabelle 7-13: Kosten-Nutzen Analyse (HT) Aggregator G2V 12h-Produkte

Poolgröße [EVs]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (Energiemarkt) [€]	Erlös (Energiemarkt) [€]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (SRL-Markt) [€]	Erlös (SRL-Markt) [€]
1 Mio.	1.038	1.057	19	1.022	1.053	31
500.000	1.040	1.057	17	1.026	1.053	27
250.000	1.045	1.057	12	1.033	1.054	21
100.000	1.055	1.057	-2	1.039	1.054	15
50.000	1.075	1.057	-18	1.060	1.054	-6
25.000	1.091	1.057	-34	1.074	1.054	-20
10.000	1.176	1.057	-119	1.158	1.054	-104

Tabelle 7-14: Kosten-Nutzen Analyse (HT) Aggregator V2G 12h-Produkte

Poolgröße [EVs]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (Energie-markt) [€]	Erlös (Energie-markt) [€]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (SRL-Markt) [€]	Erlös (SRL-Markt) [€]
1 Mio.	1.038	1.064	26	1.027	1.067	40
500.000	1.040	1.064	24	1.032	1.072	40
250.000	1.045	1.064	21	1.041	1.076	35
100.000	1.055	1.064	9	1.049	1.081	32
50.000	1.075	1.064	-11	1.072	1.085	13
25.000	1.091	1.064	-27	1.084	1.086	2
10.000	1.176	1.064	-112	1.175	1.092	-83

Tabelle 7-15: Kosten-Nutzen Analyse (HT) Aggregator V2G 4h-Produkte

Poolgröße [EVs]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (Energie-markt) [€]	Erlös (Energie-markt) [€]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (SRL-Markt) [€]	Erlös (SRL-Markt) [€]
1 Mio.	1.038	1.064	26	990	1.059	69
500.000	1.040	1.064	24	995	1.067	72
250.000	1.045	1.064	21	1.004	1.076	72
100.000	1.055	1.064	9	1.014	1.086	72
50.000	1.075	1.064	-11	1.037	1.092	55
25.000	1.091	1.064	-27	1.053	1.098	45
10.000	1.176	1.064	-112	1.139	1.104	-35

Tabelle 7-16: Kosten-Nutzen Analyse (HT) Aggregator V2G 1h-Produkte

Poolgröße [EVs]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (Energie-markt) [€]	Erlös (Energie-markt) [€]	Kosten pro EV und Jahr [€]	Nutzen (SRL-Markt) [€]	Erlös (SRL-Markt) [€]
1 Mio.	1.038	1.064	26	983	1.063	80
500.000	1.040	1.064	24	988	1.074	86
250.000	1.045	1.064	21	998	1.087	89
100.000	1.055	1.064	9	1.010	1.101	91
50.000	1.075	1.064	-11	1.034	1.111	77
25.000	1.091	1.064	-27	1.051	1.119	68
10.000	1.176	1.064	-112	1.139	1.129	-10

Generell sind die Erlöse zu HT-Zeiten geringer als zu NT-Zeiten. Aus den Ergebnissen ist zu erkennen, dass mit steigender EV-Zahl pro Pool die Erlöse grundsätzlich steigen, weil die Kosten sinken (Fixkostendegression). Die Erlöse aus SRL-Vermarktung sind für alle Varianten (G2V und V2G 12h-, 4h- und 1h-Produkte) höher als bei Vermarktung am Spotmarkt. Gründe sind die geringeren Kosten der Beladung, weil diese bei kleineren Zeitscheiben besser durch SRL gedeckt wird, und der höhere Nutzen (Ausnahme ist G2V). Der maximale Spotmarkterlös liegt bei lediglich 26€ pro EV und Jahr. Bei der SRL-Vermarktung kann ein Wert von knapp 90€ pro EV und Jahr erreicht. Bei den 4h- und 1h-Produkten erzielt nicht die größte Poolgröße den höchsten Erlös, sondern die Poolgröße von 100.000 EVs. Ist liegt daran, dass den kleinen Zeitscheiben die angebotene Leistung für die großen Pools so hoch sind, dass immer nur teilweise abgerufen werden und dadurch der Nutzen pro EV sinkt. Auch spielt dabei die Festlegung der stufenweisen Absenkung der Shop-inShop-Kosten und der Marketingskosten eine Rolle. Bei Poolgrößen von 10.000 EVs werden sowohl bei den V2G Varianten bei allen Produktgrößen Verluste erzielt. Die Vermarktung am Spotmarkt weist bereits Verluste ab eine Poolgröße von 50.000 EVs auf. Und die G2V Variante weist bereits bei 100.000 EVs für Spotmarkt und 50.000 EVs für SRL-Markt Verluste auf.
Pro EV-Nutzer fallen jährlich die gleichen Kosten an wie bei den Privatnutzern, d.h. 620€ (siehe Tabelle 7-10).

7.3.3 Zusammenfassung Wirtschaftlichkeit

Dieser Abschnitt soll dazu zu identifizieren, welche Vermarktungsoption, welche Produkte und welche Zielgruppe für ein wirtschaftliches Geschäftsmodell zu wählen. Dazu werden die Ergebnisse aus den Betrachtungen von Nebentarif- und Haupttarifzeiten verglichen und bewertet. Der Vergleich des erzielbaren Nutzens wird in Abbildung 36 und Abbildung 37 gezeigt.

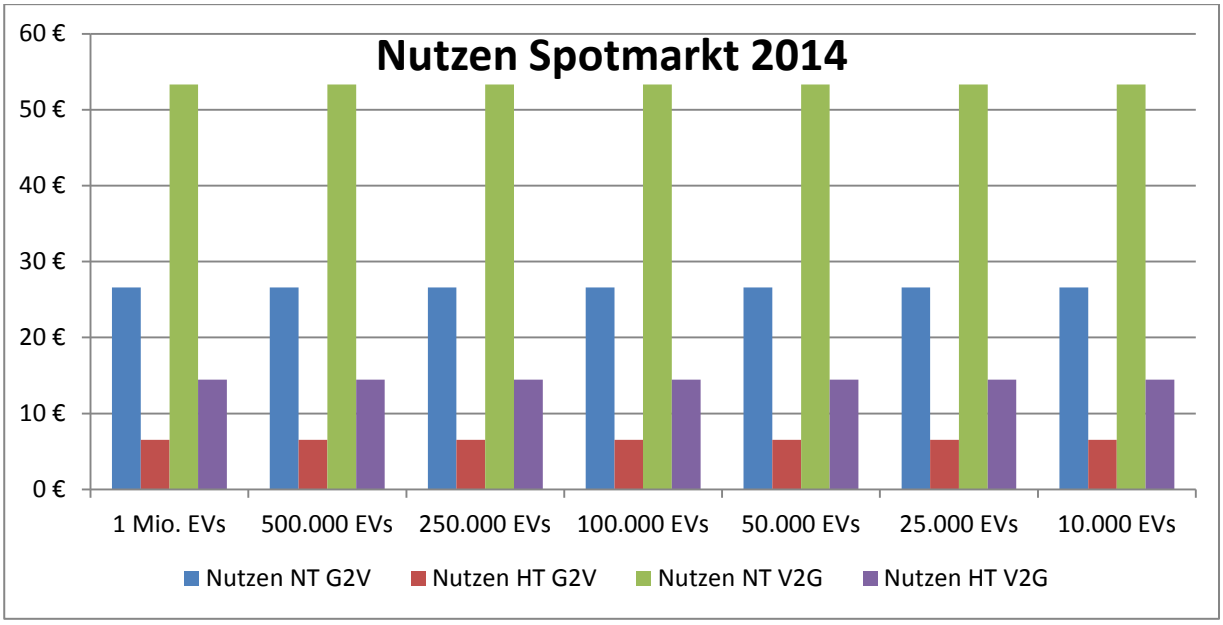


Abbildung 36: Gegenüberstellung der Nutzen zu NT- und HT-Zeiten Spotmarkt

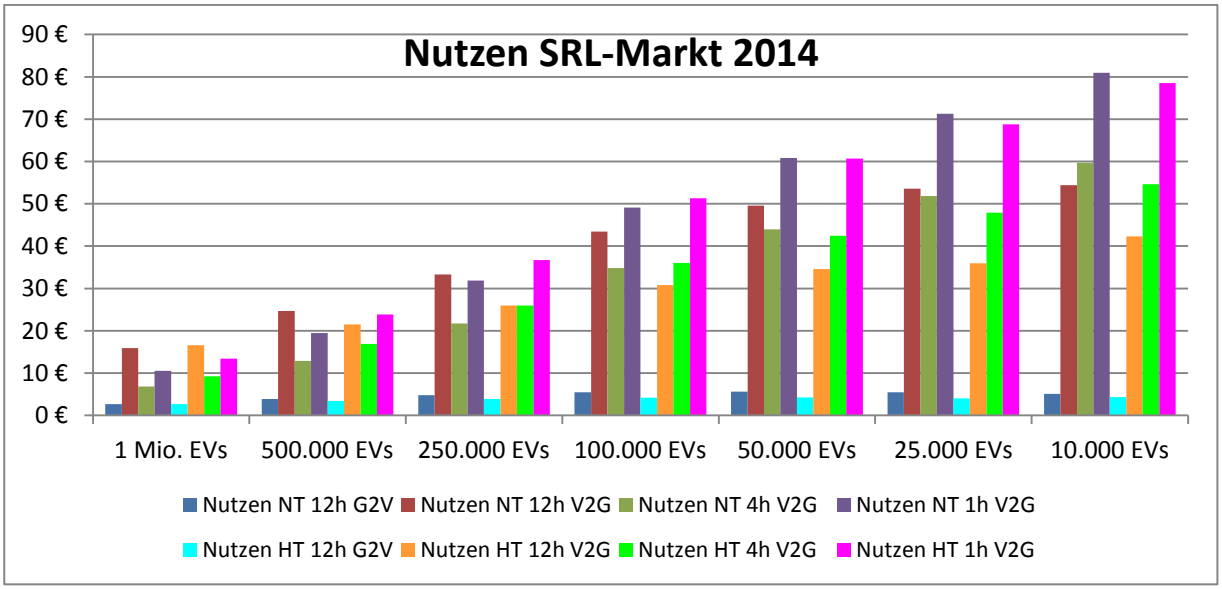


Abbildung 37: Gegenüberstellung der Nutzen zu NT- und HT-Zeiten SRL-Markt

Abbildung 36 zeigt, dass die Vermarktung am Spotmarkt zu NT-Zeiten einen höheren Nutzen erzielt als zu HT-Zeit. Ebenfalls ist zu sehen, dass beim reinen Beladen ein geringerer Nutzen erzielbar ist als in Kombination mit Entladen der Fahrzeuge. Der Nutzen verdoppelt sich, wenn die Möglichkeit auf Rückspeisung besteht.

Aus Abbildung 37 wird ersichtlich, dass der Unterschied im Nutzenpotenzial zwischen NT- und HT-Zeitraum am SRL-Markt deutlich geringer ist als am Spotmarkt. Aber auch am SRL-Markt ist der Nutzen zu NT-Zeiten höher. Es lässt sich festhalten, dass grundsätzlich mit sinkender Poolgröße der Nutzen pro EV größer wird. Für Poolgrößen kleiner 100.000 EVs zeigt sich ebenfalls, dass die Produkte mit kleineren Abrufzeiten höheren Nutzen erzielen. Bei größeren Poolgrößen spielt die Tatsache, dass der geringere Nutzen des Beladens den Nutzen des Entladens überwiegt, einen Effekt. Für NT-Zeiten überschreitet der Nutzen der SRL-Vermarktung den Nutzen der Vermarktung am Spotmarkt erst bei Poolgrößen kleiner 100.000 EVs und dies auch nur für die 1h- und 4h-Produkte. Zu HT-Zeiten ist das bereits für Pools kleiner als 1 Mio. Fahrzeuge und auch für alle V2G-Produkte. Die Betrachtungen vernachlässigen dabei die Kosten. Vor allem die Kosten für das Beladen und Entladen für den Fall des Nichtabrufs spielen eine entscheidende Rolle die Erlöse der einzelnen Vermarktungsoptionen. Die Ergebnisse dazu sind in Abbildung 38 und Abbildung 39 dargestellt.

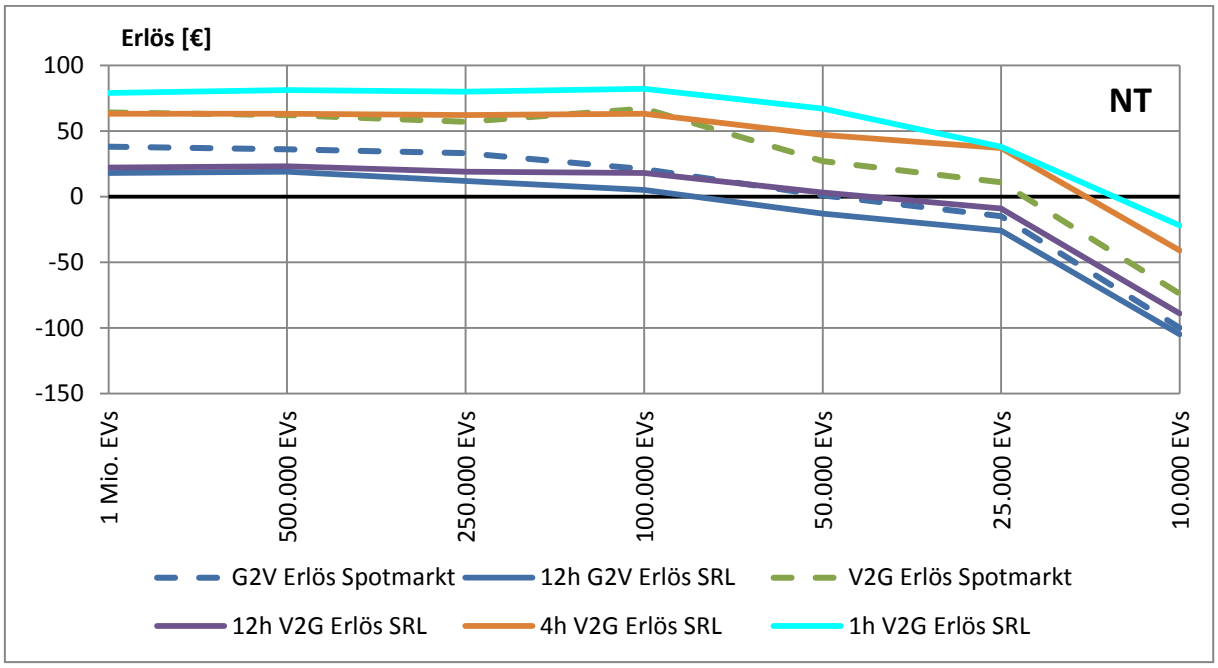


Abbildung 38: Gegenüberstellung Erlöse NT G2V und V2G

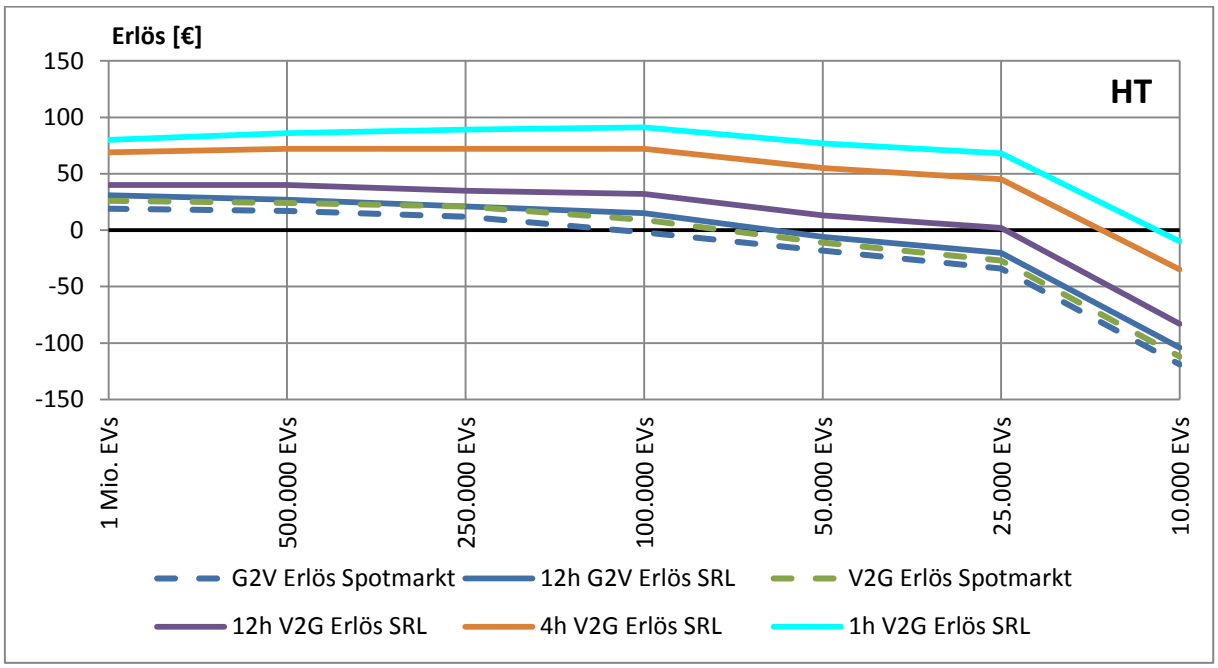


Abbildung 39: Gegenüberstellung Erlöse HT G2V und V2G

Aus den Ergebnissen zu NT-Zeiten wird deutlich, dass die Erlöse bei reinem Beladen geringer sind als bei der Variante mit Rückspeisung. Ebenfalls zeigt sich, dass die Vermarktung am Spotmarkt geringere Erlöse erzielt als die SRL-Vermarktung. Für das Beladen trifft sich uneingeschränkt zu. Für die Rückspeisung lediglich für die 1h- und 4h- Produkte. Je kleiner die Produktzeitscheibe ist, umso größer ist der Erlös pro Fahrzeug. Dies hängt mit den höheren Leistungen zusammen, welche bei kleineren Zeitscheiben angeboten werden können. Zu erkennen sich weiterhin der sinkende Erlös pro EV mit sinkender Poolgröße. Sind bei Poolgrößen zwischen 100.000 und 1 Mio. Fahrzeuge noch maximal 80€ erzielbar (1h-Produkt). So sinkt dieser Wert auf einen negativen Betrag für 10.000 Fahrzeuge. Für die Variante mit Rückspeisung lässt damit festhalten, dass die kritische Poolgröße zwischen 15.000 und 40.000 Fahrzeugen pro Pool liegt (abhängig von den Produkten). Bei Poolgrößen, welche diesen Wert überschreiten erzielt der Aggregator einen positiven Erlös.

Aus den Ergebnissen zu HT-Zeiten wird noch deutlicher ersichtlich, dass die Erlöse bei reinem Beladen geringer sind als bei der Variante mit Rückspeisung. Ebenfalls zeigt sich, dass die Vermarktung am Spotmarkt geringere Erlöse erzielt als die SRL-Vermarktung. Dies trifft für das Beladen sowie die Kombination aus Be- und Entladen uneingeschränkt zu. Auch der Unterschied zwischen den Produkten ist wie zu NT-Zeiten ersichtlich. Zu erkennen sich weiterhin der sinkende Erlös pro EV mit sinkender Poolgröße (für 12h- und 4h-Produkte). Bei den 1h-Produkten ist eine Zunahme der Erlöse bis zu einer Poolgröße von 100.000 Fahrzeugen zu erkennen. Bei kleineren Poolgrößen sinkt der Erlös ebenfalls. Dies begründet sich dadurch, dass die angebotene Leistung für große Pools einen Großteil des SRL-Bedarfs abdecken würde. Daher kommt es bei Abrufen nur zu Teilabrufen der angebotenen Leistung. Dadurch sinkt der Nutzen relativ zu Kosten des Beladens, weil nicht nur bei Nichtabruf, sondern auch den Abruf zusätzlich Energie am IntraDay-Markt beschafft werden muss. Bei kleineren Poolgrößen ist dies nicht der Fall, weil die Leistung häufiger komplett abgerufen wird. Bei Poolgrößen zwischen 50.000 und 1 Mio. Fahrzeuge ergibt sich ein maximal erzielbarer Erlös zwischen 80 und 90€ pro EV (1h-Produkt). Dieser Wert sinkt auf einen negativen Betrag für 10.000 Fahrzeuge. Für die Variante mit Rückspeisung lässt damit festhalten, dass die kritische Poolgröße zwischen 12.000 und 25.000 Fahrzeugen pro Pool liegt (abhängig von den Produkten).
Aus den Ergebnissen der Wirtschaftlichkeitsberechnung ist das Geschäftsmodell „Flexibilität“ mit Rückspeisung für den Aggregator sowohl zu NT- als auch HT erfolgreich, wenn er eine Poolgröße von rund 50.000 EVs oder größer besitzt. Dabei sollte er sich auf die Vermarktung am SRL-Markt fokussieren. Die höchsten Erlöse erzielt er, wenn Produkte mit Abrufzeitscheiben von ein und vier Stunden angeboten werden können. Sollte die 12h-Produkte beibehalten werden mit eine Fokussierung auf die Vermarktung am Spotmarkt zu NT-Zeiten zu empfehlen, weil dadurch die größten erlöse erzielbar sind.

8 Literaturverzeichnis

1. *A conceptualframeworkforthe vehicle-to-grid (V2G) implementation.* **Guille, C. et al.** 37, 13. Juni 2009, Energy Policy, S. 4379 - 4390.

2. *Business models for the integration of electric vehicles into the Austrian energy system.* **Rezania, R.** Zagreb : s.n., 2012. 9th International Conference on the European Energy Market.

3. *Electric Vehicles and the electricity sector regulatory framework: The Portuguese example.* **Camus, C. et al.** Stavanga : s.n., 2009. 24th International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium and Exhibition.

4. *Integration of Electric Vehicles inthe Electric Power System.* **Lopes, J. et al.** Vol. 99(1), 2011, Proceedings Of The IEEE, S. 168 - 183.

5. *Vehicle-to-grid in France: What revenues for participation in frequency control?* **Petit, M. et al.** Stockholm : s.n., 2013. 10th International Conference on the European Energy Market.

6. *PEV Fleet Scheduling with Electricity Market and Grid Signals.* **Momber, I. et al.** Stockholm : s.n., 2013. 10th International Conference on the European Energy Market.

7. *Day-ahead tariffs for the alleviation of distribution grid congestion from electric vehicles.* **O'Connell, N. et al.** 92, 2012, Electric Power System Research, S. 106 - 114.

8. *Intelligent control of vehicle to grid power.* **Khayyam, H. et al.** 201, 2012, Journal of Power Sources, S. 1 - 9.

9. *Regulatory framework and business models for charging plug-in electric vehicles: Infrastructure, agents, and commercial relationships.* **Gomez, T. et al.** 39, 2011, Energy Policy, S. 6360 - 6375.

10. *V2G electric power capacity estimation and ancillary service market evaluation.* **Chukwu, U.C. et al.** Detroit : s.n., 2011. IEEE Power and Energy Society General Meeting.

11. **Kempton, W. et al.** *A Test of Vehicle-to-Grid (V2G) for Energy Storage and Frequency Regulation in the PJM System.* Delaware : University of Delaware, 2008.

12. *Design of a conceptual framework for the V2G implementation.* **Guille, C. et al.** Atlanta : s.n., 2008. IEEE Energy 2030 Conference.

13. *Electric-drive vehicles for peak power in Japan.* **Kempton, W.** 28, 2000, Energy Policy, S. 9 - 18.

14. *Estimation of achievable power capacity from plug-in electric vehicles for V2G frequency regulation: Case studies for market participation.* **Han, S. et al.** Vol.2(4), 2011, IEEE Transactions on Smart Grid, S. 632 - 641.

15. *Plug-in hybrid electric vehicles as regulating power providers: Case studies of Sweden and Germany.* **Andersson, S.- L. et al.** 38, 2010, Energy Policy, S. 2751 - 2762.

16. *Impact of Electric Vehicles on Energy Market.* **Dawar, V.** Illinois : s.n., 2011. IEEE Power and Energy Conference.

17. *Electric vehicles in imperfect electricity markets: The case of Germany.* **Schill, W.** 39, 2011, Energy Policy, S. 6178 - 6189.

18. *Smart integration of electric vehicles into European power grids.* **Metz, M. et al.** Brüssel : s.n., 2010. Smart grids and E-mobility. 2nd European conference.

19. *Stochastic programming based model of an electricity retailer considering uncertainty associated with electric vehicle charging.* **Balram, P. et al.** Stockholm : s.n., 2013. 10th International Conference on the European Energy Market.

20. *The Customer Perspective of the Electric Vehicles Role on the Electricity Market.* **Grahn, P. et al.** Zagreb : s.n., 2011. 8th International Conference on the European Energy Market.

21. *An economic and technological analysis of the key factors affecting the competitiveness of electric commercial vehicles: A case study from the USA market.* **Feng, W. et al.** 26, 2013, Transportation Research, Bd. Part C, S. 135 - 145.

22. *Economic analysis of Vehicle-to-Grid (V2G)-enabled fleets participating in the regulation service market.* **De Los Rios, A. et al.** Washington : s.n., 2012. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies.

23. *Fleet operator risks for using fleets for V2G regulation.* **Hill, D. et al.** 41, 2012, Energy Policy, S. 221 - 231.

24. *Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G.* **Lund, H. et al.** 36, 2008, Eenrgy Policy, S. 3578 - 3587.

25. *Optimal Decision on Contract Size for V2G Aggregator regarding Frequency Regulation.* **Jang, S. et al.** Brasov : s.n., 2010. 12th International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment.

26. *Exploiting V2G to optimize residential energy consumption with electrical vehicle (dis)charging.* **Mets, K.** Brüssel : s.n., 2011. IEEE First International Workshop on Smart Grid Modeling and Simulation.

27. *The Plug-in Electric Vehicles for Power System Applications: The Vehicle to Grid (V2G) Concept.* **Saeed Hosseini, S. et al.** Florenz : s.n., 2012. IEEE ENERGYCON Conference & Exhibition.

28. *New business models for electric cars—A holistic approach.* **Kley, F. et al.** 39, 2011, Energy Policy, S. 3392 - 3403.

29. *On the inefficiency of vehicle-to-grid (V2G) power flow: Potential barriers and possible research directions.* **Dehaghani, E.S. et al.** Dearborn : s.n., 2012. IEEE Transportation Electrification Conference and Expo.

30. *Beyond batteries: An examination of the benefits and barriers to plug-in hybrid electricv ehicles (PHEVs) and a vehicle-to-grid (V2G) transition.* **Sovacool, B. et al.** 37, 2009, Energy Policy, S. 1095 - 1103.

31. *Participation of electric vehicles in electricity markets through a decentralized mechanism.* **Papadaskalopoulos, D.** Manchester : s.n., 2011. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe.

32. *Modeling of interactions between market regulations and behavior of plug-in electric vehicle aggregators in a virtual power market environment.* **Shafi-khah, M. et al.** 40, 2012, Energy, S. 139 - 150.

33. *Impact of Electric Vehicles on the electricity prices and on the load curves of the Iberian Electricity Market.* **Goncalves, R.L.** Stockholm : s.n., 2013. 10th International Conference on the European Energy Market.

34. *Development of an Optimal Vehicle-to-Grid Agregator for frequency Regulation.* **Han, S. et al.** No. 1, 2010, IEEE Transaction on Smart Grid, Bd. Vol.1, S. 65 - 72.

35. *Locational effects of Electric Vehicles on prices.* **Dawar, V. et al.** Greenville : s.n., 2012. IEEE International Electric Vehicle Conference.

36. *Cost-benefit analysis of plug-in electric vehicles penetration.* **Villar, J. et al.** Stockholm : s.n., 2013. 10 th International Conference on the European Energy Market.

37. *Market-Based Coordinated Charging of Electric Vehicles on the Low-Voltage Distribution Grid.* **Ghijyen, M. et al.** Brüssel : s.n., 2011. IEEE First International Workshop on Smart Grid Modeling and Simulation.

38. *Anwendungsfelder mobiler Energiespeicher – Eine Bestandsaufnahme und Perspektiven für die Konzeption aussichtsreicher Geschäftsmodelle für Elektrofahrzeuge.* **Mattes, K. et al.** 2011, Working Paper Sustainability and Innovation, Bd. No. S 2/2011.

39. *Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy.* **Kempton, W. et al.** 144, 2005, Journal of Power Sources, S. 280 - 294.

40. *Economic assessment on V2G frequency regulation regarding the battery degradation.* **Han, S. et al.** Washington : s.n., 2012. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies.

41. *Economics of electric energy storage for energy arbitrage and regulation in New York.* **Walawalkar, R.** 35, 2007, Energy Policy, S. 2558 - 2568.

42. *Electric vehicles and the electric grid: A review of modeling approaches, Impacts and renewable energy integration.* **Richardson, D.** 19, 2013, Renewable and Sustainable Energy Reviews, S. 247 - 254.

43. *Electric vehicles for improved operation of power systems with high wind power penetration.* **Larsen, E. et al.** Atlanta : s.n., 2008. IEEE Energy 2030 Conference.

44. *Modeling of the Cost of EV Battery Wear Due to V2G Application in Power Systems.* **Zhou, C. et al.** No.4, 2011, IEEE Transaction on Energy Conversion, Bd. Vol. 26, S. 1041 - 1050.

45. *The Economics of Using PHEV Battery Packs for Grid Storage.* **Peterson, S.** Vol. 195(8), 2010, Journal of Power Sources, S. 2377 - 2384.

46. *The effect of communication architecture on the availability, reliability, and economics of plug-in hybrid electric vehicle-to-grid ancillary services.* **Quinn, C. et al.** 195, 2010, Journal of Power Sources, S. 1500 - 1509.

47. *Using fleets of electric-drive vehicles for grid support.* **Tomic, J. et al.** 168, 2007, Journal of Power Sources, S. 459 - 468.

48. *Using vehicle-to-grid technology for frequency regulation and peak-load reduction.* **White, C.D. et al.** 196, 2011, Journal of Power Sources, S. 3972 - 3980.

49. *Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity an net revenue.* **Kempton, W. et al.** 144, 2005, Journal of Power Sources, S. 268 - 279.

50. **APG.** [Online] http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/marktforum.

51. **E-Control.** [Online] http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik.

52. **Wikipedia.** [Online] http://de.wikipedia.org/wiki/%C3%96sterreichische_Energiewirtschaft.

53. **BFE.** [Online] http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier_id=00765.

54. **Bern, Universität.** [Online] http://www.forum.unibe.ch/de/Pro_ZukunftEnergie/Referate/Einfuehrung/Referat_Burkhard.pdf.

55. **Electric, Swiss.** [Online] http://www.swisselectric.ch/de/strommarkt.html.

56. **Grid, Swiss.** [Online] https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/ancillary_services/measures.html.

57. —. [Online] http://www.swissgrid.ch/content/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/Dokumente/D140101_AS-Products_V7R0_de.pdf.

58. **Group, Boston Consulting.** [Online] http://www.strom.ch/uploads/media/VSE_BCG-Studie_2013_D.pdf.

59. **IFNE.** [Online] http://www.ifne.de/download/ifne2007_Grosshandelspreis_Strom_CH.pdf.

60. **Trendsearch.** [Online] http://www.trendresearch.de/studie.php?s=526http://www.trendresearch.de/studie.php?s=526.

61. **Zürich, ETH.** [Online] http://www.ethlife.ethz.ch/archive_articles/111114_energiestudie_rok.

62. **Deutschlandfunk.** [Online] http://www.deutschlandfunk.de/frankreich-plant-die-energiewende.724.de.html?dram:article_id=229313.

63. **GTAI.** [Online] http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/maerkte,did=211000.html.

64. **Saarland, Koordinierungstelle Erneuerbare Energie.** [Online] http://enr-ee.com/fileadmin/user_upload/Downloads/Messen/120620_Praesentation_Koordinierungsstelle_Erneuerbare_Energien_SaarLB.pdf .

65. **DENA.** [Online] http://exportinitiative.dena.de/onlinebestellbereich/detailansicht/?tx_ttproducts_pi1[backPID]=86&tx_ttproducts_pi1[product]=25&cHash=13bbdb7f7e2d9b93f1340aae34182f01.

66. **ENEFF.** [Online] http://www.efficiency-from-germa-ny.info/ENEFF/Redaktion/DE/Downloads/Publikationen/Zielmarktanalysen/marktanalyse_schweden_2013_gebaeude.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

67. **ÜNB.** Regelleistung. [Online] [Zitat vom: 9. September 2009.] https://www.regelleistung.net/regelleistungWeb/static/info_regelleistung.jsp.

68. **Spot, EPEX.** [Online] http://www.epexspot.com/de/mitglied-werden/zulassung_von_handelsteilnehmern.

69. **EEX.** [Online] http://www.eex.com/de/zugang#/zugang.

70. **BDEW.** *Wettbewerb 2012 – Wo steht der deutsche Energiemarkt. Herausgegeben durch BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.* 2013.

71. **Warweg, Oliver et al.** Integration der E-Mobilität in den Energiemarkt - Herausforderung für Verteilnetz und Energiemarkt. *emw.* 2010, Heft 4.

72. **Däumler, K.D. und Grabe, J.** *Grundlagen der Investitions- und Wirtschaftlichkeitsrechnung.* Rheinbreitbach : nbw Studium, 2007. ISBN 978-3-482-52302-1.

73. **Wareneck, H.J. et al.** *Wirtschaftlichkeitsrechnung für Ingenieure.* München : Carl Hanser Verlag, 1996. ISBN 3-446-18593-3.

74. **Union, Europäische.** *Guide to Cost Benefit Analysis of Investment Projects.* Brüssel : s.n., 2008.

75. **Kommission, Europäische.** *Empfehlung der Kommission vom 9. März 2012 zu Vorbereitungen für die Einführung von intelligenten Messsystemen (2012/148/EU).* Brüssel : s.n., 2012.

76. **Ernst&Young.** *Kosten-Nutzen-Analyse für den flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler.* 2013.

77. **ÜNB.** *Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 - Entwurf.* 2012.

78. **Gausemeier J, et al.** *Szenario-Management - Planen und Führen mit Szenarien.* München : Carl Hanser Verlag, 1996.

79. **Appelrath, H.-J., et al.** *Future Energy Grid - Migrationspfade ins Internet der Energie.* Berlin : Springer-Verlag, 2012.

80. **Schlesinger, M., Lindenberger, D. und Lutz, C.** *Entwicklung der Energiemärkte - Energieeffizienzprognose.* 2014.

81. **BNetzA.** *Az.: 6.00.03.05/14-12-19/Szenariorahmen 2025.* Bonn : s.n., 2014.

82. **NPE.** *Fortschrittsbericht 2014 – Bilanz der Marktvorbereitung (Nationale Plattform Elektromobilität).* Berlin : Gemeinsame Geschäftsstelle Elektromobilitätder Bundesregierung (GGEMO), 2014.

83. **ADAC.** Elektroautos: Marktübersicht/Kenndaten. [Online] 2014. [Zitat vom: 6. April 2015.] http://www.adac.de/_mmm/pdf/Elektroautos_Marktuebersicht_Kenndaten_49KB_46583.pdf.

84. **Osterwalder, A. und Pigneur, Y.** *Business Model Generation.* Amsterdam : s.n., 2009.

85. **Chan Kim, W. und Mauborgne, R.** *Der blaue Ozean als Strategie.* München : Carl Hanser Verlag, 2005.

86. **BDEW.** *BDEW-Roadmap - Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland.* Berlin : s.n., 2013.

87. **Bundesregierung.** *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG).* Berlin : s.n., 2011.

88. **BNetzA.** *Leitfaden zur Genehmigung von individuellen Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S.1 StromNEV und von Befreiungen von Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S.2 StromNEV.* Berlin : s.n., 2011.

89. **Bundesregierung.** Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetze (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV). Berlin : s.n., 2011.

90. **Gausemeier, J. et al.** *Szenario-Management - Planen und Führen mit Szenarien .* München : Carl Hanser Verlag, 1996.

91. *Economics of V2G Frequency Regulation in Consideration of the Battery Wear.* **Han, S. et al.** Berlin : s.n., 2012. 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe.

92. *Electric vehicles: The role and importance of standards in an emerign market.* **Brown, S.** 38, 2010, Energy Policy, S. 3797 - 3806.

93. *Encouraging vehicle-to-grid (V2G) participation through premium tariff rates.* **Richardson, D.** 243, 2011, Journal of Power Sources, S. 219 - 224.

94. *Evaluating the economic viability of vehicle to Grid applications in South Africa.* **Bohra, P. et al.** San Diego : s.n., 2012. IEEE Power and Energy Society General Meeting.

95. *Forward reliability markets: Less risk, less market power, more efficiency.* **Crampton, P.** 16, 2008, Utilities Policy, S. 194 - 201.

96. *From electricity smart grids to smart energy systems e A market operation based approach and understanding.* **Lund, h.** 42, 2012, Energy, S. 96 - 102.

97. **Karg, L.** *Ergebnisbericht zum Förderprogramm "IKT für Elektromobilität".* Berlin : B.A.U.M. Consult GmbH, 2012.

98. *Keeping plug-in electric vehicles connected to the grid - Patterns of vehicle use.* **Zhou, Y. et al.** 2012, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, S. 1 - 1.

99. *Modeling market development of electric vehicles: From system analysis to dynamic modeling.* **Wansart, J. et al.** 2010, IEEE International Systems Conference Proceedings, S. 371 - 376.

100. *Optimal Operation of Electric Vehicles in Competitive Electricity Markets and Its Impact on Distribution Power Systems.* **Hu, W. et al.** Trondheim : s.n., 2011. IEEE Power Tech.

101. *Using forward markets to improve electricity market design.* **Ausubel, L.M.** 18, 2010, Utilities Policy, S. 195 - 200.

102. *Valuation of electric vehicle batteries in vehicle-to-grid and battery-to-grid systems.* **Hein, R. et al.** 79, 2012, Technological Forecasting & Social Change, S. 1654 - 1671.

103. *Vehicle-to-Grid Konzepte.* **Oswald, E.** München : s.n., 2011. Roadshow„Forum E-Motion“, Forum ElektroMobilität e.V.

Untersuchung Potentiale gesteuertes Laden unter Nutzung der vollen Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug: Gesteuertes Laden V3.0

12/2012 bis 12/2015

Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

FuE-Programm "Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität" des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)

- Endbericht –

Teilprojekt 4

Stand 15.03.2016

Inhaltsverzeichnis

1. EINLEITUNG 1

2. ANFORDERUNGSANALYSE UND DEFINITION DER SZENARIEN FÜR DIE ENERGIESYSTEMSIMULATION 5

2.1. Anforderungserhebung Systemsimulation 5

2.2. Szenariendefinition der Simulation 15

2.3. Definition komplexes Energiesystemsimulationsszenario 20

2.4. Anforderungserhebung der Simulation der Netzplanung Verteilernetze und Smart Grids 22

3. BERECHNUNGSVERFAHREN LOKALES LASTMANAGEMENT (LLM) UND ÖFFENTLICHES LASTMANAGEMENT (ÖLM) 26

3.1. Adaption LLM und ÖLM Version 2.0 auf Gesamtnetzstrukturen 26

3.2. Feinspezifikation LLM / ÖLM V2.0 27

3.3. Erweiterung – Recherche hinsichtlich V2G 33

3.4. Erweiterung – Ableitung betrieblicher Normen hinsichtlich V2G 39

3.5. Erweiterung des LLM/ÖLM und die V2G-Funktionalität 39

4. NETZAUTOMATISIERUNGSKONZEPT VERTEILNETZ 41

4.1. Integration LLM/ÖLM in Ansätze der Verteilnetzautomatisierung 41

4.2. Spezifikation einer IT Architektur (Kommunikation, Datenverarbeitung, Datenmodell) 45

4.3. Implementierung LLM/ÖLM (Implementierung und Funktionsweise des ÖLM) 49

4.4. Begleitung Dichteversuch und Auswertung 50

4.5. Integration des LLM in Ansätze der Verteilnetzautomatisierung 53

5. KONZEPTION SIMULATIONSSYSTEM FÜR VERTEILERNETZ- UND AUTOMATISIERUNGSKONZEPTE 57

5.1. Konzeption des Simulationssystems 57

5.2. Spezifikation der Monte Carlo Simulationslogik 57

5.3. Spezifikation der Verteilernetzstrukturen 61

6. ENTWICKLUNG DES SIMULATIONSSYSTEMS VERTEILERNETZ- UND AUTOMATISIERUNG & DURCHFÜHRUNG VON STUDIEN MIT FOKUS LLM/ÖLM FÜR ELEKTRO-MOBILITÄT 62

6.1. Implementierung der Monte-Carlo Methodik 63

6.2. Durchführung von Netzanalysen und Studien 67

6.3. Durchführung der Szenarien-Simulation 68

6.4. Ergebnisse der EV-Netzintegrationsanalysen 70

6.4.1. Berücksichtigung der VDE-AR-N 4105 70

6.4.2. Berücksichtigung der V2G Funktionalität 71

6.4.3. Ergebnisse der Netzintegrationsanalyse 73

6.5. Zusammenfassung 74

7. NETZFÜHRUNGSKONZEPT HOCHSPANNUNG 76

7.1. Spezifikationen Netzführungskonzept für EVs 76

7.2. Schnittstellen der Betriebsführungen 79

7.3. Entwurf Netzführungskonzept für Elektro-Fahrzeuge 80

7.4. Softwaremodul Netzregler Probebetrieb 81

7.4.1. Nachbildung der Markt-Plattform (FTP Komponente) 83

7.4.2. Leistungs-Frequenz-Regler (MATLAB Komponente) 83

7.4.3. Datenbank (SQL Komponente) 83

7.4.4. Fernwirkschnittstelle 83

8. SPEZIFIKATION SIMULATION HOCHSPANNUNG (TUIL) 84

8.1. Spezifikation und Anforderungen an das Simulationssystem 84

8.2. Modellbildung Effektivwertdynamik aggregierter Flotten gesteuerter EVs für statische und dynamische Stabilitätsuntersuchungen 86

8.2.1. Bestimmung der Standorte von EVs aus Sicht der Höchstspannung 90

8.3. Modellbildung dynamisches Verhalten Hochspannungsnetz 91

8.3.1. Blockschaltbild im Simulink-Modell 94
8.3.2. Blockschaltbild NETOMAC 96

9. ENTWICKLUNG SIMULATIONSSYSTEM NETZFÜHRUNG HOCHSPANNUNG 97

9.1. Spezifikation der Schnittstellen: Softwaremodul, Netzregler und Probebetrieb 97

9.2. Modellimplementierung 97

9.3. Implementierung Simulationssystem 97

9.4. Durchführung, Validierung und Test 100

9.4.1. Simulationsergebnis zur Erbringung von SRL durch aggregierten EV-Pool 100
9.4.2. Sensitivitätsanalyse 102
9.4.3. Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse 105
9.4.4. Sensitivitätsanalyse für ein 2-Regelzonen-Modell 115
9.4.5. Validierung mit NETOMAC 119
9.4.6. Auswirkung auf die Netzsicherheit 120

10. ERWEITERUNG – UMSETZUNG SIMULATIONSPLATTFORM ZUR TECHNISCHEN OPTIMIERUNG DER AGGREGATORFUNKTION 129

10.1. Erweiterung des Simulationssystems 130

10.2. Pooloptimierung 130

10.2.1. Optimierungsvariablen 131
10.2.2. Zielfunktion 132
10.2.3. Stabilitäts-Nebenbedingungen 133
10.2.4. Störfallszenarien 134

10.3. Optimierungsergebnisse 135

ABBILDUNGEN 140

TABELLEN 146

LITERATURVERZEICHNIS 149

ABKÜRZUNGEN 152

EINHEITEN 154

FORMELZEICHEN 155

ANHANG A: ABBILDUNGEN 158

ANHANG B: OROP FUNKTIONSNETZ VNB 159

ANHANG C: ANWENDUNGSFÄLLE ÖLM/LLEM DETAILLIERT....160

ANHANG D: SIMULATIONSERGEBNISSE DER EV-NETZINTEGRATIONSBETRACHTUNGEN 180

ANHANG E: ERGEBNISVERGLEICH DER SZENARIEN OHNE UND MIT BERÜCKSICHTIGUNG DER VDE-AR-N 4105 207

ANHANG F: MC-FINGERPRINT ERGEBNISSE FÜR L = 0% UND E. = 100% 213

ANHANG G: MC-FINGERPRINT ERGEBNISSE FÜR L = 100% UND E. = 0% 217

1. Einleitung

Europaweit ist eine Umstrukturierung der Erzeugungszusammensetzung zur verzeichnen. Dabei ist vor allem ein Zubau von Erzeugungskapazitäten aus Erneuerbarer Energien (EE) erkennbar. Im Jahr 2013 kann eine Gesamtkapazität von über 200 GW installierte Leistung festgestellt werden. Bei witterungsabhängigen EE wie der Windenergie (WIND) und der Photovoltaik (PV) werden insbesondere Standorte mit hohem Ertragspotential erschlossen [1]. Daher besteht bei Erneuerbaren Energien neben der Standortfrage zudem eine witterungsabhängige, unstetige Einspeisesituation. Zur Verstetigung könnten Energiespeichersysteme genutzt werden [2]. Dabei ist aber zu beachten, dass die bisherige Kapazität an Speichersystem, z.B. in Deutschland circa sieben Gigawatt installierte Leistung, für etwa acht Stunden Volllastbetrieb beträgt. Dies entspricht weniger als 3 % des täglichen Bedarfs. Um eine ausreichende Bedarfsdeckung zu erreichen, wäre der notwenige Zubau an Speichersystemen einschneidend [3]. Dies liegt vor allem darin begründet, dass bisherige Speichersysteme hauptsächlich auf Pumpspeichertechnologie basieren und ein Zubau in diesem Technologiepfad erhebliche Risiken und Schwierigkeiten birgt. Zum einem sind damit massive Eingriffe in Umwelt und Natur verbunden, deren gesellschaftliche Akzeptanz strittig ist [4]. Zum anderen ist die Installation von Pumpspeichersystemen an enge topografische und geologische Parameter gebunden, womit sich begrenzte geografische Verteilungsmöglichkeiten ergeben und erneut eine Verschiebung von Erzeugungskapazitäten einhergeht. Aus den zuvor beschriebenen Aspekten lassen sich zusammenfassend folgende Entwicklungen für das elektrische Energiesystem ableiten:

- zunehmende Verschiebung von Erzeugungsstandorten,
- zunehmende Witterungsabhängigkeit der Erzeugung und
- zunehmende Unstetigkeit der Erzeugung und damit verbunden steigende dynamische Anforderungen.

Verantwortlich für den sicheren und zuverlässigen Betrieb des elektrischen Energiesystems sind die Netzbetreiber. Netzbetreiber haben unter normalen Bedingungen aber keinen Einfluss auf Erzeugungsanlagen. Ausgenommen es treten Situationen mit hohem Gefährdungspotential für die Sicherheit und Stabilität des elektrischen Netzes auf. Insbesondere seit 2010 lässt sich eine ansteigende Anzahl an Stunden mit hohem Gefährdungspotential bei den deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) feststellen. Im Jahr 2012 betrug die Anzahl bereits 7160 Stunden im Vergleich zu 2742 Stunden 2010. Insbesondere müssen trotz günstiger Witterungslage Windkraftanlagen immer häufiger durch die Netzbetreiber in ihrer Einspeisung reduziert werden [5], [6] Diese Maßnahmen sind gegensätzlich zu dem gefordertem ökologischen Leitziel, den energetischen Anteil an EE bis zum Jahr 2025 auf 45 % zu erhöhen [7].

Eine lokale Erhöhung oder Reduzierung von elektrischen Lasten kann ein probates Mittel zur Reduzierung der Netzbelastung darstellen [8], [9]. Die dafür notwendige Lastflexibilität ist in Deutschland jedoch technisch nicht erschlossen [10]. Eine Option für flexible Lasten ergibt sich durch die zunehmende Einführung von Elektrofahrzeugen (EVs). Für die kommenden Jahre wird ein Markthochlauf erwartet, der für das Jahr 2020 zwischen 150.000 und 1,2 Mio. EVs [11] in Deutschland als möglich erachtet. Grundlage für den Einsatz als flexible Last ist die Möglichkeit der Beeinflussung der Ladeleistung [12]. Damit kann durch jedes EV während des Ladevorgangs eine flexible Leistung für den Netzbetreiber zur Verfügung gestellt werden, der diese wiederum entsprechend seiner Bedürfnisse einsetzen kann. Auf der anderen Seite ergibt sich zudem die Fragestellung ob Verteilernetze die zusätzliche Last durch das Laden von EVs ohne Qualitätseinbuße gewährleisten können.

Im Rahmen des Projektes „Gesteuertes Laden 3.0“ werden die beschriebenen Herausforderungen und Chancen der aufkommenden Elektromobiltät für elektrische Energiesystem adressiert und detailliert untersucht. Dabei steht die Beantwortung folgender Forschungsfragen im Vordergrund:

- Stellt die 1-phasige Ladung von EVs in Niederspannungsnetzen ein Risiko hinsichtlich der Netzqualität dar?
- Kann ein öffentliches Last – und Lademanagement im Verbund mit einem lokalen Last- und Erzeugungsmanagement für EVs dazu beitragen die Netzqualität zu erhalten?
- Kann ein Pool an EVs durch die Erbringung von Sekundärregelleistung (SRL) zur Systemstabilität beitragen?
- Kann Pool an EVs durch gesteuertes Laden die Netzsicherheit und Zuverlässigkeit erhöhen?

Vorgehen

Auf der einen Seite werden in detaillierten Untersuchungen möglicher Belastungszustände in Verteilernetzen bis hin zum lokalen Hausanschluss (HA), welche durch die Integration von EVs hervorgerufen werden untersucht. Dabei wird der Trend zum überwiegend einphasigen statt dreiphasigem Laden als globale Annahme in umfangreiche Verteilernetzsimultaion berücksichtigt. Um die Analysen fundiert durchführen zu können werden:

1. Umfangreiche Recherchen hinsichtlich einzubeziehender Normen und Vorschriften durchgeführt
2. Gemeinsame Abstimmungen und Workshops mit Netzbetreibern, hinsichtlich der Simulationsannahmen und Referenz-Verteilernetz-Bildung durchgeführt
3. Anwendungsfälle hinsichtlich des Vorgehens des Verteilernetzbetreibers bei der Integration von Elektromobilität definiert

Des Weiteren wurde während der Projektlaufzeit die gezielte Integration von gesteuertem Laden in die Netzbetriebsführung auf der Übertragungs- und Verteilernetzebene untersucht. Dabei werden die eingesetzten Methoden gezielt so entwickelt, dass diese als prototypische Softwarelösungen im Rahmen eines Demonstrators (Prototyp) zur Analyse von bestehenden Netzen und deren Belastbarkeit durch Elektromobilität verwendet werden können.

In der dritten Nutzerphase des Probebetriebs der Forschungs-Fahrzeuge werden die Erkenntnisse aus der Netzanalyse sowie die erarbeiteten Methoden und Algorithmen für ein öffentliches Last-Management in Verteilernetzen (ÖLM) sowie ein lokales Last-Management innerhalb von Gebäudeinstallationen (LLM) zur Anwendung kommen. Die mit dem Demonstrator ermittelten Ergebnisse werden anhand des Probetriebs validiert, um plausibel Simulationsergebnisse großer Flotten zu erhalten. Im Endergebnis werden daraus Belastungsprognosen für Verteilernetze, Steuerungsmethoden, Netzanalysetools und Wirtschaftlichkeitsvergleiche von konventionellem Netzausbau dediziert zum Ansatz ÖLM/LLM-Systemen resultieren.

Auf der anderen Seite wurde im Rahmen des Projektes untersucht, welcher positive Beitrag von EVs auf die Systemstabilität und Netzsicherheit ausgeht. Dabei fokussiert sich die Betrachtung der Systemstabilität auf die Bereitstellung von SRL. Im Sinne eines besseren Verständnisses soll im folgenden Absatz kurz der zeitliche Ablauf sowie die Interaktion zwischen dem sekundärregleistungsabrufenden ÜNB, Verteilernetzbetreiber (VNB) und den Sekundärregelleistungs (SRL)-erbringen wie z.B. Kraftwerks- oder EV-Flottenbetreibern bzw. Aggregatoren erläutert werden.

Als Anbieter von Regelleistung sind zur Beitragsleistung an der Leistungsfrequenzregelung einige Schritte zu berücksichtigen. Hauptkontaktperson ist für den Anbieter dabei der ÜNB in der jeweiligen Regelzone (RZ). Der Gesamtablauf wird in Abbildung 1.1 dargestellt. Dabei untergliedert

sich die Interaktion zwischen ÜNB und Anbieter in vier zeitliche Phasen/Prozesse. Bevor ein Anbieter am Regelleistungsmarkt teilnehmen darf, muss dieser diverse Grundfunktionalitäten gegenüber seines Anschluss-ÜNBs im Rahmen der Präqualifikation nachweisen. Der zweite zeitliche Prozess umfasst den Aspekt der Bezuschlagung. Jede Woche schreibt jeder ÜNB seinen Regelleistungsbedarf für die kommende Woche aus. Daraufhin erstellt jeder Anbieter ein Angebot, welches unter anderem Angebotsmenge, Leistungs- und Arbeitspreis enthält. Basierend auf den Leistungspreisen der Anbieter sowie deren Angebotsmengen erstellt der ÜNB eine Merit-Order-Liste (MOL) nach aufsteigendem Leistungspreis (MOL1). Anhand der MOL1 und des ausgeschriebenen Bedarfs ermittelt der ÜNB die Anbieter, deren Angebote akzeptiert werden. Anschließend erzeugt der ÜNB eine zweite MOL mit aufsteigendem Arbeitspreis der bezuschlagten Anbieter (MOL2). Die „Online"-Phase umfasst den Realbetrieb der Tarifzeitscheibe (Hauptzeit HT und Nebenzeit NT). Während dieser Phase kommt es bei einem Leistungsungleichgewicht zum sogenannten Abruf. Dieser Prozess muss echtzeitfähig sein und generiert basierend auf den empfangenen Messwerten den benötigten Sollwert, welcher anhand der MOL2 auf die jeweiligen Anbieter aufgeteilt wird. Abschließend erstellt der ÜNB am Ende eine Abrechnung für jeden Anbieter.

Der VNB misst die Spannung, Temperatur und Belastung von den Netzknoten und Kanten und nutz dieses für die Berechnung der Netzrestriktionen für die nächste viertel Stunde. Diese Restriktionen werden vom VNB benutzt, um sichere Belastungslimits für einzelne SRL-Erbringer zu bestimmen.

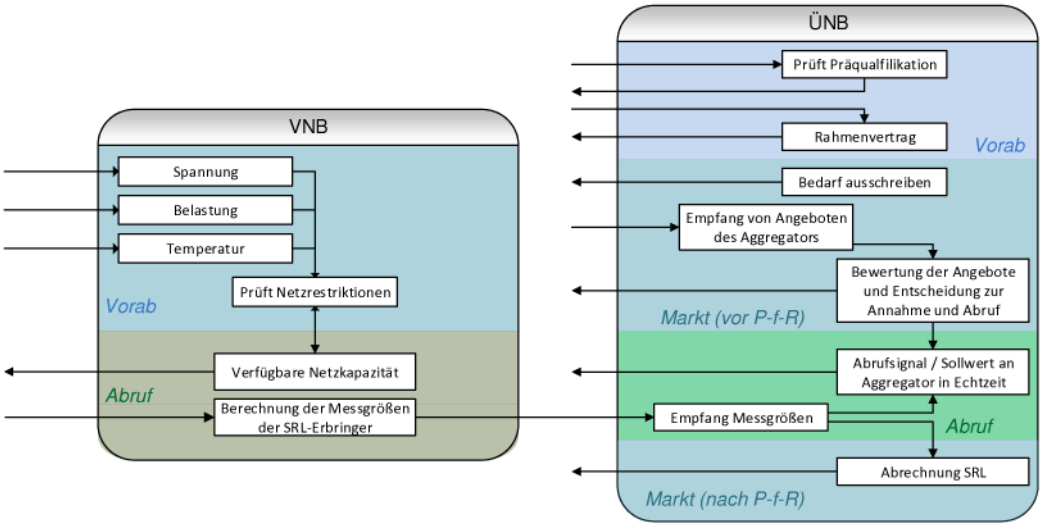


Abbildung 1.1: Interaktion zwischen ÜNB und VNB

Am TP4 arbeitete das Fraunhofer IOSB-AST im Forschungsverbund mit der Technische Universität Ilmenau (TUIL) in den Rollen des Verteilernetz- und Übertragungsnetzbetreibers eng zusammen. Alle Arbeiten und Ergebnisse wurden mit Hilfe aller Konsortialpartner erstellt. Die Personen, die an diesem Teilprojekt regelmäßig mitgearbeitet und bei der Erstellung der Ergebnisse unterstützen haben, sind in folgender Übersichtsgrafik aufgeführt (vgl. Abbildung 1.2).

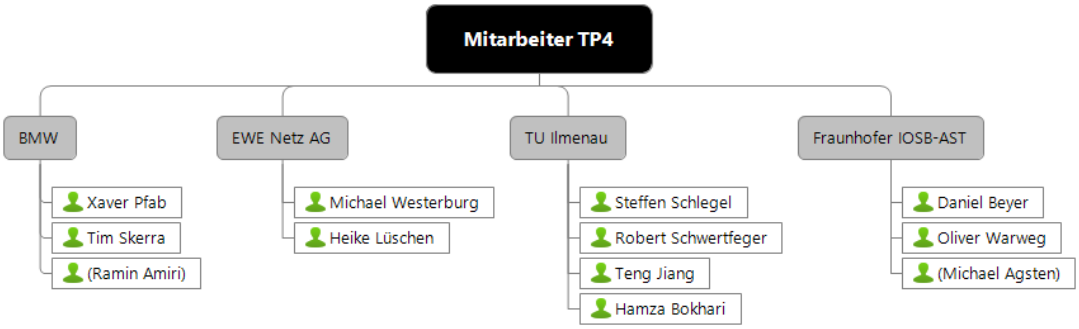


Abbildung 1.2: Projektteam im TP4 während der Projektlaufzeit.

2. Anforderungsanalyse und Definition der Szenarien für die Energiesystemsimulation

2.1. Anforderungserhebung Systemsimulation

Im Abschnitt 2 sind regulatorische sowie versorgerseitige Rahmenbedingungen untersucht worden, um die Wechselwirkungen innerhalb der zu untersuchenden Anwendungsfälle der Elektromobilität herauszuarbeiten. Die Datenbasis für die Anwendungsfälle stellt das erarbeitet Funktionsnetz des Gesamtsystems im Realeinsatz. Wesentlicher Punkt ist, dass der Erfolg gesteuerten Ladens auch abhängig von der Verteilernetzinfrastruktur ist. Die am Markt verfügbaren Elektrofahrzeugen (EVs) laden mit Ladeleistungen zwischen 3,7 kVA (16 A_{1ph}) und 44 kVA (63 A_{1ph}). Nach den in Deutschland gültigen Normen sind einphasige Ladeleistungen bis zu 4,6 kVA_{1ph} (20 A) maximal zulässig (vgl. [13] und [14]). In den bisher bekannten Studien und Forschungsprojekten sind die Verteilernetze, speziell die der Niederspannungsebene stark vereinfacht, homogen verteilt und ausschließlich mit Ladeleistungen von 3,7 kVA untersucht worden. Die Abstraktionsebenen sind:

- Anwendung der symmetrischen Leistungsflussrechnung,
- Generalisierung der Ladeleistung auf 3,7 kVA_{1ph} und die
- Homogene Verteilung des Aufkommens von EVs.

Die damit erzielten Kapazitätsaussagen berücksichtigen nicht das reale physikalische Umfeld, in dem EVs heute eingesetzt werden. Dies birgt für den skizzierten Anwendungsfall des rein leistungsgesteuerten Ladens, aus Sicht der Erbringung von Sekundärregelleistung (SRL), das Risiko, dass aufgrund lokaler Bedingungen EVs keine Leistung aufnehmen können und damit Sekundärregelleistungsabrufe nicht vollumfänglich erfüllt werden können. Insofern ergeben sich die folgenden Anforderungen an die angestrebte Energiesystemsimulation aus Sicht der Verteilernetzanalysen:

- Detaillierung von bestehenden Referenznetzen bis hin zum Hausanschluss (HA),
- Berücksichtigung unterschiedlicher Ladearten / Ladetechnologien (symmetrisch und unsymmetrisch),
- Anwendung der unsymmetrischen Leistungsflussrechung zur Evaluierung der Netzkapazität für EVs,
- Berücksichtigung bereits heute bekannter Technologien/Betriebsmittel, wie bspw. regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) und Spannungsregelung, zur Steigerung der Netzkapazität,
- Netzausbaumaßnahmen und die
- Berücksichtigung der Unsicherheit von Ladeort- und Ladezeit.

Das große Spektrum der Netzanalysen, sowohl im Verteiler- als auch im Übertragungsnetzbereich, illustriert schematisch die folgende Abbildung 2.1. Dabei wird ersichtlich, dass sich der Untersuchungsbereich des Verteilernetzbetreiber (VNB) vorwiegend im Primärregelbereich und der des Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vorwiegend im Sekundär- und Tertiärregelbereich bewegen wird

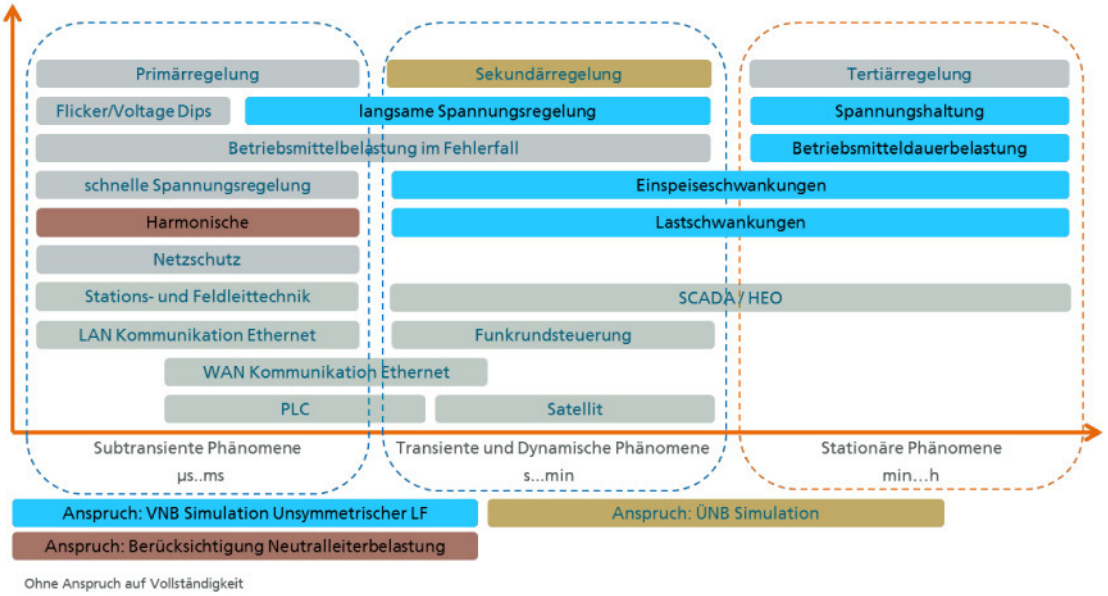


Abbildung 2.1: Übersicht zu den möglichen Phänomenen während des Projektes.

Nach Beendigung der Recherche- und Umfeldanalyse Phase wurden die aus den Vorgängerprojekten bekannten Referenznetze einem Review unterzogen und in mehreren Workshops mit den Partnern:

- EWE Netz GmbH,
- Vattenfall,
- Stromnetz Berlin GmbH und der
- Technische Universität Ilmenau (TUIL)

auf Plausibilität und Vollständigkeit diskutiert und geprüft. Ergebnis sind drei Referenzverteilernetze für den urbanen Siedlungsbereich. Diese wurden betriebsmittel- und lastseitig vollständig definiert. Es handelt sich um diese Strukturen:

- die Blockbebauung im Kernstadtbereich (BB01),
- die Siedlungsbebauung 1 im Kernstadtbereich (SB01) und
- die Siedlungsbebauung 2 im Kernstadtbereich (SB02).

Im weiteren Projektverlauf wurden diese um ländliche Referenznetzstrukturen ergänzt. Nach Abschluss des gesamten Definitionsprozeßes der Spezifikation und Modellierung der Referenzverteilernetze wurden Teile dieser bereits in simulationsfähige Modelle innerhalb der dafür implementierten Softwarelösung OROP – Open Research and Operation Prototype (vgl. Abschnitt 5 und Abschnitt 6) integriert [15]. Diese stehen seitdem für wissenschaftliche Untersuchungen hinsichtlich der im Projekt definierten Fragestellungen im vollen Umfang zur Verfügung.

Wie bereits erwähnt, wurden auch in den letzten Abstimmungsphasen weitere Referenznetze hergeleitet und implementiert. Diese erstrecken sich über den ländlichen Siedlungsbereich (vorwiegend im norddeutschen Raum). Dabei kristallisierten sich für diesen Modellierungsbereich drei immer wiederkehrende ländliche Verteilernetztypen heraus. Diese sind:

- das strahlenförmige Verteilernetz im Überlandbereich (L01),
- das ringförmig betriebene Verteilernetz (L02) im dörflichen Bereich und
- das vermascht betriebene Verteilernetz (L03) im kleinstädtisch-ländlichen Bereich.

Aufgrund der Herleitung der Referenznetze mit einem definierten und mit anderen Projektpartnern im Vorfeld abgestimmten Vorgehensmodell konnte die Modellierung aller sechs Referenznetztypen erfolgreich abgeschlossen werden. Die Abbildung 2.2 zeigt das abgearbeitete komplexe Vorgehensmodell des gesamten Erarbeitungsprozesses zur Referenznetzbildung. Darin wird deutlich, dass dieser in enger Abstimmung mit den oben erwähnten Projektpartnern der EWE Netz GmbH und der Stromnetz Berlin GmbH erfolgte.

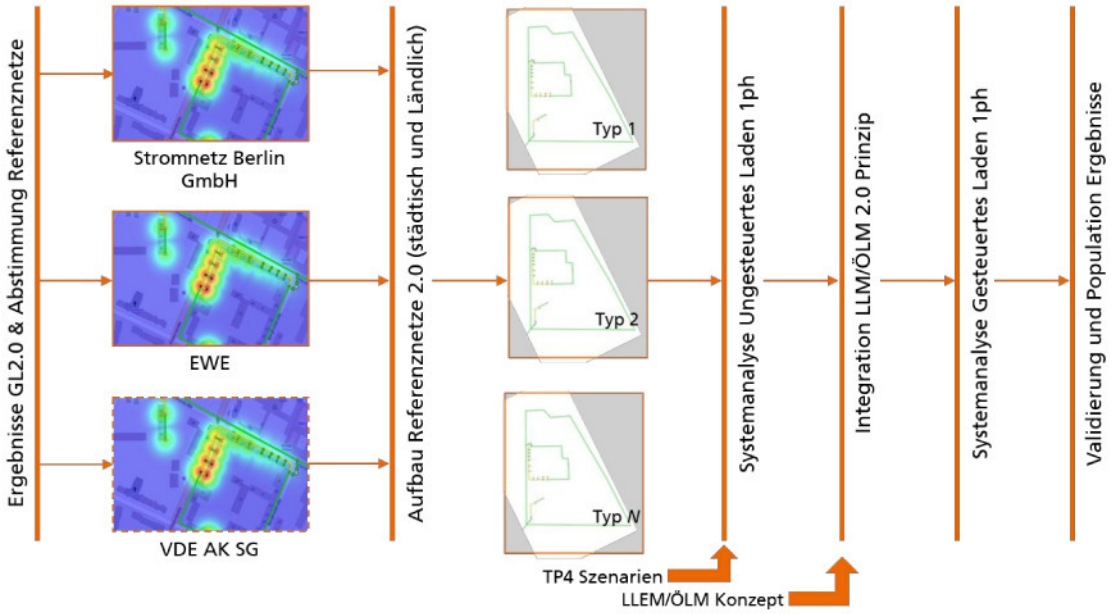


Abbildung 2.2: Vorgehensmodell zur Referenznetzbildung und Gesamtvorgehensweise im Projekt GL3.0.

Die nachfolgenden Tabellen (vgl. Tabelle 2.1- Tabelle 2.6) geben einen detaillierten Überblick zu den oben aufgeführten Referenznetzen. Dabei wird auf die relevanten Parameter dieser Referenznetze in Form einer Kurzbeschreibung näher eingegangen.

1. Blockbebauung 1:

Tabelle 2.1: Parameter des Referenznetzes BB01.

Art	Referenznetzname	Kurzbeschreibung
Urbaner (bzw. innerstädtischer) Bereich	*Blockbebauung 1 (kurz BB01)*	*Installierte Trafo Leistung: S_{ONS_Trafo} = 630 kVA* *PV: 13 kW* *KWK: 200 kW* *G0: 18 – 54 kW* *H0: 115,2 – 345,6 kW*
Geografischer Bezug		Netzmodell

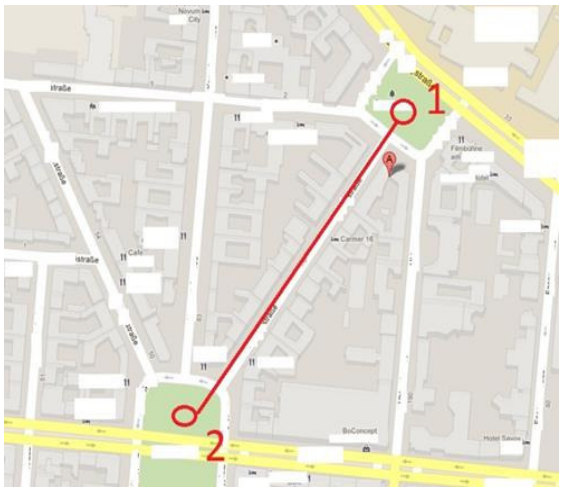


Abbildung 2.3: Geografisches Beispiel BB01.

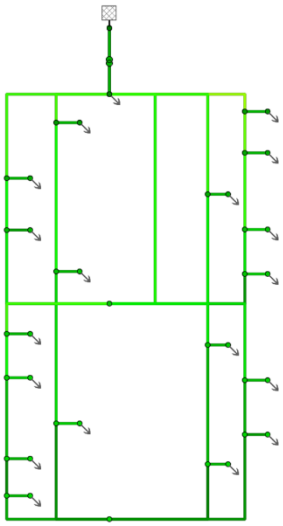


Abbildung 2.4: Netzmodell BB01

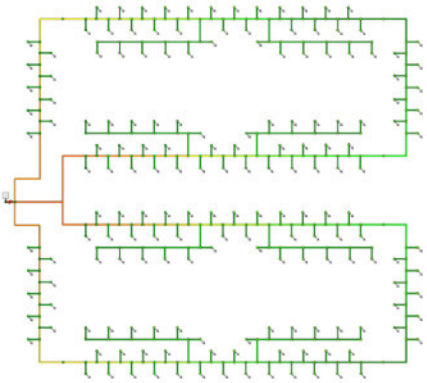
Parameter Details		
Netztopologie:	Masche	
Netzbetrieb:	Vermascht	
Spannungsebene [kV]	0,4	
Leitungsquerschnitt – Bandbreite [mm²]	50-150	
Trafoleistung – Bandbreite [kVA]	630	
Regelung RONT	US, Ph1, 240 V	
Gebäude pro Trafo – Bandbreite	18	
Wohneinheiten pro Gebäude – Bandbreite	16	
Verbrauchsleistung pro WE [kW]	0,63	
Verbrauchsleistung pro Gebäude (WE) [kW]	Starklast:	5,06
	Mittellast:	10,12
	Schwachlast	15,18
Gewerbeeinheiten pro Gebäude	1,33	
Verbrauchsleistung pro Gewerbeeinheit [kW]	1,5	
Verbrauchsleistung pro Gebäude (bei cosphi=0,95 und Gleichverteilung der GE-Last) [kVA]	Starklast:	7,43
	Mittellast:	12,76
	Schwachlast	18,08
PV-Anlagen installierte Leistung je Anlage – Bandbreite [kW]	13 (PV), 200 (KWK)	
PV-Anlagen Zahl pro Trafo [kW]	2 (PV), 1(KWK)	

2. Siedlungsbebauung 1:

Tabelle 2.2: Parameter des Referenznetzes SB01.

Art	Referenznetzname	Kurzbeschreibung

Urbaner (bzw. außenstädtischer) Bereich	*Siedlungsbebauung 1 (kurz SB01)*	*Installierte Trafo Leistung: S_{ONS_Trafo} = 630 kVA* *Gesamtleistung je Trafo: 207,6 kW*

Geografischer Bezug	Netzmodell
 *Abbildung 2.5: Geografisches Beispiel SB01.*	 *Abbildung 2.6: Netzmodell SB01*

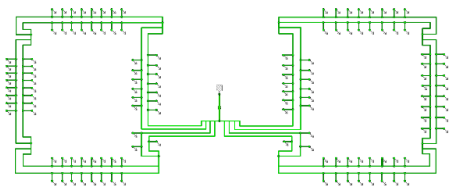
Parameter Details		
Netztopologie:	Masche	
Netzbetrieb:	vermascht	
Spannungsebene [kV]	0,4	
Leitungsquerschnitt – Bandbreite [mm²]	50-150	
Trafoleistung – Bandbreite [kVA]	630	
Regelung RONT	US, Ph1, 240 V	
Gebäude pro Trafo – Bandbreite	88	
Wohneinheiten pro Gebäude – Bandbreite	2	
Verbrauchsleistung pro WE [kW]	0,84	
Verbrauchsleistung pro Gebäude (WE) [kW]	Starklast:	0,84
	Mittellast:	1,68
	Schwachlast	2,52
Gewerbeeinheiten pro Gebäude	0,05	
Verbrauchsleistung pro Gewerbeeinheit [kW]	1,5	
Verbrauchsleistung pro Gebäude (bei cosphi=0,95 und Gleichverteilung der GE-Last) [kVA]	Starklast:	0,96
	Mittellast:	1,84
	Schwachlast	2,72
PV-Anlagen installierte Leistung je Anlage – Bandbreite [kW]	-	

PV-Anlagen Zahl pro Trafo [kW]	-

3. Siedlungsbebauung 2:

Tabelle 2.3: Parameter des Referenznetzes SB02.

Art	Referenznetzname	Kurzbeschreibung
Urbaner (bzw. außenstädtischer) Bereich	*Siedlungsbebauung 2 (kurz SB02)*	*Installierte Trafo Leistung: S_{ONS_Trafo} = 630 kVA* *Gesamtleistung je Trafo: 195 kW*

Geografischer Bezug	Netzmodell
 *Abbildung 2.7: Geografisches Beispiel SB02.*	 *Abbildung 2.8: Netzmodell SB02*

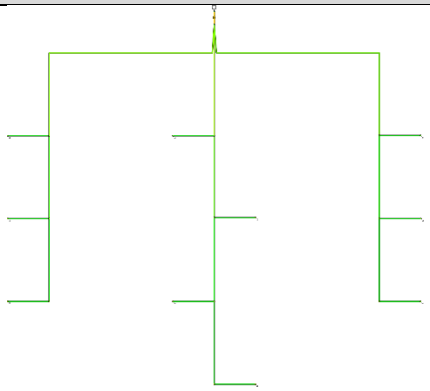
Parameter Details		
Netztopologie:	Masche	
Netzbetrieb:	vermascht	
Spannungsebene [kV]	0,4	
Leitungsquerschnitt – Bandbreite [mm²]	50-150	
Trafoleistung – Bandbreite [kVA]	630	
Regelung RONT	US, Ph1, 240 V	
Gebäude pro Trafo – Bandbreite	128	
Wohneinheiten pro Gebäude – Bandbreite	2	
Verbrauchsleistung pro WE [kW]	0,84	
Verbrauchsleistung pro Gebäude (WE) [kW]	Starklast:	0,84
	Mittellast:	1,68
	Schwachlast	2,52
Gewerbeeinheiten pro Gebäude	0,03	
Verbrauchsleistung pro Gewerbeeinheit [kW]	1,5	
Verbrauchsleistung pro Gebäude (bei cosphi=0,95 und Gleichverteilung der GE-Last) [kVA]	Starklast:	0,93
	Mittellast:	1,82
	Schwachlast	2,70

PV-Anlagen installierte Leistung je Anlage – Bandbreite [kW]	-
PV-Anlagen Zahl pro Trafo [kW]	-

4. Ländliches Referenznetz 1:

Tabelle 2.4: Parameter des Referenznetzes L01.

Art	Referenznetzname	Kurzbeschreibung
Ländlicher (sehr vereinzelter und weitläufiger) Bereich	*Ländliche Struktur (kurz L01)*	*Installierte Trafo Leistung: S_{ONS_Trafo} = 250 kVA* *Leistung je Trafo: 75 kW* *PV: 50 kW*

Geografischer Bezug	Netzmodell
	
Abbildung 2.9: Geografisches Beispiel L01.	*Abbildung 2.10: Netzmodell L01*

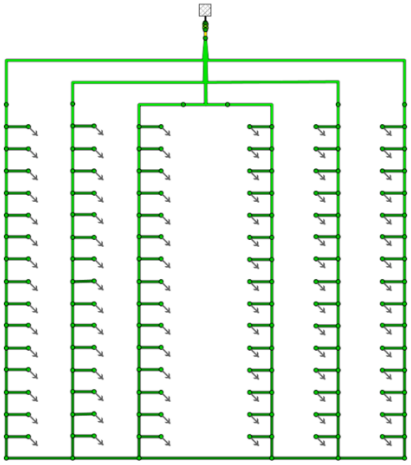
Parameter Details		
Netztopologie:	Strahl	
Netzbetrieb:	Stich	
Spannungsebene [kV]	0,4	
Leitungsquerschnitt – Bandbreite [mm²]	70-150 (hier: 95)	
Trafoleistung – Bandbreite [kVA]	250	
Regelung RONT	US, Ph1, 240 V	
Gebäude pro Trafo – Bandbreite	10	
Wohneinheiten pro Gebäude – Bandbreite	1	
Verbrauchsleistung pro WE [kW]	5	
Verbrauchsleistung pro Gebäude (WE) [kW]	Starklast:	2,50
	Mittellast:	5,00
	Schwachlast	7,50
Gewerbeeinheiten pro Gebäude	0,2	
Verbrauchsleistung pro Gewerbeeinheit [kW]	50	
Verbrauchsleistung pro Gebäude (bei cosphi=0,95 und Gleichverteilung der GE-Last) [kVA]	Starklast:	13,16
	Mittellast:	15,79
	Schwachlast	18,42

PV-Anlagen installierte Leistung je Anlage – Bandbreite [kW]	-
PV-Anlagen Zahl pro Trafo [kW]	-

5. Ländliches Referenznetz 2:

Tabelle 2.5: Parameter des Referenznetzes L02.

Art	Referenznetzname	Kurzbeschreibung
Ländlicher (dörflicher) Bereich	*Ländliche Struktur (kurz L02)*	*Installierte Trafo Leistung: S_{ONS_Trafo} = 250 kVA* *Leistung je Trafo: 75 kW* *PV: 50 kW*

Geografischer Bezug	Netzmodell
	
Abbildung 2.11: Geografisches Beispiel L02.	*Abbildung 2.12: Netzmodell L02*

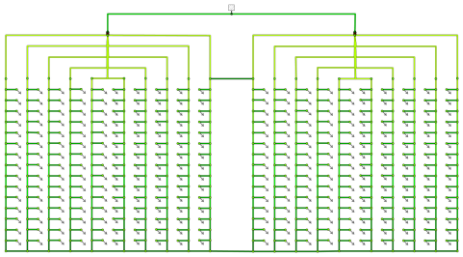
Parameter Details		
Netztopologie:	Strahl	
Netzbetrieb:	vermascht	
Spannungsebene [kV]	0,4	
Leitungsquerschnitt – Bandbreite [mm²]	70-150 (hier: 120)	
Trafoleistung – Bandbreite [kVA]	400	
Regelung RONT	US, Ph1, 240 V	
Gebäude pro Trafo – Bandbreite	90	
Wohneinheiten pro Gebäude – Bandbreite	1	
Verbrauchsleistung pro WE [kW]	1,5	
Verbrauchsleistung pro Gebäude (WE) [kW]	Starklast:	0,75
	Mittellast:	1,50
	Schwachlast	2,25
Gewerbeeinheiten pro Gebäude	-	
Verbrauchsleistung pro Gewerbeeinheit [kW]	-	
Verbrauchsleistung pro Gebäude (bei cosphi=0,95 und Gleichverteilung der GE-Last) [kVA]	Starklast:	0,79
	Mittellast:	1,58

	Schwachlast	2,37
PV-Anlagen installierte Leistung je Anlage – Bandbreite [kW]	-	
PV-Anlagen Zahl pro Trafo [kW]	-	

6. Ländliches Referenznetz 3:

Tabelle 2.6: Parameter des Referenznetzes L03.

Art	Referenznetzname	Kurzbeschreibung
Ländlicher (kleinstädtischer) Bereich	*Ländliche Struktur (kurz L03)*	*Installierte Trafo Leistung: S_{ONS_Trafo} = 630 kVA* *PV: 50 kW* *Gesamtleistung je Trafo: 50 kW*

Geografischer Bezug	Netzmodell
	
Abbildung 2.13: Geografisches Beispiel L03.	*Abbildung 2.14: Netzmodell L03*

Parameter Details		
Netztopologie:	Ring	
Netzbetrieb:	vermascht	
Spannungsebene [kV]	0,4	
Leitungsquerschnitt – Bandbreite [mm²]	120-150 (hier: 150)	
Trafoleistung – Bandbreite [kVA]	630	
Regelung RONT	US, Ph1, 240 V	
Gebäude pro Trafo – Bandbreite	150	
Wohneinheiten pro Gebäude – Bandbreite	2	
Verbrauchsleistung pro WE [kW]	1	
Verbrauchsleistung pro Gebäude (WE) [kW]	Starklast:	1,00
	Mittellast:	2,00
	Schwachlast	3,00
Gewerbeeinheiten pro Gebäude	0,1	
Verbrauchsleistung pro Gewerbeeinheit [kW]	10	
Verbrauchsleistung pro Gebäude (bei cosphi=0,95 und Gleichverteilung der GE-Last) [kVA]	Starklast:	2,11
	Mittellast:	3,16
	Schwachlast	4,21
PV-Anlagen installierte Leistung je Anlage – Bandbreite [kW]	-	
PV-Anlagen Zahl pro Trafo [kW]	-	

Nachdem der Modellierungsprozess der Verteilerreferenznetze abgeschlossen war erfolgte eine ausgiebige Anforderungsanalyse zur genauen Spezifikation der Softwareentwicklung des oben genannten Simulations-Demonstrators OROP. Dabei wurden alle aus den Diskussionen relevanten Punkte mit aufgenommen und eingearbeitet. Die nun folgende Tabelle (vgl. Tabelle 2.7) listet alle diese Anforderungen auf.

Tabelle 2.7: Anforderungen an den Demonstrator zur Verteilernetzsimulation (Input für das spätere SCRUM-Vorgehen).

Anforderungsart	**Anforderung**	**Details**	**Status**
allgemeine Anforderungen	AF1	Das Demonstrationssystem unterstützt die Stationäre Analyse eines Arbeitspunktes von Mittel- und Niederspannungsnetzen (unsymmetrischen Leistungsfluss)	umgesetzt
	AF2	das Demonstrationssystem Quasistationäre Simulation (unsymmetrischer Leistungsfluss)	umgesetzt
	AF3	Der Zustand eines Verteilernetzes soll GIS ähnlich visualisiert werden.	umgesetzt
Anforderungen an die Erzeugungsmodelle	AF4	Unterstützung von PV-Erzeugungsmodellen	umgesetzt
	AF5	Unterstützung von WEA-Erzeugungsmodellen	umgesetzt
	AF6	Unterstützung von BHKW-Erzeugungsmodellen	umgesetzt
	AF7	Unterstützung von EV-Erzeugungsmodellen (Strom und Phase frei parametrierbar)	umgesetzt
	AF8	Die Erzeugung wird in der quasistationären Simulation durch Zeitreihenmodelle nachgebildet → Quellen der Zeitreihenmodelle können reale und synthetische Daten sein.	teilweise umgesetzt
	AF9	Die Abtastrate der Zeitreihenmodelle beträgt mindestens eine Minute (Leistungsmittelwerte).	teilweise umgesetzt
	AF10	Die Erzeugungsmodelle bilden das UQ und cosphi(P) Regelungsverfahren nach	teilweise umgesetzt
Anforderungen an die Lastmodelle	AF11	Lasten können im Demonstrator für stationäre Analysen nachgebildet werden	umgesetzt
	AF12	Lasten können mit einer Abtastrate von 1min als Leistungsmittelwerte nachgebildet werden	umgesetzt
	AF13	Das Lastverhalten einzelner Haushalte kann skaliert als Normlastprofil parametriert werden	umgesetzt

Anforderungsart	Anforderung	Details	Status
	AF14	Das Lastverhalten einzelner Haushalte kann synthetisch mit statistischen Kennwerten nachgebildet werden	umgesetzt
	AF15	Lasten wie EVs oder Wärmepumpen können 1ph und 3ph modelliert werden	umgesetzt
Anforderungen an Betriebsmittelmodelle	AF16	Der Demonstrator kann nicht gestufte und gestufte Transformatoren (RONT) simulieren	umgesetzt
	AF17	Es sollen verschiedene Kabel- und Freileitungstypen als Bibliothek vorgehalten werden	umgesetzt
Anforderungen an die Netzanalyse (Methoden)	AF18	Es soll eine Monte Carlo (MC) Simulationsmethode erstellt werden, mit der diskret EVs in Verteilernetzen stochastisch verteilt und Wahrscheinlichkeiten für Grenzwertverletzungen ermittelt werden	umgesetzt
	AF19	In der MC Simulationsmethode sind „Fingerprints“ zu ermitteln, die Aussagen zur Netzbelastbarkeit unterschiedlicher Verteilernetze geben	umgesetzt
	AF20	Die MC Simulationsmethode kann die Vorgaben der TAB Nord 2012, VDE-AR 4105 bei Verteilung von Lasten berücksichtigen	umgesetzt
	AF21	Die Zustände des Netzes sollen in den Auslastungsmetriken [grün bis rot] eingefärbt werden	umgesetzt
	AF22	Die Auswertungen der Zeitreihenanalysen orientieren sich für Spannungswerte an den Grenzwerten der DIN EN 50160	umgesetzt
BDEW Netzampel	AF23	optische Abbildung der Netzzustände nach dem Netzampelprinzip. (siehe [16])	teilweise umgesetzt

Nicht alle aufgelisteten Anforderungen konnten aufgrund einer eingeführten Priorisierung erfolgreich umgesetzt werden. Sie wurden aber prototypisch an gearbeitet. Weiterhin wurden die Anforderungen ein Hauptbestandteil des durchgeführten Softwareentwicklungsprozesses. Dabei wurde als Vorgehensmodell während des gesamten Projektes die SCRUM Methode gewählt [17].

2.2. Szenariendefinition der Simulation

Nach der ersten Phase der Anforderungsaufnahme und der Referenznetzbildung wurden mögliche Szenarien für den Dichteversuch und die Simulation erarbeitet. Diese Unterteilung wird schematisch (grüne Blöcke) im Verteilernetzumfeld in der Abbildung 2.15 veranschaulicht.

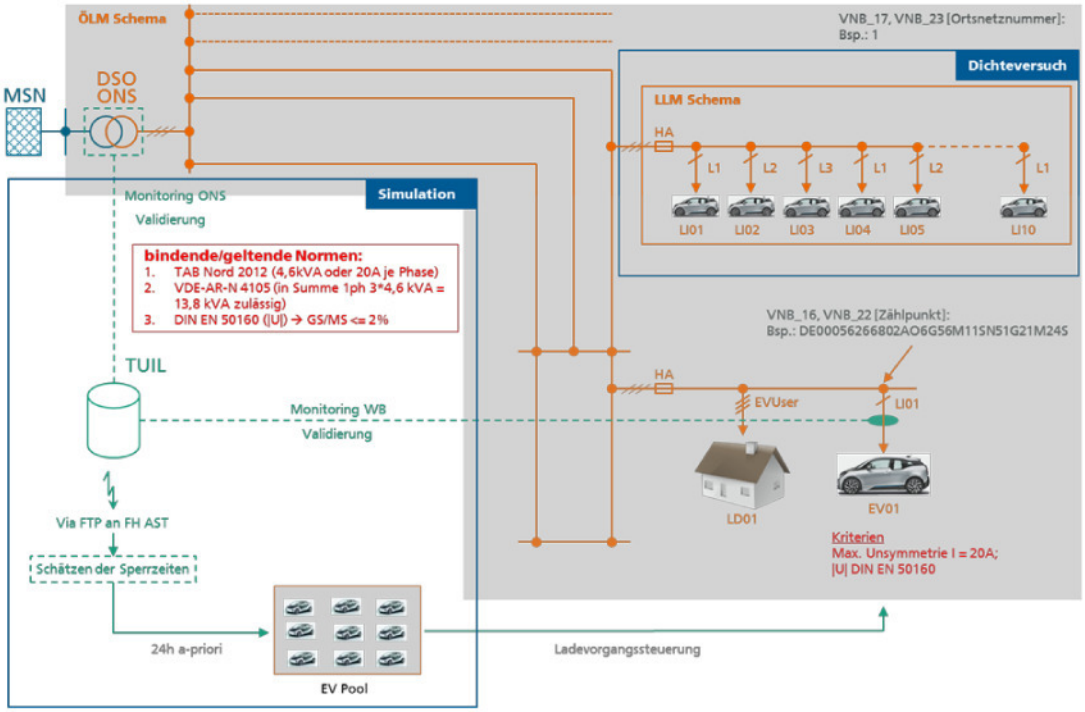


Abbildung 2.15: Einteilung der Szenarien Räume seitens des VNB.

Um die angedachten Untersuchungen der dargestellten Einteilung vergleichbar und realistisch durch-führen zu können wurden alle bis dato existierenden bzw. möglich vorkommenden EV-Klassen und relevanten Normen und Vorschriften ausgiebig recherchiert. Im Ergebnis wurden die folgenden Batteriegrößenklassen (in kWh) in Abhängigkeit ihrer möglichen Ladeart:

1. 20 kWh als ein- und dreiphasig ladend (z.B. BMW i3, Renault Zoe oder Mitsubishi iMiEV),
2. 40 kWh als dreiphasig ladend,
3. 60 kWh als dreiphasig ladend (z.B. Tesla),
4. 80 kWh als dreiphasig ladend (z.B. Tesla),
5. 100 kWh als dreiphasig ladend und
6. 120 kWh als dreiphasig ladend

identifiziert. Diese stellen einen Grundbaustein für die Szenariendefinition dar.

Als ein weiteres nicht zu vernachlässigendes Ergebnis sind für den Netzbetrieb im Verteilernetz die folgenden (siehe Tabelle 2.8) als bindend zu nennen.

Tabelle 2.8: Geltende Normen und Vorschriften für den VNB-Betrieb.

Vorschrift / Norm	**Inhalt (relevant für VNB)**
VDE-AR-N 4105 (vgl.[14])	Die Summe aller ***einphasig angeschlossener EA muss ≤ 4,6 kVA je Außenleiter*** sein (darf die Grenze nicht übersteigen)
	Es können **maximal 3 x 4,6 kVA** verteilt auf alle drei Außenleiter angeschlossen werden (vgl. S. 23 (7)) → bei Überschreitung → Drehstromanschluss notwendig

Vorschrift / Norm	**Inhalt (relevant für VNB)**
	Die **Differenz zwischen schwach und hochbelasteter Phase** darf **maximal 20A** betragen
	Bei **gleichzeitigem Ab-/Einschalten** von **drei PEV** darf **ΔU maximal 3%** betragen (Kurzschlussleistung am Netzanschluss muss mit beachtet werden)
TAB NORD 2012 (vgl.[13])	**Maximale Bemessungsleistung = 4,6 kVA** bei **einphasig**er Koppelung (vgl. S. 19)
	Ist die **Bemessungsleistung > 4,6 kVA → Drehstromanschluss** erforderlich
	Wallbox (Ladeinfrastruktur (**LI)**) gilt aus der Sicht DSO als **Verbrauchseinheit**
DIN EN 50160 (vgl.[18])	Spannungsqualität +/- 10% U N (Spannungsband)
	Max. 2% Asymmetrie GS/MS

Diese Vorschriften dienen als Grundlage bzw. globale Grenzen während des gesamten Projekts sowohl im realen als auch im simulierten Netzbetrieb. Aus den Betrachtungen hinsichtlich des oben genannten Szenarien Raumes entstanden anschließend fünf definierte Szenarien die alle möglichen Ladeinfrastrukturausprägungen, mit der Maßgabe 10 Fahrzeuge optimal ins Verteilernetz hinter einem HA zu integrieren, beinhalten. Diese Szenarien gestalten sich im Einzelnen folgendermaßen:

1. **Szenario 1: „Das Laden am HA“** – Alle EVs laden unkoordiniert hinter einem HA mit einem maximalen Ladestrom I_{1ph} = 16 A. (siehe Abbildung 2.16).

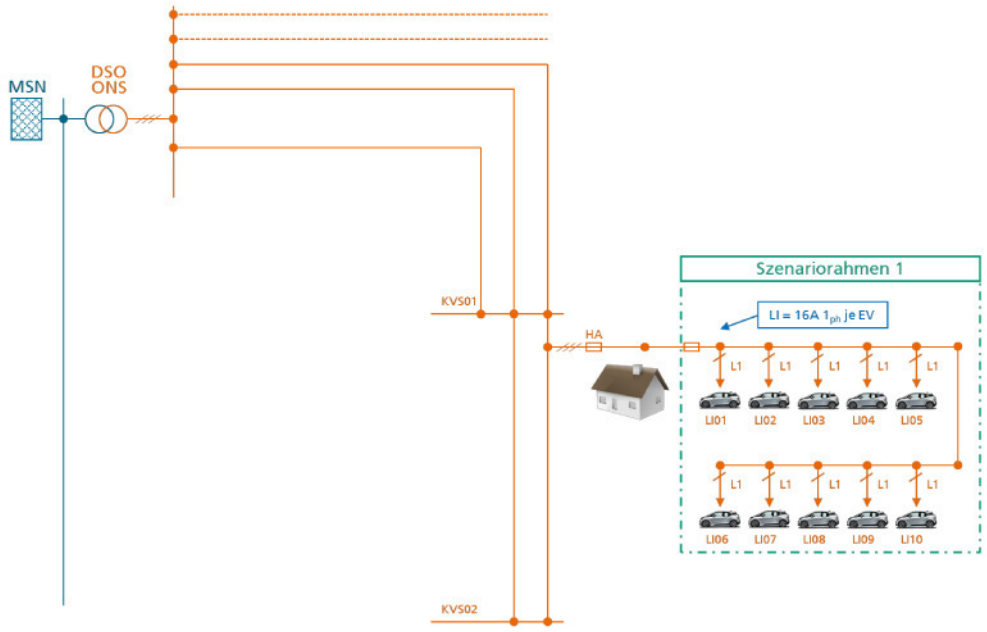


Abbildung 2.16: Szenario 1: „Das Laden am HA“

2. **Szenario 2: „Laden am HA mit Ladestrombegrenzung“** - Alle EVs laden einphasig und unkoordiniert und mit einer Strombegrenzung von beispielsweise 5 A (siehe Abbildung 2.17)

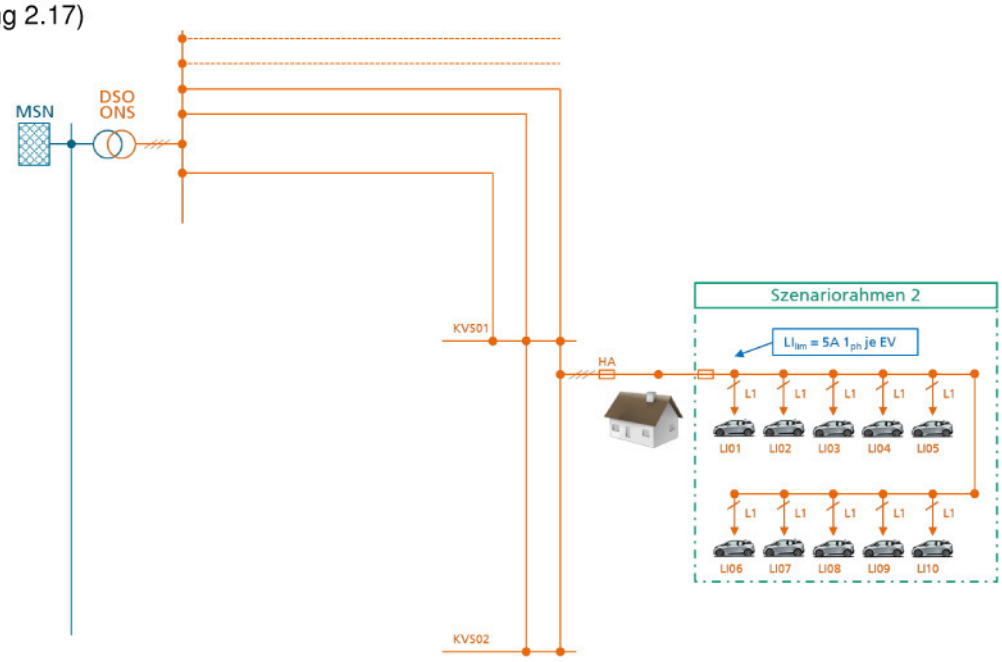


Abbildung 2.17: Szenario 2: „Laden am HA mit Ladestrombegrenzung“

3. **Szenario 3: „Laden am HA mit fixem Phasenregime“** - Alle EVs laden einphasig und koordiniert, aber mit einem sogenannten fixen Phasenregime. Das heißt die LI werden Blockweise über die drei vorhanden Phase gleich verteilt. (siehe Abbildung 2.18)

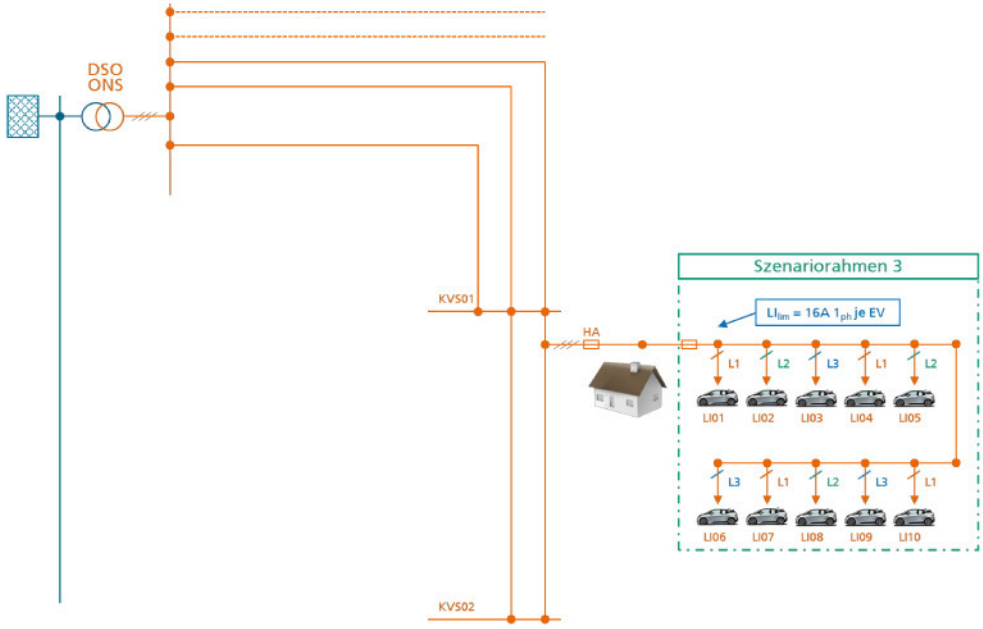


Abbildung 2.18: Szenario 3: „Laden am HA mit fixem Phasenregime“

4. **Szenario 4: „Laden am HA mit fixem Phasenregime und mit intelligenter Berücksichtigung der HA-Kapazität“** - Alle EVs laden einphasig und koordiniert mit einem fixem Phasenregime hinter einem HA und mit „intelligenter Berücksichtigung“ der HA-Kapazität (beispielsweise I_{HA} = 16, 32 oder 63 A). (siehe Abbildung 2.19)

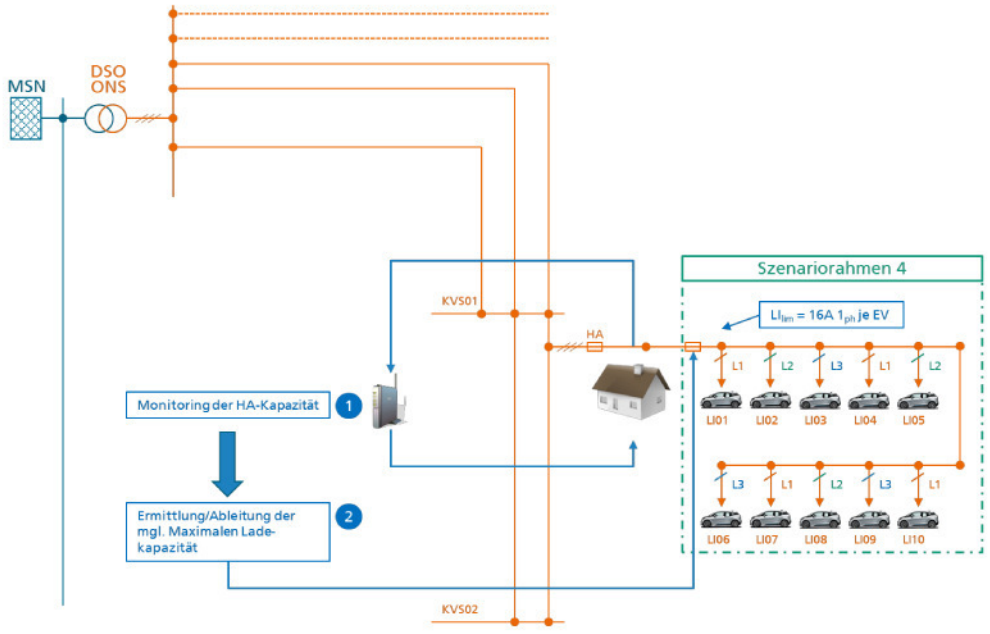


Abbildung 2.19: Szenario 4: „Laden am HA mit fixem Phasenregime und mit intelligenter Berücksichtigung der HA-Kapazität“

5. **Szenario 5: „Laden am HA mit fixem Phasenregime und lokalem Last- und Erzeugungsmanagement (LLEM)“** - Alle EVs laden einphasig und koordiniert mit einem fixen Phasenregime am HA und LLEM, welches unter Berücksichtigung der jeweiligen HA-größe normkonforme Stromsollwertvorgaben für die Beladung der Fahrzeuge zur Verfügung stellt und kommuniziert. (siehe Abbildung 2.20)

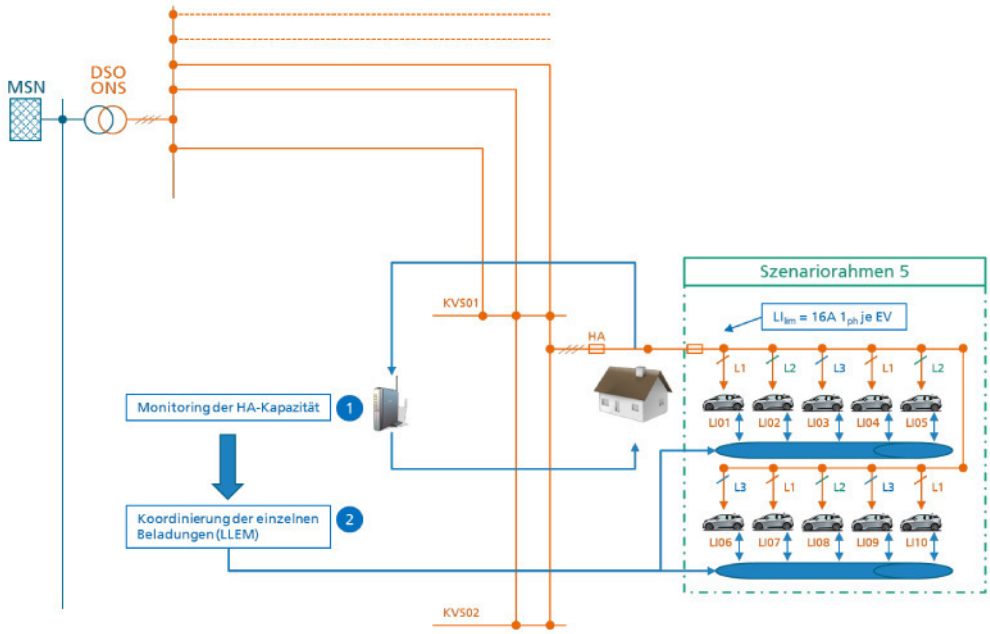


Abbildung 2.20: Szenario 5: „Laden am HA mit fixem Phasenregime und LLEM“

Als weiterer Punkt zur Szenariendefinition wurden mögliche am Markt vorkommende LIs (oder auch Wallboxen) recherchiert. Dabei wird in die Aspekte Heimladen oder Stromtankstelle („öffentliche Ladesäule“) unterschieden. Hierbei können die folgenden Ladeströme und daraus resultierenden Ladeleistungen in der Praxis auftreten:

1. beim Heimladen
   a. 1 x 16 A (Stecker: Typ 2 oder Typ 1) → P_{Laden_1ph} = 3,6 kW oder P_{Laden_3ph} = 11 kW,
   b. 1 x 20 A (Stecker: Typ 2 oder Typ 1) → P_{Laden_1ph} = 4,6 kW oder P_{Laden_3ph} = 13,8 kW,
   c. 1 x 32 A (Stecker: Typ 2 oder Typ 1) → P_{Laden_1ph} = 7,3 kW oder P_{Laden_3ph} = 22,17 kW und
2. beim Laden an der Stromtankstelle
   a. 3 x 63 A (Stecker: Typ 2) → P_{Laden_3ph} = 43,6 kW

Weiterhin ist zu beachten, dass der derzeitige Stand der in der Realität vorkommenden Größe der Hausanschlüsse von 8 A je Phase bis 63 A je Phase variieren kann. Somit beträgt die maximale Leistungsabnahme am HA ca. 43,5 kVA. Dies stellt die Obergrenze bei den Analysen zur Integration von Elektromobilität im Verteilernetz dar.

2.3. Definition komplexes Energiesystemsimulationsszenario

In diesem Abschnitt wird der erste Teil des gemeinsam abgestimmten komplexen Energiesystemsimulationsszenarios beschrieben. Dabei wurde sich am Fraunhofer IOSB-AST darauf konzentriert ein Anlaufverhalten für eine Fahrzeugflotte von insgesamt 1000 BMW i3 zu generieren. Als Randparameter für dieses Verhalten wurden folgende angenommen:

- Die Leistungsaufnahme eines Fahrzeuges beträgt maximal P_{BMW_i3} =4,6 kW (Das entspricht dem einphasigem Laden mit einem maximalen Ladestrom I_{max} = 16 A),
- die Energiemenge Batterie beträgt nach dem aktuellen Stand der Technik $E_{Batterie}$ = 18,8 kWh,
- der Anfangsladezustand der Fahrzeugbatterie wird je EV mit 30 % angenommen (das entspricht ca. 5,64 kWh),

- bei einer Gleichverteilung der gesamten Fahrzeuge liegt die Verzögerung am Anfang in einem Zeitbereich von 100 – 200 ms und
- zum Startzeitpunkt verbinden sich alle EVs mit ihrer dazugehörigen Station (wobei als Zeitinterval 1 Tick ≙ 1 ms gewählt wurde).

Nach der Festlegung der Randparameter wurde das Anlaufverhalten mit Hilfe der „Electric Load and Vehicle Simulation“ (ELViS) erzeugt. Der am Fraunhofer IOSB-AST entwickelte Simulator (siehe Abbildung 2.21) simuliert das Fahr- und Ladeverhalten einzelner EVs. Dabei können beliebige Nutzergruppen, deren Verhalten als auch verschiedene technische Parameter der Umgebung und der EVs parametriert und deren Einfluss auf den Bedarf der EVs analysiert werden. Über sogenannte Zeitpläne werden Tagesmuster und Aktivitäten definiert. Deren Ausführung werden über Verteilungsparameter konfiguriert. Ein internes Regelwerk stellt sicher, dass diese plausibel ablaufen. Dieser Aufbau ermöglicht es ein realistisches Gruppenverhalten aufzubauen bzw. nachzubilden.

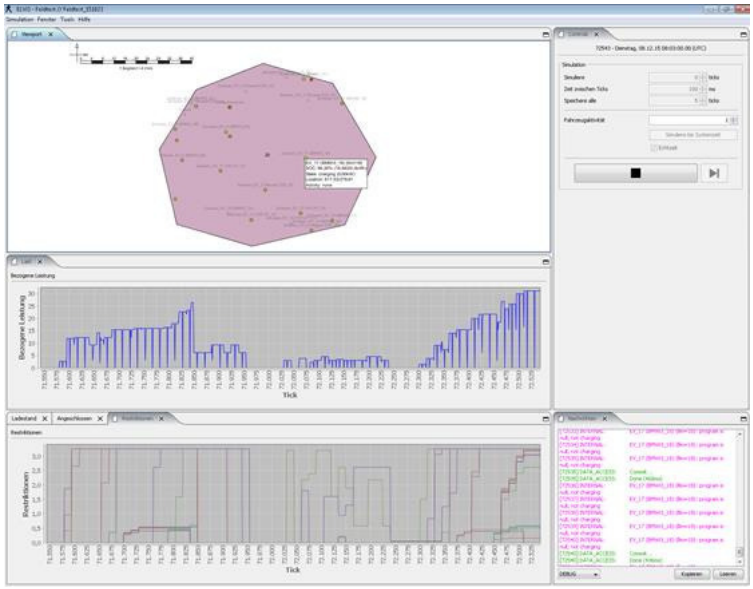


Abbildung 2.21: ELVIS mit der Simulation des EV-Fuhrparks zur Erbringung von Minutenreserveleistung.

Diese Verhaltensvorgaben werden im Anschluss an die Komponenten der TUIL übermittelt um die weiteren Schritte im Energiesystemsimulationsszenario abarbeiten zu können (Leider konnten nicht alle durch ELViS erzeugten Vorgaben im weiteren Verlauf mit berücksichtigt werden.). Die folgende Abbildung 2.22 veranschaulicht schematisch das Vorgehen inklusive seiner definierten Ein- und Ausgangsgrößen.

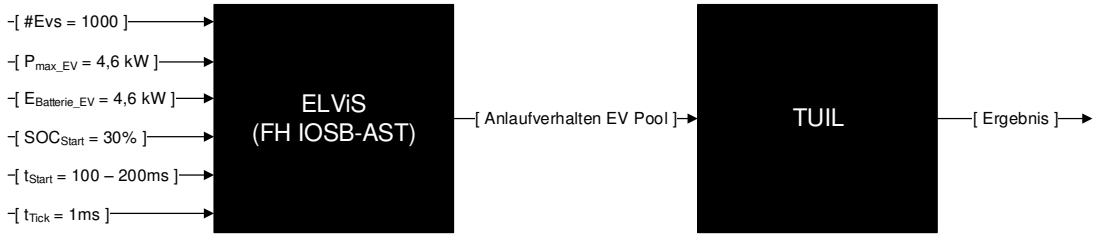


Abbildung 2.22: Schematische Darstellung des ersten Teils des komplexen Energiesimulationsszenarios.

Alle weiterführenden Arbeiten werden im Abschnitt 8 der TUIL ausführlich dokumentiert und beschrieben.

2.4. Anforderungserhebung der Simulation der Netzplanung Verteilernetze und Smart Grids

In diesem Abschnitt wird sich intensiv mit den Methoden der Netzplanung im Verteilernetz auseinander gesetzt. Dabei teilt sich dieser Arbeitspunkt in zwei grundlegende Themenbereiche. Zum einen in den Bereich der relevanten Netzbetriebsmittel, der Betriebsführungsstrategien und Netztopologien und zum anderen in den Bereich des Genehmigungsverfahrens des VNBs bei der Beantragung einer Ladeinfrastruktur (bzw. Wallbox) für ein Elektrofahrzeug. Dies wird im Weiteren als das „Vorgehen des Netzbetreibers“ (VdNB) bezeichnet.

Im ersten Themenbereich wurden alle nach dem aktuellen Stand der Technik eingesetzten Netzbetriebsmittel recherchiert. Dazu zählen vor allem die im Niederspannungsnetz eingebrachten verschiedenen Kabelarten (wie z.B. TT-, TN-C, TN-C-S- und TN-S-Systeme), und Transformatoren- (wie z.B. ungeregelte und bei eventuellem Ausbau geregelte Ortsnetztransformatoren) und Anschlussarten. Dies war notwendig um sich einen Überblick über die zu erwartenden möglichen Auswirkungen bei der Integration von einphasig und/oder dreiphasig ladenden EVs zu verschaffen. Dabei konnten im Vorfeld, wie nicht anders zu erwarten, extreme Belastungen durch die Integration einphasig ladender EVs festgestellt werden. Diese werden vor allem durch die extrem hohen Ladeströme der entsprechenden EVs hervorgerufen. Dabei erstreckt sich das Spektrum der Ladeströme der derzeit sich am Markt befindlichen Modelle von 16 A, 20 A bis 32 A. Hierbei kann man in der Rolle des VNB bereits von vornherein feststellen, dass Fahrzeuge die mit einem maximalen Ladestrom von 32A einphasig angeschlossen werden sollen nach VDE-Anschlussrichtlinie und den TAB nicht zulässig sind (vgl. [13], [14] und Tabelle 2.8), denn in diesem Fall kommt es aufgrund dieser Ladeströme zu großen Asymmetrien und somit zu:

1. Einer Erhöhung des zulässigen Stromes im Nullleiter und
2. Zu einer damit einhergehenden Erhöhung des Spannungsabfalls über dem entsprechenden Nullleiter

und somit erfolgt eine starke Verschiebung des jeweiligen Sternpunktes. Dieses Problem kann im schlimmsten Fall zu einem Betriebsmittelausfall führen. Weiterhin resultiert daraus an den schwach belasteten Leitern ein sehr hoher Spannungsabfall und im Gegensatz dazu entsteht bei den stark belasteten Leitern eine Unterspannung, d.h. dass an diesen Leitern eine Spannungsbandverletzung nach DIN EN 50160 hervorgerufen wird (siehe [18]). Die Abbildung 2.23) veranschaulicht ein solches Spannungsbandproblem an einem Spannungsknoten.

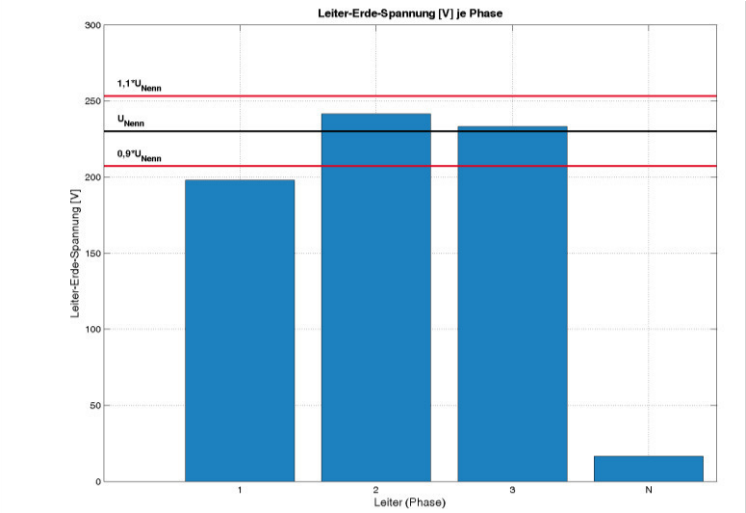


Abbildung 2.23: Beispiel für eine starke Belastung auf Phase 1 an ein HA.

Bei der idealen symmetrischer Belastung addieren sich die Ströme der einzelnen Phasen im jeweiligen Sternpunkt zu Null. Für ein besseres Verständnis zeigt die Abbildung 2.24 einen Sternpunkt für den Fall der symmetrischen (links) und für den Fall der unsymmetrischen Belastung (rechts).

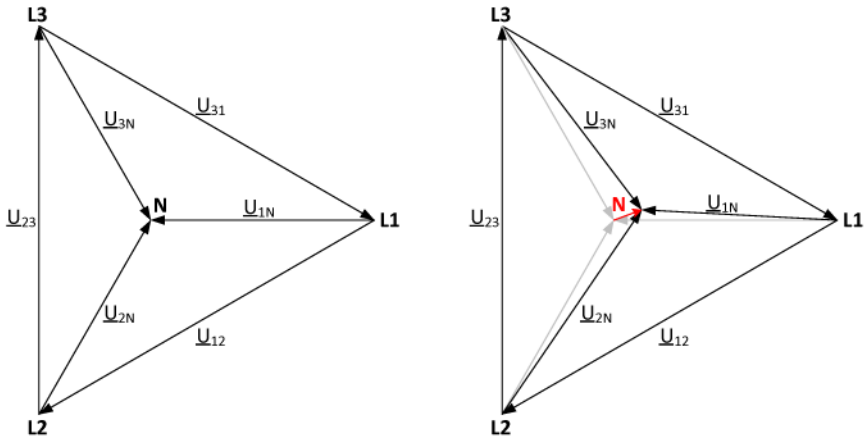


Abbildung 2.24: Sternpunktdarstellung der symmetrischen (links) und der asymmetrischen Belastung (rechts).

Als zweiter wichtiger Punkt für eine geplante flächendeckende Integration von Elektromobilität im Verteilernetz war es notwendig sich mit Netzbetreibern wie der EWE Netz AG und der Stromnetz Berlin GmbH, hinsichtlich des Prüf- und Genehmigungsverfahrens in eigens dafür initiierten Workshops abzustimmen, um als Fraunhofer IOSB-AST in der Rolle des VNBs gänzlich im Projekt agieren zu können. Bei dieser Diskussion wurden für die Integration von EVs im Verteilernetz fünf wesentliche „abzuarbeitende" Vorgehenspunkte entwickelt und umfassend diskutiert. Dabei wird davon ausgegangen, dass der betreffende VNB-Bereich in seinem Ist-Stand den VNB hinsichtlich seiner Betriebsmittel und Betriebsführungsstrategie vollumfänglich bekannt ist. In Abbildung 2.25 wird dieser Ausgangszustand schematisch dargestellt. Dabei handelt es sich um eine vereinfachte Darstellung eines derzeit in der Realität vorkommenden Niederspannungsanschlusspunkts mit seinen relevanten Verbindungen zum überlagerten Netz. Hierbei wird sich in diesem Projekt im Wesentlichen auf den Hausanschlussbereich konzentriert.

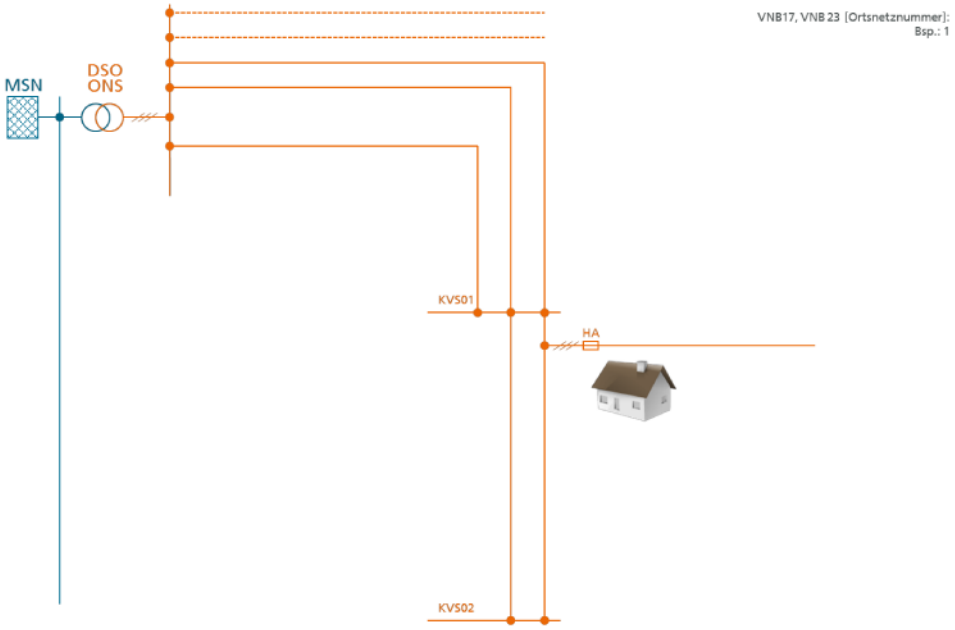


Abbildung 2.25: Ausgangspunkt eines derzeit existierenden Netzanschlusspunktes im Verteilernetz.

Wird bei einem VNB die Integration einer LI für ein EV beantragt, so wird der im Folgenden beschriebene „Vorgehen des Netzbetreibers“ -Prozess unmittelbar angestoßen. Dieser entspricht dem „Bottom-up“-Prinzip und bedeutet, dass:

1. Eine Prüfung am HA des antragstellenden Kunden durchgeführt wird. Dabei werden sowohl die ausgelegte Größe stromseitig als auch alle abzudeckenden Normpunkte erhoben und analysiert. Bei positiver Erfüllung, d.h. wenn im Ergebnis kein Risiko für das Netz besteht, wird dem Anschluss zugestimmt und somit kann die LI direkt am HA installiert werden.
2. Sollte nach der Prüfung in Punkt 1 ein negatives Ergebnis feststehen, d.h. für das Netz würde ein Risiko entstehen, dann wird um der Anfrage gerecht zu werden geprüft, ob die Installation eins neuen und den Anforderungen entsprechenden HAs zu einem positiven Resultat führen würde. Angestrebt ist hier ein HA ab einer Größe von mindestens 32 A je Phase. Kann dieser HA installiert werden, dann kann damit einhergehend ebenfalls die LI eingebracht werden.
3. Ist auch die Integration einer LI nach Punkt 2 nicht möglich so wird geprüft, ob eine normkonforme LI Installation durch die direkte Anbindung an den sich in unmittelbarer Nähe (zum betreffenden HA) befindlichen Kabelverteiler möglich ist. Ist dies möglich, dann wird die beantragte Ladesäule direkt mit dem Kabelverteiler verschalten.
4. Scheitern die Punkte 1 bis 3, dann wird durch den VNB geprüft, ob das Verlegen eines neuen Trafo-Abganges am Ortsnetz Trafo zielführend ist. Dabei wird, wenn ein Risiko für das Niederspannungsnetz ausgeschlossen werden kann, die LI direkt an diesem neuen Trafoabgang installiert.
5. Konnten alle zuvor erläuterten Prüfschritte nicht positiv bewertet werden, so besteht als letzter möglicher Punkt, um eine netzkonforme Integration einer LI zu ermöglichen, noch die Option einen neuen ONS-Trafo einschließlich eines direkten Abgangs für die angeforderte LI zu installieren. Dies ist aber mit erheblichen Kosten für den jeweiligen Netzbetreiber verbunden.

Die folgende Abbildung 2.26 veranschaulicht dies Schritte (eins bis fünf) des gesamten Vorgehens.

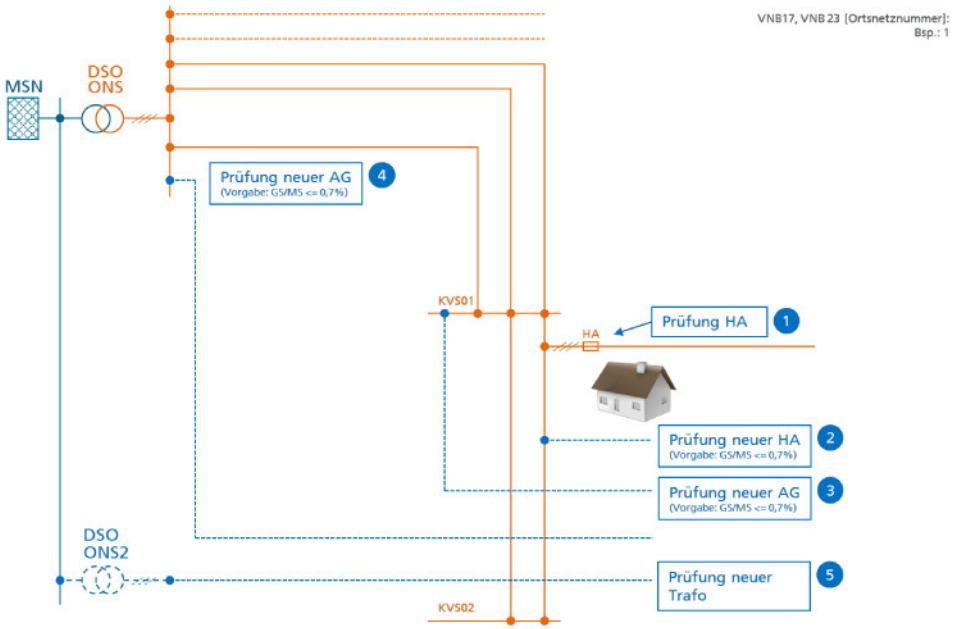


Abbildung 2.26: Vorgehen der Netzbetreiber beim Genehmigungsverfahren nach Beantragung einer LI.

All diese beschriebenen Schritte werden vom Netzbetreiber vollumfänglich durchgeführt und bewirken, dass im Falle einer positiven Genehmigung eines Netzanschlusses für eine LI auch das Mittel des Baukostenzuschusses zum Tragen kommen kann. Dabei darf dieser nach §11 NAV ab einer geplanten Leistungsanforderung größer als 30 kW vom VNB erhoben werden (vgl. [19]). In diesem Fall dürfen die Baukostenzuschüsse maximal 50 Prozent der Anschlusskosten betragen.

Nach der Erarbeitung dieser eben genannten Punkte wurden aus diesen wesentlichen Methoden für die Integration von Elektromobilität im Verteilernetz die Anforderungen für die durchzuführenden Verteilernetzsimulationen abgeleitet. Die sind im Wesentlichen die nachfolgend aufgelisteten:

- Es müssen sowohl dreiphasige als auch einphasige Energiesystem-Simulationen möglich sein.
- Es muss möglich sein, sowohl einphasige und auch dreiphasige Lasten und Erzeuger ein einem Energiesystem zu integrieren und anschließend auch simulieren zu können.
- Es müssen alle Netzbetriebsmittel frei parametrierbar sein.
- Alle Betriebsmittel dürfen nur nach den gültigen Vorschriften und Normen integriert und betrieben werden.

Durch die Berücksichtigung aller dieser Simulationsanforderungen ist sichergestellt, dass repräsentative und belastbare Simulationsergebinsse hinsichtlich der umfangreichen Netzintegrationsfragestellungen bei der geplanten Integration von Elektromobilität generiert werden können.

3. Berechnungsverfahren lokales Lastmanagement (LLM) und öffentliches Lastmanagement (ÖLM)

3.1. Adaption LLM und ÖLM Version 2.0 auf Gesamtnetzstrukturen

Die zuvor durchgeführte Anfoderungserhebung war notwendig um dem angestrebten Ziel der Adaption des ÖLMs und LLMs in einer zweiten Version gerecht zu werden. Dabei lag der Fokus auf der Fragestellung ein oder mehrere EVs an einem definierten Ladeort zu einem bestimmten Zeitpunkt zu laden und ggf. dabei auch netzdienlich eingreifen zu können. Als Zeithorizont wurde dabei als Erstes auf der Ortsnetztrafoebene die Viertelstunde gesehen und als Zweites im lokalen HA-Umfeld eine Abtastzeit von maximal einer Sekunde. Diese Einteilung resultierte aus der Überlegung heraus sich von den globalen Vorgaben am ONS-Trafo zu definierten lokalen Vorgaben am einzelnen HA zu bewegen. Das bedeutet, dass ein ÖLM die globalen Vorgaben definiert und das LLM an definierten Orten Vorgaben und netzseitige Eingriffe anhand der gültigen Normen und Vorschriften umsetzt.

Als Ziele der beiden Verfahren wurden die folgenden definiert:

- Das ÖLM gibt eine (noch) verfügbare Kapazität, unter Berücksichtigung der jeweiligen Lastsituation und in Form von Wirkleistung, am Ortsnetztrafo vor.
- Das LLM ermöglicht das Laden von bis zu zehn EVs an einem lokalen HA.

Um diese Ziele erreichen zu können ist für die Umsetzung eines ÖLMs die netztopologische Kenntnis des betreffenden Ortsnetzes inklusive des installierten Trafos und der sich darin befindlichen Lasten und Erzeuger zwingend erforderlich, denn nur so kann eine Aussage der noch frei verfügbaren Netzkapazität für ein entsprechendes Verteilerortsnetz generiert werden. Für die Umsetzung eines LLMs ist die zuvor erwähnte Topologie Kenntnis nicht unbedingt erforderlich, da dieses sich nur auf den lokalen Netzanschlussbereich konzentriert und aufgrund seiner integrierten Normen- und Vorschriftenkompetenz ist es in der Lage unverzüglich steuernd netzdienlich einzugreifen. Dabei ist ein permanentes Überwachen durch das LLM nötig um immer auf dem aktuellen Stand an dem entsprechenden Anschlusspunkt zu sein. Die nachfolgende Abbildung (vgl. Abbildung 3.1) visualisiert stark vereinfacht die Ein- und Ausgangsgrößen für das jeweilige Lastmanagement. Weiterhin ist zu erkennen, dass beide in diesem Projekt nicht gekoppelt eingesetzt werden.

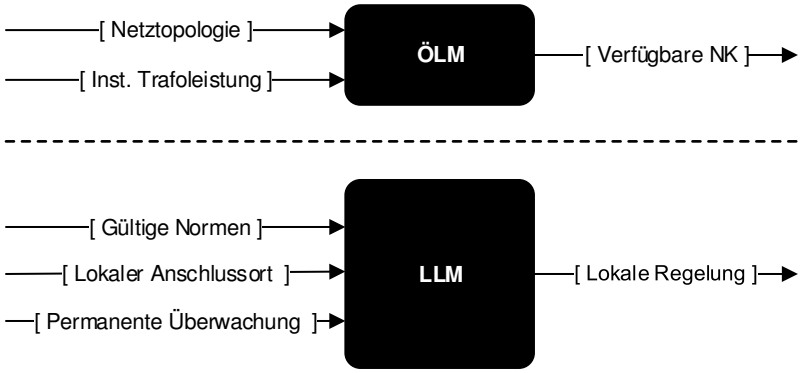


Abbildung 3.1: Vereinfachte Darstellung der Ein- und Ausgangsgrößen des ÖLM und des LLM.

In einem nächsten Schritt wurde sich ein Überblick über zwei im Verteilernetz möglichen Phänomene, die bei der zukünftigen Integration von Elektromobilität auftreten können, verschafft. Dabei wird im Ergebnis zwischen dem netzdienlichen (bzw. netzfreundlichen) und netzschädlichen Verhalten unterschieden. Die beiden Zustände resultieren aus der jeweiligen Anschlussart der Fahrzeuge heraus und zusätzlich aus den dazugehörigen Ladeleistungen. Dabei ist von vornherein klar, dass bei EVs mit einphasiger Beladung ein großes Symmetrierisiko, beim Anschluss bzw.

Laden dieser, für den Verteilernetzbetrieb besteht. Weiterhin wird dies durch die historisch bedingte Unkenntnis der Phasenlage bis zum jeweiligen HA noch weiter verstärkt und kann im schlimmsten Fall zum Netzausfall in dem betreffenden Bereich führen. Im Gegensatz dazu stellt die dreiphasige Beladung von EVs (nur) die Herausforderung hinsichtlich der Integration großen Ladelesitungen und somit in erster Linie thermische Belastungsprobleme dar. Dies kann im Extremfall bedeuten, dass entweder kein Ladeanschluss genehmigt werden kann oder ein Fahrzeug nicht mit der vollen Leistung geladen werden kann.

Deshalb war eine Anpassung der beiden Systeme hinsichtlich dieser Herausforderungen sinnvoll, um ebenfalls auch die Ziele der beiden Verfahren erreichen zu können. Als Entscheidungsgrundlage für die Adaption diente die nachfolgende Grafik (siehe Abbildung 3.2). Diese visualisiert die grundlegenden Probleme der Netzintegration in Verteilernetzen.

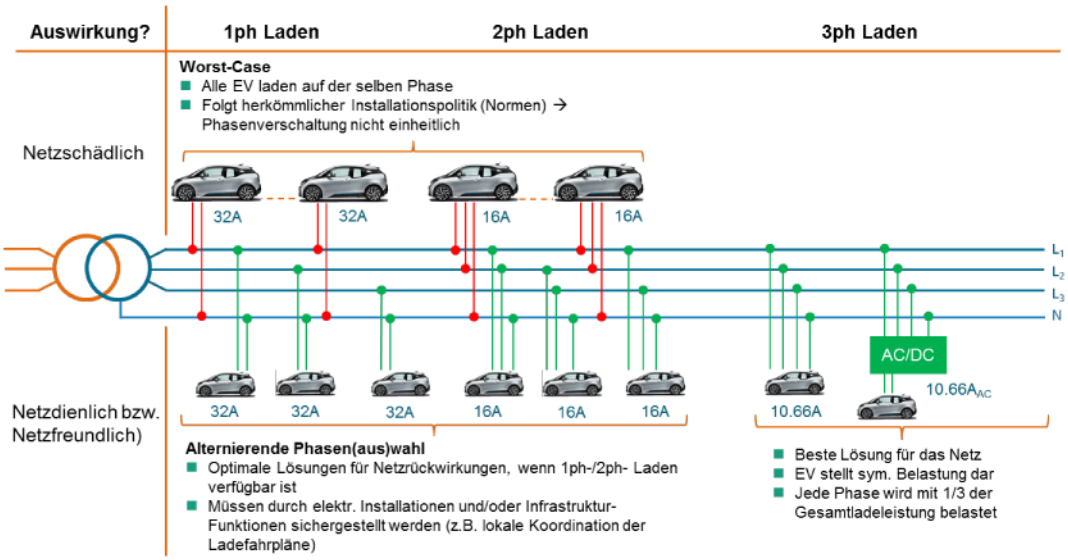


Abbildung 3.2: Übersicht zu netzdienlichen und netzschädlichen Herausforderungen im Verteilernetz

3.2. Feinspezifikation LLM / ÖLM V2.0

Als ein essentielles Ergebnis während der Abarbeitung dieses Arbeitsschrittes wurden insgesamt neun Anwendungsfällen hinsichtlich der zukünftig zu erwartenden Herausforderungen bei der Integration von LIs in den Verteilernetzen generiert und spezifiziert. Diese Use-Cases (siehe Tabelle 3.1) entstanden ebenfalls in enger Abstimmung und Rücksprache mit den Projektkollegen aus dem Bereich der realen Netzbetriebsführung. Dabei stellte sich heraus, dass sowohl die betriebswirtschaftlichen Aspekte als auch die elektrotechnischen Rahmenbedingungen und die damit einhergehenden Normen und Vorschriften maßgeblich die Umsetzung und das Integrationsvorgehen bestimmen werden. Weiterhin bilden diese Use-Cases die Grundlage für die geforderten Umsetzungen des ÖLMs und des LLMs in diesem Projekt. Es wurden insgesamt neun dieser Use-Cases spezifiziert, davon betrifft ein Fall die ÖLM- Integration und die anderen acht Fälle decken das LLM- Thema ab. Alle Anwendungsfälle wurden voll umfänglich laut der Vorgaben der „Smart grids“ - Arbeitsgruppe des European Committee for Standardization dokumentiert und bebildert. Beispielhaft wird in Abbildung 3.3 der Anwendungsfall, welcher die Integration des ÖLMs in die Netzinfrastruktur der ENTSO-Ebene 7 beschreibt, dargestellt. Dabei wird der Ansatz von der Einführung definierter Sperrzeiten, in denen keine Beladung der EVs möglich ist, forciert werden.

Tabelle 3.1: Erarbeitete Anwendungsfälle des ÖLMs und des LLMs.

Art	Name	Kurzbeschreibung
ÖLM	**UC ÖLM1**	Dieser Use-Case beschreibt im Projekt „gesteuertes Laden 3.0“ den Ansatz der Integration des ÖLMs in einem Verteilernetz. Damit soll nach erfolgter Integration von LI das Einhalten der geltenden Normen (TAB Nord 2012, VDE-AR-N 4105 und DIN-EN 50160) und die damit einhergehende Netzstabilität gewährleistet werden.

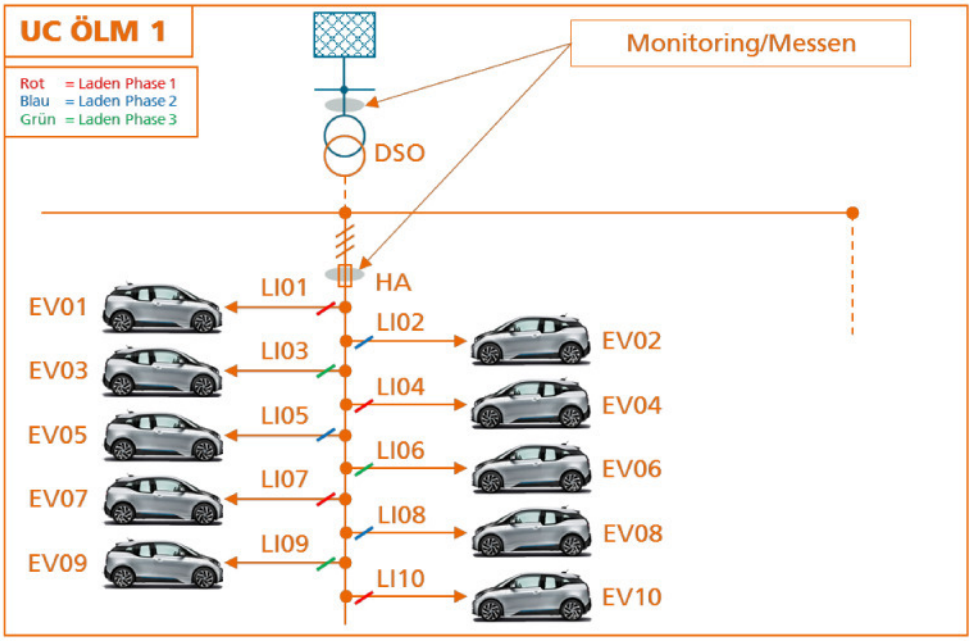


Abbildung 3.3: Entwickelter Anwendungsfall UC ÖLM1 (Sperrzeiten für die EV-Beladung)

Art	Name	Kurzbeschreibung
ÖLM	**UC LLM1**	Im Dichteversuch werden die EVs in einer Tiefgarage oder auf einem Parkplatz über einen separaten Netzanschluss (Netzknoten) unter Zuhilfenahme eines eigens dafür installierten (extra) Trafos geladen. In dieser Struktur werden alle 10 LI angebunden und ermöglichen das 1-phasige Laden der EVs.

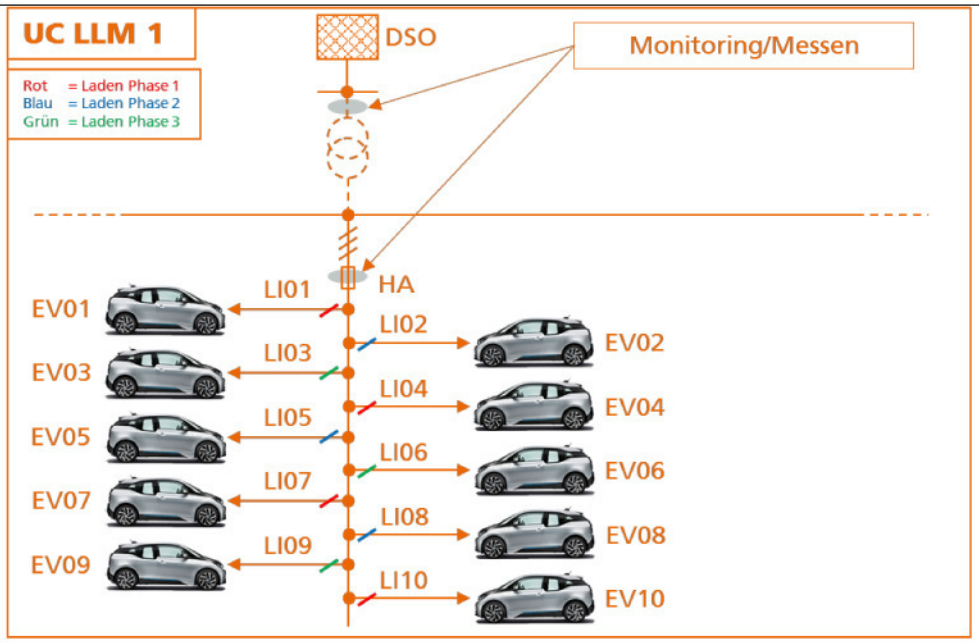


Abbildung 3.4: Entwickelter Anwendungsfall UC LLM1 (extra Trafo für „Tiefgarage“ (1ph Laden))

Art	Name	Kurzbeschreibung
LLM	**UC LLM2**	Integration des LLM-Ansatzes in einem mit LI versetzten Verteilernetz-strang unter der Vorgabe einer zusätzlich eingebrachten elektrischen Symmetrierungskomponente (ESK).

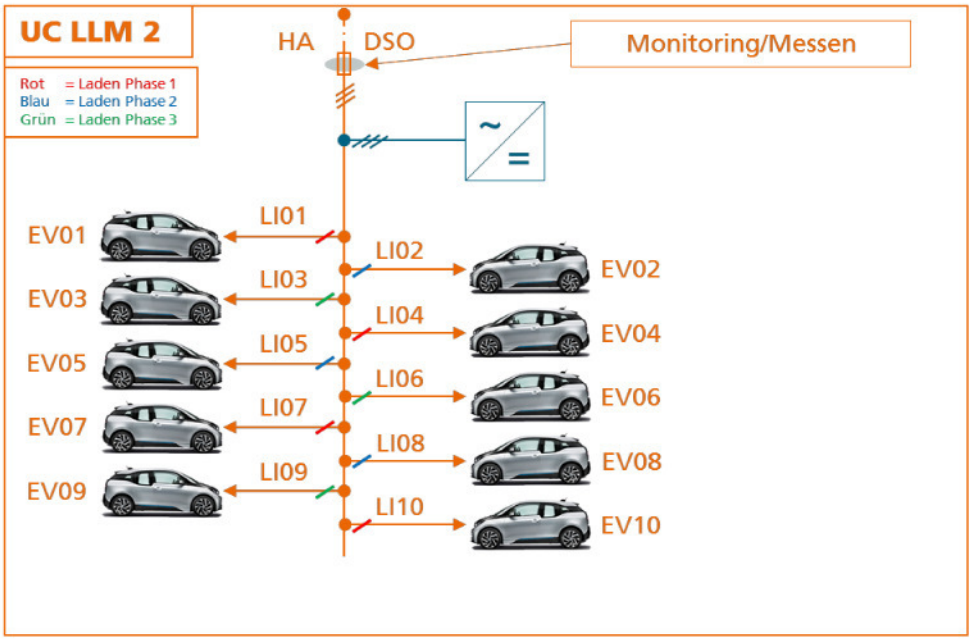


Abbildung 3.5: Entwickelter Anwendungsfall UC LLM2 (elektrische Symmetrierung für „Tiefgarage“ (1ph Laden))

Art	Name	Kurzbeschreibung
LLM	**UC LLM3**	Im Dichteversuch werden die EVs in einer Tiefgarage oder auf einem Parkplatz über einen separaten HA unter Zuhilfenahme von eigens dafür entwickelten analogen Symmetrierungskomponenten (ASK), welche in die LI-Komponenten integriert werden, geladen. In dieser

		Struktur werden alle LI angebunden und ermöglichen das 1-phasige Laden der EVs.

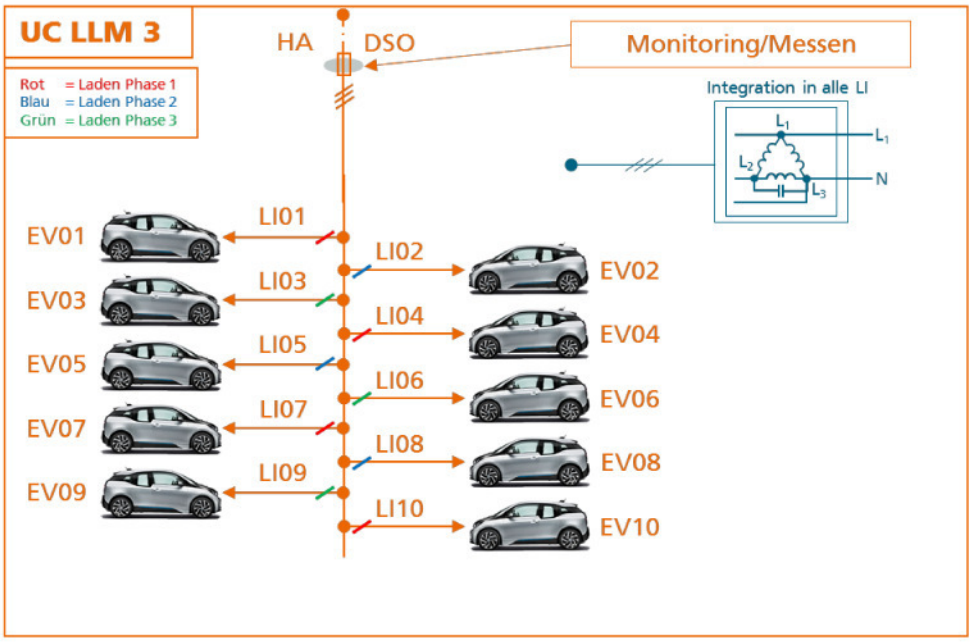


Abbildung 3.6: Entwickelter Anwendungsfall UC LLM3 (analoge Symmetrierung für „Tiefgarage“ (1ph Laden)).

Art	Name	Kurzbeschreibung
LLM	**UC LLM4**	Im Dichteversuch werden die EVs in einer Tiefgarage oder auf einem Parkplatz über einen separaten HA unter Zuhilfenahme von eigens dafür entwickelten Switching Charging Point- Komponenten (SCPK), welche in die LI-Komponenten integriert werden, geladen. In dieser Struktur werden alle LI angebunden und ermöglichen das 1-phasige Laden der EVs.

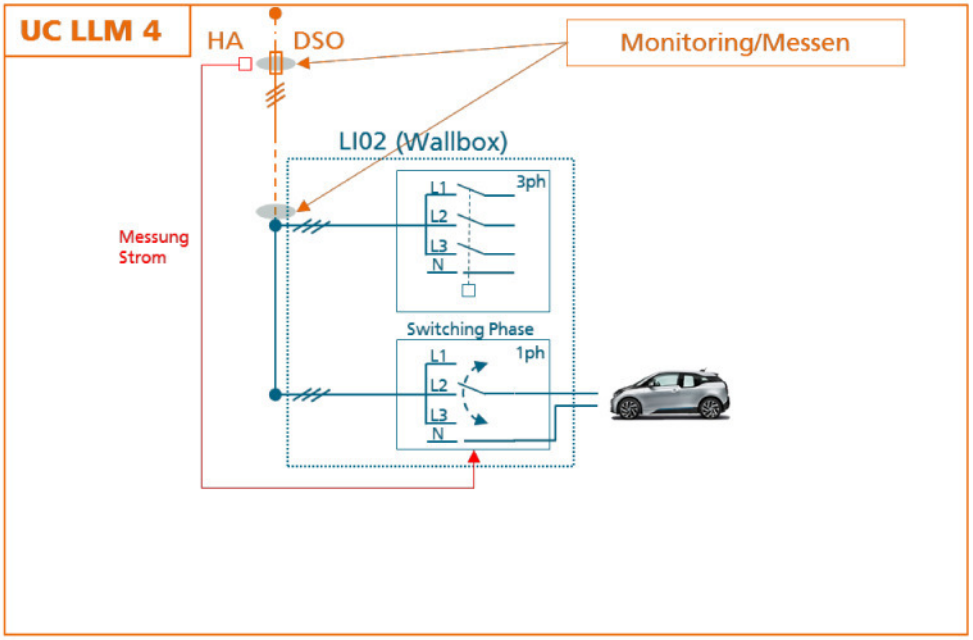


Abbildung 3.7: Entwickelter Anwendungsfall UC LLM4 („Switching CP“ für „Tiefgarage in Wallbox“ (1ph Laden)).

Art	Name	Kurzbeschreibung
LLM	**UC LLM5**	Im Dichteversuch werden die EVs in einer Tiefgarage oder auf einem Parkplatz über einen separaten HA unter Zuhilfenahme eines eigens dafür entwickelten IKT-Systems (iLLMS), welches global neben den LI-Komponenten integriert wird, geladen. In dieser Struktur werden alle LI angebunden und ermöglichen ein optimiertes 1-phasiges Laden der EVs.

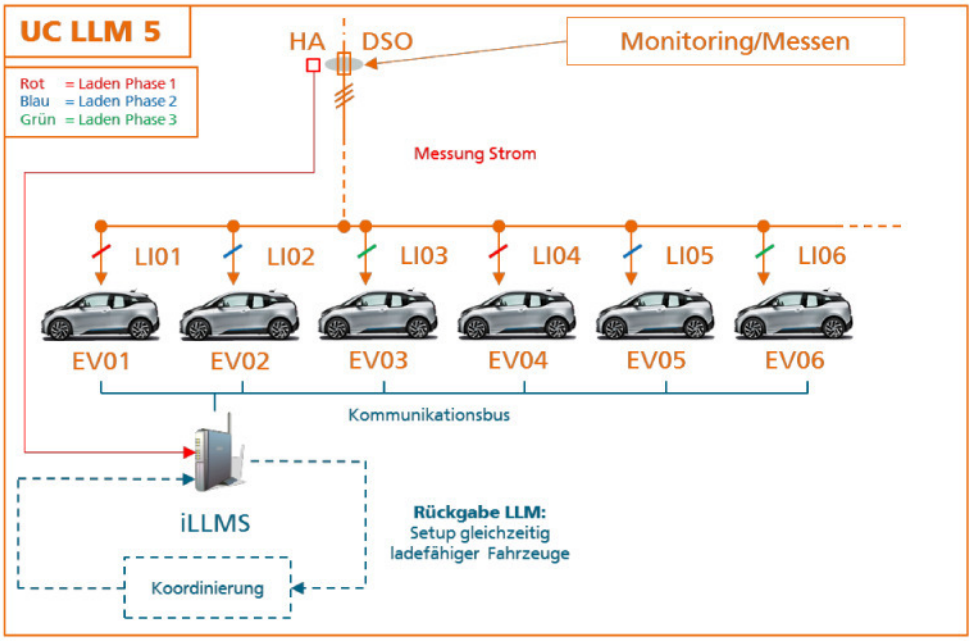


Abbildung 3.8: Entwickelter Anwendungsfall UC LLM5 („IKT Lösung“ für „Tiefgarage in Wallbox“ (1ph Laden)).

Art	Name	Kurzbeschreibung
LLM	**UC LLM6**	Im Dichteversuch werden die EVs in einer Tiefgarage oder auf einem Parkplatz über einen separaten Hausanschluss geladen. In dieser Struktur werden alle LI angebunden und ermöglichen das 3-phasiges Laden der EVs.

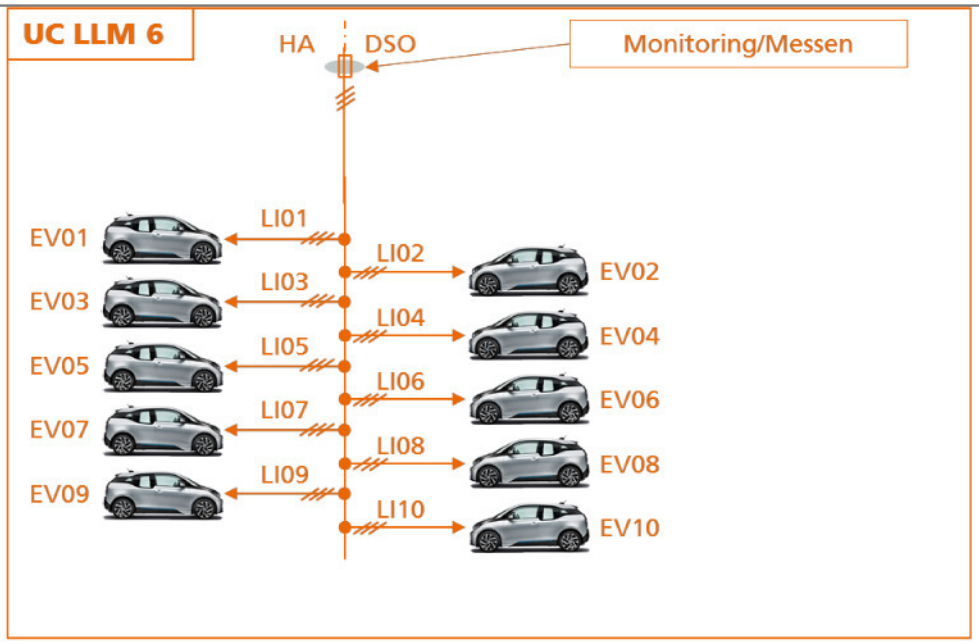


Abbildung 3.9: Entwickelter Anwendungsfall UC LLM6 („Tiefgarage“ (3ph Laden)).

Art	Name	Kurzbeschreibung
LLM	**UC LLM7**	Im Dichteversuch werden die EVs in einer Tiefgarage oder auf einem Parkplatz über einen separaten HA unter Zuhilfenahme von eigens dafür entwickelten DC-Komponenten, welche in die 3-phasigen LI-Komponenten integriert werden, geladen. In dieser Struktur werden alle LI angebunden und ermöglichen das DC Laden der EVs.

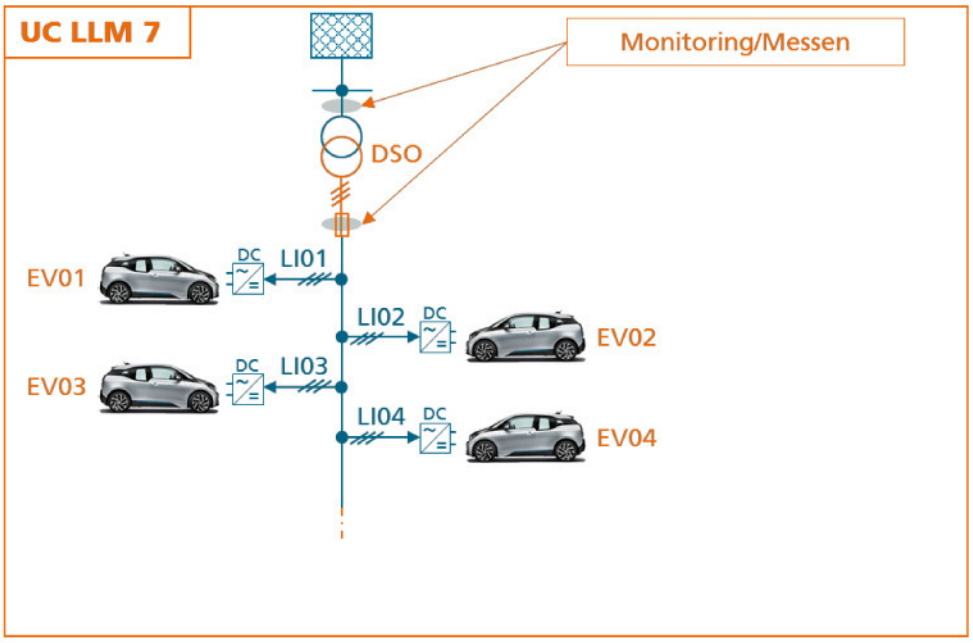


Abbildung 3.10: Entwickelter Anwendungsfall UC LLM7 („Tiefgarage“ (3ph Laden DC an LI)).

Art	Name	Kurzbeschreibung

LLM	**UC LLM8**	Im Dichteversuch werden die EVs in einer Tiefgarage oder auf einem Parkplatz über einen separaten HA unter Zuhilfenahme von einer eigens dafür entwickelten „globalen DC“-Komponente geladen. In dieser Struktur werden alle DC-LI angebunden und ermöglichen das DC Laden der EVs.

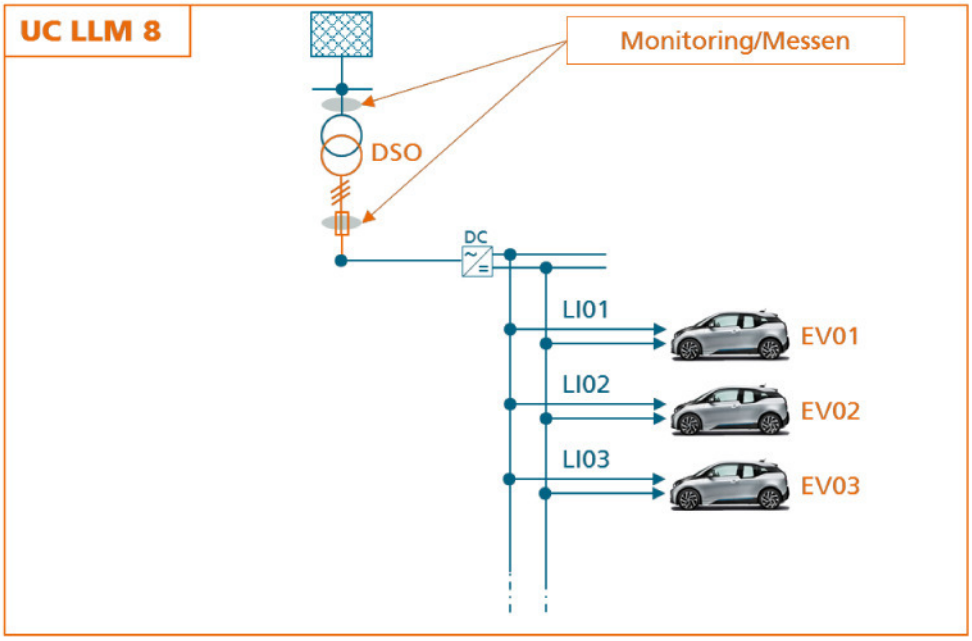


Abbildung 3.11: Entwickelter Anwendungsfall UC LLM8 („Tiefgarage“ (3ph Laden globales Laden DC)).

Alle hier aufgeführten Anwendungsfälle (UC ÖLM1 bis UC LLM8) umreisen die wesentlichen Gesichtspunkte der einzelnen Fälle. Detaillierter und ausführlicher werden diese nach gültigem Dokumentationsstandart des European Committee for Standardization (CEN) [20]) in Anhang C: beschrieben.

3.3. Erweiterung – Recherche hinsichtlich V2G

Dieser Teil beschäftigt sich mit den Ergebnissen der Recherche zur Integration der Vehicle-to-Grid (V2G) Funktionalität im Verteilernetz. Diese erwies sich als sehr umfangreich und herausfordernd, da es bis dato sehr wenige Praxisprojekte und keinerlei Vorschriften und Normen hinsichtlich der V2G-Umsetzung in Deutschland gibt. Hierbei ist auch wieder als wesentlicher Punkt zu nennen, dass ein reibungsloser und ausfallsicherer Verteilernetzbetrieb bei der Integration der V2G-Funktionalität oberste Priorität bleibt und hat. Weiterhin muss seitens der Fahrzeughersteller (OEMs) und der Ladeinfrastrukturhersteller ein bidirektionales Laden beiderseitig umgesetzt werden. Als erstes wird in diesem Kapitel auf die existierenden praktischen Umsetzungen eingegangen und als zweites wird ein Überblick über die relevanten Normen und Vorschriften aufgezeigt.

In der Praxis gibt es derzeit eine technische Umsetzung am deutschen Markt. Diese ist von der Firma e8energy aus Hamburg und das Produkt wird als „Dezentral. Intelligent. Vielseitig. Autark.“, kurz DIVA bezeichnet [21]. Bei dieser Lösung liegt der Fokus auf dem Schwerpunkt der Vehicle-to-Home (V2H) Integration in Kombination mit einer Schnellademöglichkeit für EVs via des CHAdeMO-Schnellladeanschlusses und einem stationären Pufferspeicher (von maximal 10 kW) der bei Nichtvorhandensein des EVs einspringt. Bei diesem Ansatz stehen aber keinerlei Netz-

dienstleistungen im Vordergrund sondern der reine Autargiegedanke hinsichtlich der Energieversorgung eines privaten Hauses. Das heißt zu Zeiten einer hohen Energieproduktion durch beispielsweise PV, wird diese im EV oder im Puffer-speicher gespeichert und bei Bedarf für die Verbraucher wieder intelligent entnommen.

Des Weiteren sind außerhalb Deutschlands japanische Autohersteller auf dem V2H-Gebiet sehr aktiv und verfügen ebenfalls seit diesem Jahr über komplette Lösungen. Dabei handelt es sich zum einen um den „Leaf-to-Home“-Ansatz von Nissan und zum anderen um die bidirektionale Ladung von EVs von Mitsubishi [22], [23]. Beide Hersteller nutzen für ihre Umsetzungen die vom spanischen Energieversorger Endesa S.A. entwickelte LI [24]. Diese ermöglicht das bidirektionale Laden und somit auch die Rückspeisung ins Verteilernetz. Sie beschränkt sich derzeit nur auf einen CHAdeMO-Schnellladeanschlusses.

Hinsichtlich der notwendigen Vorschriften und Normen teilt sich hier das Ganze in die Teile EV-Ladekommunikation und technische Integration in das bestehende Verteilernetz. Dies veranschaulicht die folgende Grafik (vgl. Abbildung 3.12).

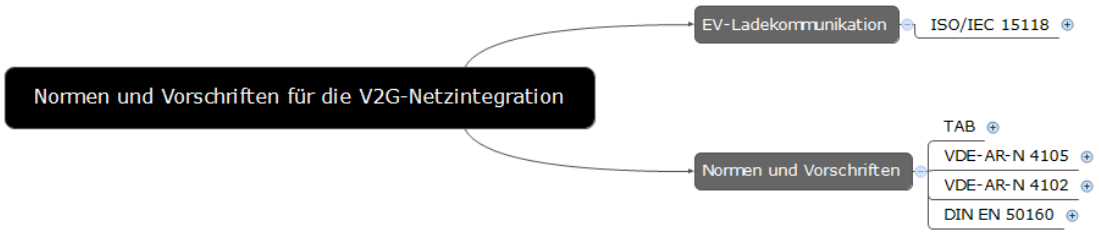


Abbildung 3.12: Relevante Normen und Vorschriften für die V2G-Netzintegrationen.

Der Anschluss von EVs unterliegt im Allgemeinen den technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetzes, wie beispielsweise den TAB [13]. Diese gelten für den Anschluss und den Betrieb von Erzeugeranlagen die an das Niederspannungsnetz des jeweiligen Netzbetreibers angeschlossen sind oder werden. Bei Betrachtung der für Verbraucher und Erzeuger relevanten Abschnitte wurden folgende Punkte herausgearbeitet (vgl. Tabelle 3.2).

Tabelle 3.2: V2G relevante Punkte aus der TAB NS Nord 2012.

Vorschrift / Norm	**Inhalt für Verbraucher und Erzeuger**
TAB NS NORD 2012 (vgl.[13])	Bemessungsleistung **einphasig** bis **max. 4.6 kVA** (siehe S. 19 (6))
	Bei Bemessungsleistungen **> 4.6 kVA** muss ein **Drehstromanschluss** vorgenommen werden (siehe S. 19 (6))
	Bei Erzeugungsanlagen mit bzw. ohne Parallelbetrieb → gilt die VDE-AR-N 4105 (siehe S. 24 (13))
	Die Reduktion der Einspeiseleistung ist mit Netzbetreiber abzustimmen (siehe S. 24 (13))

Zum aktuellen Zeitpunkt existiert in den technischen Anschlussbedingungen kein eigenes Kapitel für den Einsatz von EVs als dezentrale oder bidirektionale Erzeuger, stattdessen wird im Abschnitt 13 „Erzeugungsanlagen mit bzw. ohne Parallelbetrieb“ auf die Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 verwiesen. In ihr werden die Anforderungen für den Anschluss und den Betrieb von Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz ausführlich beschrieben. Im Abschnitt 13 (5) der

TAB-NS-Nord 2012 ist weiterhin vermerkt, dass die Umsetzung der Reduktion der Einspeiseleistung mit dem Netzbetreiber abzustimmen ist. Ob diese Anmerkung grundsätzlich oder nur für Anlagen einer gewissen Größenordnung gilt ist den TAB nicht zu entnehmen. Die Aussage muss daher an anderer Stelle nochmals überprüft werden.

Das Rückspeisen von Energie in das Niederspannungsnetz aus jeglichen Quellen zählt laut TAB als Anschluss einer Erzeugungsanlage und fällt in den Geltungsbereich der VDE-Anwendungsregel 4105 [14]. Um daher einen normgerechten Betrieb bei der Netzintegration von V2G gewährleisten zu können wurden im Folgenden alle relevanten Normen und Standards für Erzeugungsanlagen aus der Anwendungsegel VDE-AR-N 4105 siehe recherchiert und untersucht. Die nun folgende Tabelle 3.3 zeigt die ermittelten Anforderungen und Vorgaben.

Tabelle 3.3: V2G relevante Vorgaben der VDE-AR-N 4105.

Vorschrift / Norm	**Inhalt für Erzeugungsanlagen**
VDE-AR-N 4105 (vgl.[14])	• **Allgemeine Zuschaltbedingungen:** ○ **$\Delta\varphi$ = +/- 10°** ○ **Δf = +/- 500 mHz** ○ **ΔU = +/- 10 % U_N** • Bei Anlagen mit Umrichtern muss **$k_{max} \leq$ 1,2** sein (siehe S. 39 (8.3.2/4))
	• Erzeugungsanlagen sind grundsätzlich als Drehstromsystem (d.h. dreiphasig) anzuschließen ○ Bei **Einphasigem Anschluss** muss die **Summe aller Erzeuger kleiner 4,6 kVA** (entspricht eine I_{max} von 20 A) je Außenleiter sein ○ **Maximal** können **3 x 4,6 kVA einphasig** angeschlossen werden, jede zusätzliche Erweiterung ist als Drehstromanschluss auszulegen (siehe S. 22 (5.5))
	• **Symmetrische Einspeisung bei** Drehstrom-Erzeugern mit **einphasigen Umrichtern muss gewährleistet sein** (siehe S. 25 (5.6.3))
	• **Zulässige** von Erzeugungsanlagen verursachte **Spannungsänderung $\Delta U \leq$ 3 %** (siehe S. 19 (5.4.2))
	• **Leistungsdifferenz zwischen den Außenleitern max. 4,6 kVA** → I_{max} = 20 A (siehe S. 21 (5.4.5))
	• Die **Wirkleistungsabgabe** beschreibt Kapitel (5.7.3) auf Seite 26 ○ Im Bereich **47,5 Hz $\leq f_{Netz} \leq$ 50,2** Hz → keine Einschränkungen ○ Für **f_{Netz} von 50,2 Hz bis 51,5** Hz → „Fahren auf der Kennlinie“ ○ Bei **$f_{Netz} \leq$ 47,5 Hz oder $f_{Netz} \geq$ 51,5 Hz** → Trennung vom Netz
	• Der **Verschiebungsfaktor cosφ** der Anlage in Abhängigkeit der Wirkleistung (siehe S. 28 (5.7.5))

	• Für **Erzeugungsanlagen S < 30 kVA** ist **kein zentraler NA-Schutz** erforderlich – integrierter Schutz reicht aus (siehe S. 30 (6.1))

Auch für Erzeugungsanlagen gelten die Grenzwerte für den einphasigen Anschluss elektrischer Anlagen bezüglich der Anschlussleistung pro Außenleiter und der Leistungsdifferenz zwischen den Außenleitern. Zur Fragestellung der symmetrischen Einspeisung von Erzeugern mit Umrichtern (resp. EVs) bietet der Anhang B der VDE-AR-N 4105 eine genauere Übersicht in die netzseitigen Anschlussmöglichkeiten. Der Abschnitt B1 „Maximale Anschlussleistung $S_{Amax} \leq 4{,}6$ kVA“ zeigt den einphasigen Anschluss einer PV-Anlage mit Umrichter und einer maximalen Anschlussleistung kleiner 4,6 kVA. In diesem Fall wird der Abschnitt 5.5 „Anschlusskriterien“ der VDE-Anwendungsregel angewandt, welcher einen einphasigen Anschluss dieser Anlage zulässt.

Auch der Abschnitt B2 „Maximale Anschlussleistung $S_{Amax} \leq 13{,}8$kVA“ (dreiphasige Leistung mit I_{max} = 20 A) zeigt einen zulässigen Anschluss von drei einphasigen PV Anlagen. Hier kommt neben Abschnitt 5.5 auch der Abschnitt 5.4.5 zur Anwendung, welcher die Leistungsdifferenz zwischen den Außenleitern auf max. 4,6kVA begrenzt und so für eine gleichmäßige Verteilung der Erzeuger auf die Außenleiter sorgt. Wird nun wie im Abschnitt B3 „Erzeugungsanlage mit kommunikativer Kopplung der einphasigen Umrichter“ die tolerierte einphasige Anschlussleistung von 4,6kVA pro Außenleiter überschritten, so müssen die Erzeugungsanlagen als Drehstromsystem angeschlossen werden, um eine zu erwartende Asymmetrie vorbeugend zu vermeiden. Bei Anlagen mit einphasigen Umrichtern ist dies über eine kommunikative Kopplung zu erreichen. Erzeugungsanlagen mit Drehstrom-Umrichtern müssen ebenfalls symmetrisch in die drei Außenleiter einspeisen, benötigen diese Kopplung jedoch nicht.

Durch den Anschluss von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen kommt es im realen Betrieb zu Veränderungen der Spannung im Anschlusspunkt. Für einen normgerechten Anschluss wurden die Grenzwerte dieser möglichen Veränderung für das Niederspannungsnetz aus der Norm DIN EN 50160 recherchiert (vgl. [18]). Die hier anzuwendenden Vorgaben befinden sich in Tabelle 3.4.

Tabelle 3.4: Zu beachtende Grenzwerte aus der DIN EN 50160 bei V2G Integration.

Vorschrift / Norm	Inhalt
DIN EN 50160 (vgl. [18])	• **Änderung** der Versorgungsspannung **max. +/- 10 % U_n** (siehe S. 13 (4.2.2.1))
	• **Asymmetrie** der Versorgungsspannung **max. 2 %** (siehe S. 14 (4.2.4))

Der Grenzwert der Asymmetrie bezieht sich hierbei auf 10-Minuten-Mittelwerte innerhalb eines Wochenintervalls.

Um alle Grenzwerte nicht nur anschlussseitig sondern auch auf Seiten der Infrastruktur vollständig zu erfassen, wurde weiterhin auch die Anwendungsregel VDE-AR-N 4102 auf betriebliche Grenzwerte untersucht [25]. Hier jedoch wird hauptsächlich auf die bereits bekannten Normen DIN EN 61851-1 (VDE 0122-1) sowie DIN EN 61851-22 (VDE 0122-2-2) verwiesen. Es wurden zwei wichtige Punkte für die Rückspeisung identifiziert. Dies zeigt die Tabelle 3.5.

Tabelle 3.5: V2G Kriterien der VDE-AR-N 4102.

Vorschrift / Norm	Inhalt
VDE-AR-N 4102 (vgl.[25])	• Besondere Anforderungen an Ladestationen für EVs (siehe S. 8 (5.7)) • **Beachten** der **DIN EN 61851-1** (VDE 0122-1) und **DIN EN 61851-22** (VDE 0122-2-2) • **Steckvorrichtung nach IEC 62196-2**, Typ 2 empfohlen

Für den Kommunikationstechnischen Teil zwischen EV und LI wird derzeit der ISO-Standard „ISO IEC 15118“ favorisiert [26]. Dieser beschreibt vollumfänglich die zu erwartenden relevanten Anwendungsfälle, das Kommunikationsprotokoll und die abzubildenden Anforderungen. Mit Hilfe dieser Kommunikationsvorschrift lassen sich alle Prozesse für einen angedachten V2G-Betrieb im Verteilernetz abbilden.

Die ISO 15118 funktioniert global gesehen im Client-Server-Prinzip. Dabei stellt die LI die Serverrolle und das zu erwartende EV die Clientrolle dar. Weiterhin besteht das ganze Konstrukt aus primären und Sekundären Akteuren. Zu den primären Akteuren zählen beispielsweise das EV, die LI (hier als SE – Supply Equipment beschrieben) und der Nutzer und zu den sekundären Akteuren zählen größten Teils die wirtschaftlichen Akteure, wie der OEM, der DSO oder Messstellenbetreiber. Die Abbildung 3.13 veranschaulicht alle Akteure nach ISO 15118.

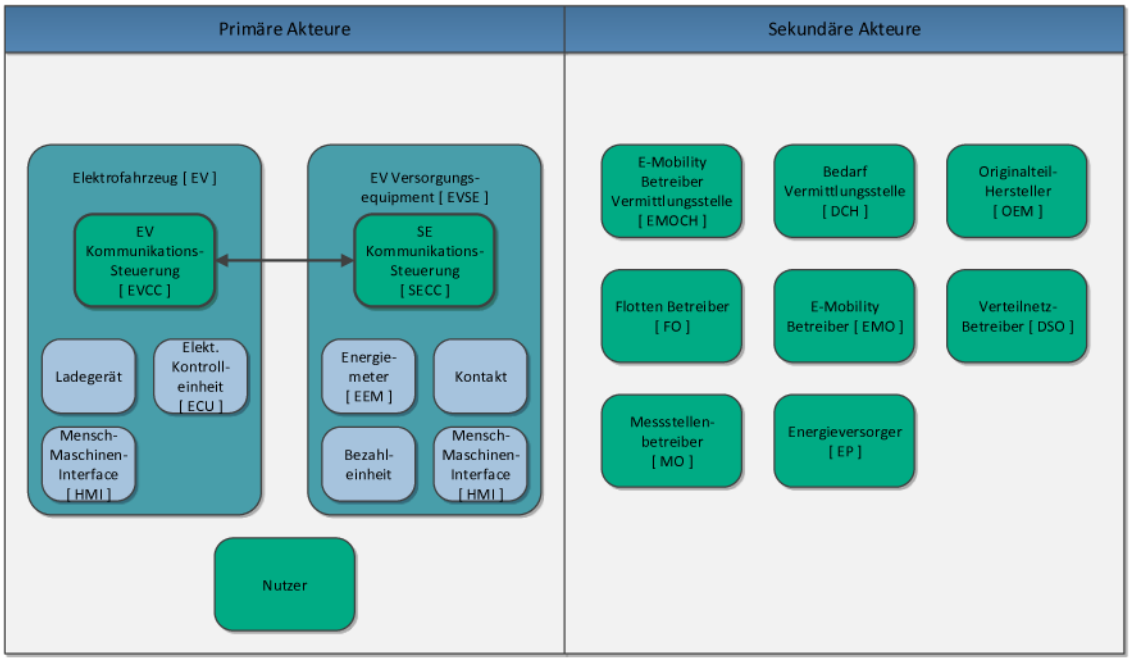


Abbildung 3.13: Alle relevanten Akteure nach ISO 15118 für die Integration von V2G.

Die ISO 15118 unterteilt sich für den V2G-Einsatz in die folgenden Unterpunkte beziehungsweise Einzelprozesse. Diese werden in der Tabelle 3.6 hinsichtlich ihrer Inhalte aufgelistet.

Tabelle 3.6: Einzelprozesse des Ladevorganges nach ISO IEC 15118

Prozessname	Inhalt/Abfolge
Initialisierung des Vorganges	• Start des Ladens durch physischen Plug-In • Signalisierung entsprechend IEC 61851 und Ergänzung um höhere Kommunikationsebene (HLC) • HLC verfügbar → PWM auf 5 % für bidirektionale Kommunikation

	• Mode 3/4 nach IEC 61851-1 wird gewählt
Kommunikationsaufbau	• Zwischen EVCC und SECC nach ISO 15118-2 • Austausch der Protokollversion nach ISO 15118-2
Zertifikatabgleich	• SECC prüft aktuelles Zertifikat des EV → wenn es abgelaufen oder fehlerhaft ist → erfolgt eine Fehlermeldung an EVCC • EVCC stellt Update-Installationsanfrage an SECC • SECC übermittelt neues Zertifikat eines SA
Identifikation und Autorisierung des Nutzers A	• PnC (Plug and Charge) Autorisierung ○ Nutzung von Vertrags-Zertifikaten ○ Nutzer aktiviert Ladevorgang → Identifikation durch EVCC ○ Optional: Weitergabe der IDs zur Autorisierung an SA
Identifikation und Autorisierung des Nutzers B	• AC/DC Laden mit HLC ○ Austausch von I_{max} zwischen EVCC und SECC ○ SA/EV erstellen einen optimierten Ladeplan für SECC ○ Abhängigkeit von äußeren Faktoren (Max. Ladestrom, Netzauslastung, Lokale Energieerzeugung, Aktueller Tarif, Angaben des Nutzers z.B Abfahrtszeit)
Ladezyklus	• Ausführung des Ladevorgangs bis zum Erreichen der Endbedingung • Zyklischer Statusaustausch zwischen EVCC und SECC ○ Ladevorgang kann unterbrochen werden (Neuplanung, Fehlerhafte Statusabfragen) • Ausführen von Komfort Service auf Anfrage des Nutzers ○ Vorausbuchen der nächsten Station, Informationen übe Ladevorgang, etc…
Ende des Ladens	• Nutzer oder EV beenden Ladevorgang • EVCC meldet Ende an SECC (schließt die Verbindung sicher und leitet Bezahlvorgang ein)

Abschließend wurden die Ergebnisse der Recherche und der Analyse in einer Übersichtsgrafik (siehe Abbildung 3.14) vereinfacht und anschaulich zusammen getragen um für ein einheitliches Verständnis zu sorgen.

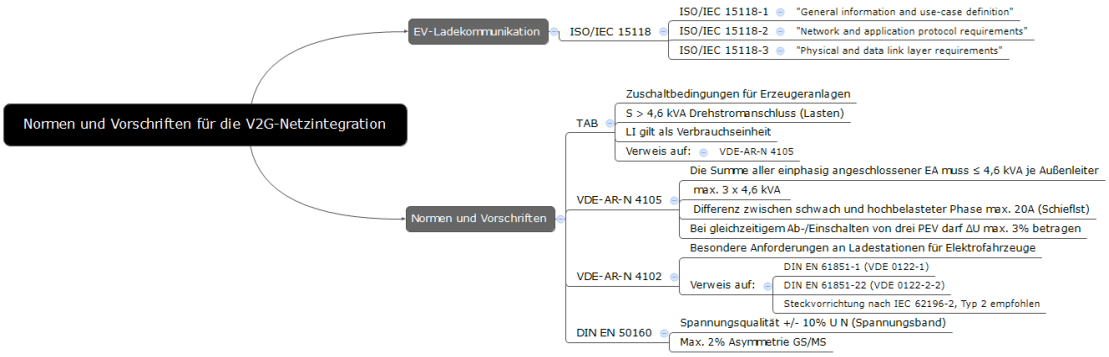


Abbildung 3.14: Grafische Zusammenfassung der gültigen Normen und Vorschriften für die Netzintegration von V2G.

3.4. Erweiterung – Ableitung betrieblicher Normen hinsichtlich V2G

Durch die im Abschnitt 3.3 genannten Normen und Standards ergeben sich für den V2G-Betrieb mit unter restriktive physikalische Grenzwerte. In diesem Kapitel sollen einige dieser Grenzwerte genannt und ihr Zusammenhang mit den analysierten Normen aufgezeigt werden. Ein Großteil dieser Grenzwerte hat insbesondere Einfluss auf das Erstellen des erforderlichen Ladeprofils des EVs unter Berücksichtigung des V2G-Betriebs. Die Grenzwerte werden nachfolgend aufgelistet:

1. **Die minimale Reichweite:** Der Grenzwert der minimalen Reichweite stellt einen SOC dar, der nach Beginn eines Ladevorgangs so schnell wie möglich erreicht werden muss. Er ist individuell vom Nutzer einstellbar und dient als Sicherheit für den Nutzer in Notfällen (vgl. die Dissertation von M. Mültin [27]). Erst nach Erreichen dieser Grenze kann das EV bis zum Abfahrtseitpunkt flexibel in den V2G-Betrieb eingebunden werden. Zu beachten ist jedoch, dass auch durch das Rückspeisen von elektrischer Energie ins Netz die Mindestreichweite nicht unterschritten werden darf.
2. **Die Batteriekapazitätsbeschränkung:** Dieser Grenzwert ergibt sich rein aus den existierenden physikalischen Grenzen, da die Batterie eines EVs nicht über ihre Kapazität hinaus mit elektrischer Energie aufgeladen werden kann. Ebenso wenig kann mehr Energie zurückgespeist werden, als in ihr gespeichert ist. Die für den V2G-Betrieb relevantere untere Grenze wird dabei bereits von der Restriktion der minimalen Reichweite gebildet.
3. **Das vollgeladene Elektrofahrzeug:** Das Ladeprofil des EVs muss so gewählt werden, das trotz des V2G-Betriebs der gewünschte SOC zum gewünschten Abfahrtszeitpunkt erreicht wird. Diese Restriktion kann nur erfüllt werden, wenn genügend Zeit zum Laden der Batterie zur Verfügung steht.
4. **Die maximale und minimale Ladeleistung:** Die maximale und minimale Ladeleistung muss für jedes EV individuell in seinem Ladeprofil berücksichtigt werden. Für den V2G-Betrieb stellen die möglichen Entladeleistungen eine zusätzliche Restriktion dar. Die beiden Leistungsgrenzen sind frei vom Nutzer über eine Schnittstelle einstellbar (siehe [27]).
5. **Die Länge der Ladezeitintervalle:** Zur Optimierung des Ladeprofils wird dieses in feste Zeitintervalle aufgeteilt, in denen jedes EV innerhalb seiner Ladeleistung Laden oder Rückspeisen kann. Ein Optimierungsalgorithmus berechnet anschließend aus allen möglichen Konstellationen von Lade- oder Rückspeisevorgängen jenes Ladeprofil, welches die gegebenen Voraussetzungen und Restriktionen optimal einhält. Hierbei wächst der Rechenaufwand stark, je kürzer die möglichen Zeitintervalle gewählt werden. Damit die Optimierung auch während des Ladevorgangs auf die Änderung äußerer Faktoren, wie z.B. die lokale Energieproduktion, die Netzauslastung oder einen neuen Tarif reagieren kann, muss ein einzelnes Zeitintervall mindestens der Rechendauer des Algorithmus entsprechen. Als optimales Zeitintervall für einen evolutionären Algorithmus wurden nach derzeitigem Stand ca. 5 Minuten berechnet (siehe [27]). In dieser Zeit kann keine Änderung an der bezogen bzw. eingespeisten elektrischen Energie vorgenommen werden. Diese Intervalllänge muss jedoch nicht für alle Algorithmen eine tatsächliche Grenze darstellten.

3.5. Erweiterung des LLM/ÖLM und die V2G-Funktionalität

Um das LLM-Konzept um die V2G Funktionalität erweitern zu können, müssen sowohl in den EVs als auch in den LIs die Prozesse das Bidirektionales Ladens voll umfänglich implementiert sein. Die Umsetzung der V2G-Funktionalität konnte jedoch während der Projektlaufzeit im VNB-Kontext real nicht implementiert werden. Um jedoch erste Aussagen treffen zu können, wurde die V2G-Funktionalität für simulationsseitige Analysen realisiert. Dabei wurden alle zuvor ausführlich

erläuterten Normen und Richtlinien softwareseitig in das hier entwickelte Tool überführt. Dies wird weiterführend im Abschnitt 5 näher erläutert.

4. Netzautomatisierungskonzept Verteilnetz

Um alle geplanten Analysen hinsichtlich der Integration des ÖLM und LLM-Ansatzes durchführen und umsetzen zu können war eine ausführliche und gut strukturierte Konzeptionierungsphase zwingend notwendig. Diese wurde in enger Abstimmung mit allen beteiligten Projektpartnern und „Rolleninhabern“, wie den BE-Betreibern und dem ÜNB, durchgeführt. Dabei wurde der Fokus auf einen definierten Abarbeitungsprozess gelegt bei dem am Anfang die Anforderungsanalyse, anschließend die Priorisierung und im letzten Schritt die Umsetzung erfolgte. Dieses Arbeitspaket wurde durch ein eigens dafür installiertes Änderungsmanagement hinsichtlich aller umzusetzenden Funktionalitäten währende der gesamten Phase unterstützt. So war ein schnelles agieren und die Einhaltung des Zeitplanes garantiert. Dies war auch notwendig, da sich während der Anforderungsanalysephase ein sehr großes Zielbild mit einer Vielzahl an komplexen Funktionalitäten und Schnittstellen herauskristallisierte.

4.1. Integration LLM/ÖLM in Ansätze der Verteilnetzautomatisierung

Um den ÖLM Ansatz in die Verteilernetzautomatisierung integrieren zu können wurde als erstes die konkrete Funktionalität und der Installations- bzw. Betriebsort dieses Ansatzes erarbeitet und genau definiert. Das bedeutet, dass das hier eingesetzte ÖLM als globale Kapazitätsvorgabe am Ortsnetztrafo für das unterlagerte Verteilernetz agiert. Dies weicht vom zuvor definierten Anwendungsfall "UC ÖLM1" in Abbildung 3.3 hinsichtlich der zusätzlich angedachten Monitoring Funktion am HA ab und resultiert aus der Tatsache heraus, dass zum einen der Ortsnetztrafo der zentrale Punkt in einem Verteilernetz ist und es zum anderen technisch nicht möglich war die begleitende permanente Messüberwachung zu etablieren. Dies wäre sehr aufwendig und kostenintensiv gewesen und weiterhin kamen die akquirierten Feldtestteilnehmer, nicht wie anfänglich geplant, aus einem Netzgebiet bzw. aus einem Ortsnetz.

Am Ende der ausgedehnten Konzeptionierungsphase entstand, mit allen an dem Teilprojekt beteiligten Projektpartner, ein gemeinsames Zielverständnis. Dieses definiert genau die Zuständigkeiten und Abhängigkeiten der einzelnen Komponenten untereinander und verdeutlich die komplexe Struktur des Gesamtsystems bei dem das ÖLM in Kombination mit der Systemdienstleistungserbringung und der Elektrofahrzeugbeladung agiert. Dies wird alles im folgenden Zielbild in der Abbildung 4.1 dargestellt.

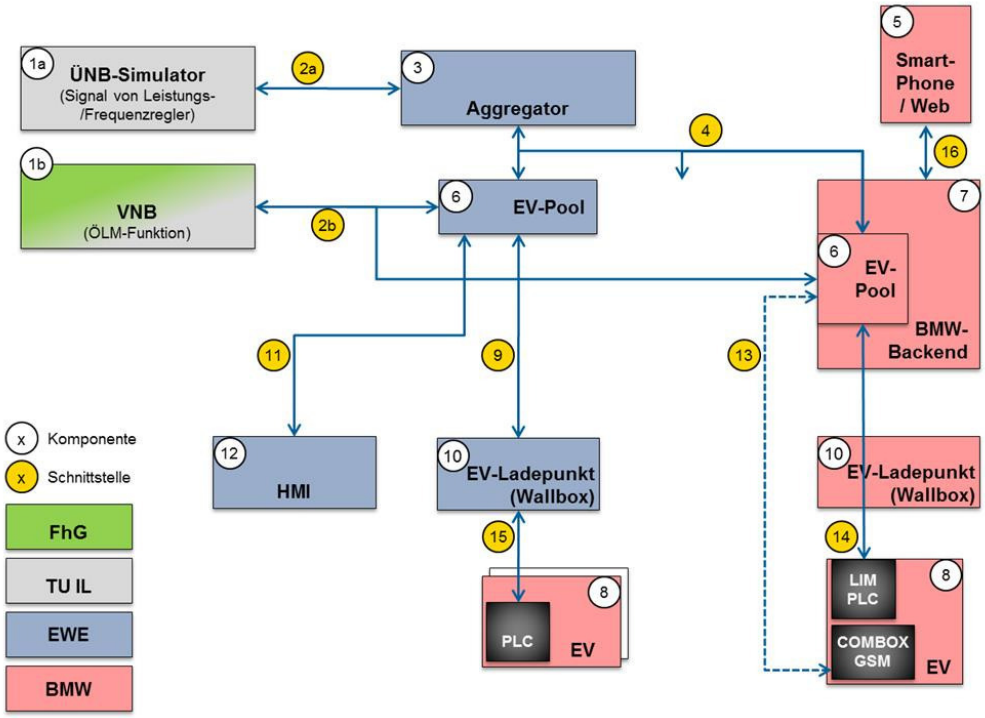


Abbildung 4.1: Gesamtzielbild für die Umsetzung mit ÖLM.

Um das ÖLM-Verfahren für den praktischen Feldtestversuch als VNB umzusetzen, wurde sich auf Grund der zuvor erwähnten großen geografischen Streuung der Feldtestteilnhemer, darauf geeinigt das globale Kapazitätsband für den entsprechenden Ortsnetztrafo mit Hilfe eins Modellnetzes unter Zuhilfenahme der Ladefahrpläne der sich im Feld befindlichen Elektrofahrzeuge in Kombination einer Lastflussnetzsimulation zu generieren. Abschließend wurde das VNB-System darauf ausgelegt via einer definierten Schnittstelle, hier ein IP-beschränkter Webservice, regelmäßig die Daten der Fahrzeuge und das ÖLM-Signal untereinander auszutauschen. D.h. in Bezug auf Abbildung 4.1 konzentrierte man sich auf die Punkte 1b und 2b.

Um auch hier dem Integrationsprozess gerecht zu werden wurden unterstützend für das ÖLM VNB-seitig drei zu erwartende Anwendungsfälle aufgenommen. Diese fassen einzelne Anforderungen zusammen die weiterhin in das Gesamtsystem mit eingebettet sind. Diese Anwendungsfälle sind in der Tabelle 4.1 aufgelistet.

Tabelle 4.1: Erarbeitete Anwendungsfälle der ÖLM-Umsetzung für den realen Feldtest.

Art	**Name**	**Kurzbeschreibung**
ÖLM	**UC_VNB_01**	Die VNB-Simulation sendet ein Broadcastsignal über die verfügbare Netzkapazität der nächsten 24h, zyklisch täglich an den EV-Pool. Je Ortsnetz in denen Elektrofahrzeuge des EV-Pools installiert sind, erfolgt die Schätzung der möglichen Netzkapazität für die Anwendungsfälle Ladung 1ph Elektrofahrzeuge, 3ph Elektrofahrzeuge.
Anforderungen		**Details**
VNB_01		**Kurzbezeichnung:** „Ladevorgänge ex-post“
		Beschreibung: Der Aggregator bzw. der EV-Pool überträgt an die VNB-Simulation die resultierenden Leistungsprofile mittels einer Webschnittstelle. Die erforderlichen Daten sind: Scheinleistung, Cosphi der Ladeschnittstelle des Fahrzeugs AC-seitig, Tastintervall des übertragenen Leistungsprofils, Startzeit der Ladeleistung, Zählpunkt

		Akteure: VNB-Simulation → EV-Pool
VNB_02		**Kurzbezeichnung:** „Broadcast Netzkapazität“
		Beschreibung: Zyklisch alle 24 Stunden um 0:00 erfolgt ein Broadcast der VNB-Simulation über die verfügbare Netzkapazität. Die verfügbare Netzkapazität ist eine Funktion der Messwerte, bekannter Leistung bzw. Schleppzeiger mit/ohne Zeitinformationen innerhalb des Ortsnetzes. Die Netzkapazität wird gemeldete als Tupel aus Zählpunkt, Ortsnetz, Scheinleistung, Startzeit und Endzeit.
		Akteure: EV-Pool → VNB-Simulation
VNB_03		**Kurzbezeichnung:** „Messdaten Probebetrieb“
		Beschreibung: Die VNB Simulation wird gespeist mit Messdaten aus dem Probebetrieb.
		Akteure: VNB-Simulation → VNB Probebetrieb (VNB-intern)
Art	**Name**	**Kurzbeschreibung**
ÖLM	**UC_VNB_02**	Die VNB-Simulation berechnet die Netzbelastung in einer „virtuellen Umgebung“. Der VNB wird durch eine VNB-Simulation im Probebetrieb repräsentiert. Die VNB-Simulation ist zusammengestellt aus einem Satz an Annahmen, Topologien und Lastdaten. Diese sind abgestimmt mit den Partnern im Verbundprojekt.
Anforderungen		**Details**
VNB_04		**Kurzbezeichnung:** „Input VNB real Topologie“
		Beschreibung: Die VNB-Simulation benötigt Aussagen zum Untersuchungsgebiet. Dieses soll als CIM oder in einem anderen maschinenlesbaren Format übergeben werden. Das Untersuchungsgebiet erstreckt sich von der Ortsnetzstation bis hin zu den Hausanschlüssen.
		Akteure: VNB → VNB-Simulator
VNB_05		**Kurzbezeichnung:** „Input VNB real Vorbelastung des Netzes“
		Beschreibung: Die Vorbelastung des Untersuchungsgebietes ist zu definieren. Dazu werden Aussagen benötigt, wie die Belastung der Leiter L1, L2, L3 zueinander stehen. Diese Aussagen sind Input für die Systemsimulation und Parametrierung.
		Akteure: VNB → VNB-Simulator
VNB_06		**Kurzbezeichnung:** „Input VNB real Anschluss Wallboxen“
		Beschreibung: Die im Probebetrieb vorhandenen Wallboxen werden im „virtuellen“ Untersuchungsgebiet verteilt. Ort und Anschluss sind zu definieren. Zu definieren ist, welchen Vermischungsgrad durch den typischen Elektriker erreicht wird – Eine These ist, dass hier nur eine geringe Vermischung zustande kommt. Zusammen mit dem Typ-1 Stecker der BMW Fahrzeuge ist zu erwarten, dass innerhalb einer Netzschleife ausschließlich auf L1 geladen wird.
		Akteure: VNB → VNB-Simulator
VNB_07		**Kurzbezeichnung:** „Simulation / Mathematik“
		Beschreibung: Die Netzsimulation erfolgt dreiphasig inklusive Nullleiter.
		Akteure: VNB → VNB-Simulator
VNB_08		**Kurzbezeichnung:** „Auswertung“
		Beschreibung: Die Simulationsergebnisse sollen über eine Schnittstelle in ein zentrales Backend überführt werden. (bspw. EWE-Datenbackend)

		Akteure: VNB → VNB-Simulator
VNB_09		**Kurzbezeichnung:** „Validierung“
		Beschreibung: Die Simulationsergebnisse sollen in der Phase 3 (Dichtversuch) auf Plausibilität untersucht werden.
		Akteure: VNB → VNB-Simulator
Art	**Name**	**Kurzbeschreibung**
ÖLM	**UC_VNB_03**	Der Probebetrieb wird durch Messungen in Phase 3 unterstützt. Das Ladesystem der zehn 1-phasig ladenden Fahrzeuge ist im Probebetrieb in der Phase 3 einer sogenannten Netzschleife installiert. Der speisende Ortsnetztransformator soll durch ein Messsystem ergänzt werden. Alle in der Netzschleife vorhandenen Netzausläufer, Lasten und Einspeiser sind in dem Netz mit Messtechnik auszurüsten, so dass eine Validierung der Simulation erfolgt.
Anforderungen		**Details**
VNB_10		**Kurzbezeichnung:** „Messung elektrischer Größen der Ortsnetzstation.“
		Beschreibung: Gemessen werden die elektrischen Größen des Drehstromsystems im Untersuchungsbereich in der Ortsnetzstation. Die elektrischen gemessenen Größen sind Momentanwerte: UL1, UL2, UL3, I1, I2, I3, I0. Aus diesen berechnet werden Effektivwerte für UL1, UL2, UL3, I1, I2, I3, I0. UL12, UL23, UL31 und cosphi bzw. lamda.
		Akteure: VNB → VNB-Simulator
VNB_11		**Kurzbezeichnung:** „Messung elektrischer Größen je Fahrzeug“
		Beschreibung: Gemessen werden die elektrischen Größen des Drehstromsystems im Untersuchungsbereich in der Ortsnetzstation. Die elektrischen gemessenen Größen sind Momentanwerte: UL1, UL2, UL3, I1, I2, I3, I0. Aus diesen werden Effektivwerte für UL1, UL2, UL3, I1, I2, I3, I0, UL12, UL23, UL31 und cosphi bzw. lamda berechnet.
		Akteure: VNB → VNB-Simulator
VNB_12		**Kurzbezeichnung:** „Messung elektrischer Größen je Haushalt in der betroffenen Netzschleife“
		Beschreibung: In den Haushalten in der betroffenen Netzschleife werden durch Installation von bspw. Smart Metern die elektrischen Größen UL1, UL2, UL3, I1, I2, I3, I0 gemessen. Aus diesen wrden berechnet Effektivwerte für UL1, UL2, UL3, I1, I2, I3, I0. UL12, UL23, UL31 und cosphi berechnet.
		Akteure: VNB → VNB-Simulator
VNB_13		**Kurzbezeichnung:** „Übertragung der Messgrößen“
		Beschreibung: Die Messgrößen sollen in ein Backend übertragen werden. Dabei soll die Auflösung <= 1 Minute sein.
		Akteure: VNB → VNB-Simulator
VNB_14		**Kurzbezeichnung:** „Genauigkeit der Messgrößen“
		Beschreibung: Das Messsystem soll eine Genauigkeit von 2% nicht überschreiten.
		Akteure: VNB → VNB-Simulator

Abschließend wurden in diesem Schritt alle während der Zielbilderstellung erfassten Schnittstellen zueinander zugeordnet um ein strukturiertes Verständnis zu erhalten. Dabei wird in den virtuellen und realen Bereich unterschieden. Diese Abhängigkeiten werden in der Abbildung 4.2 aufgezeigt.

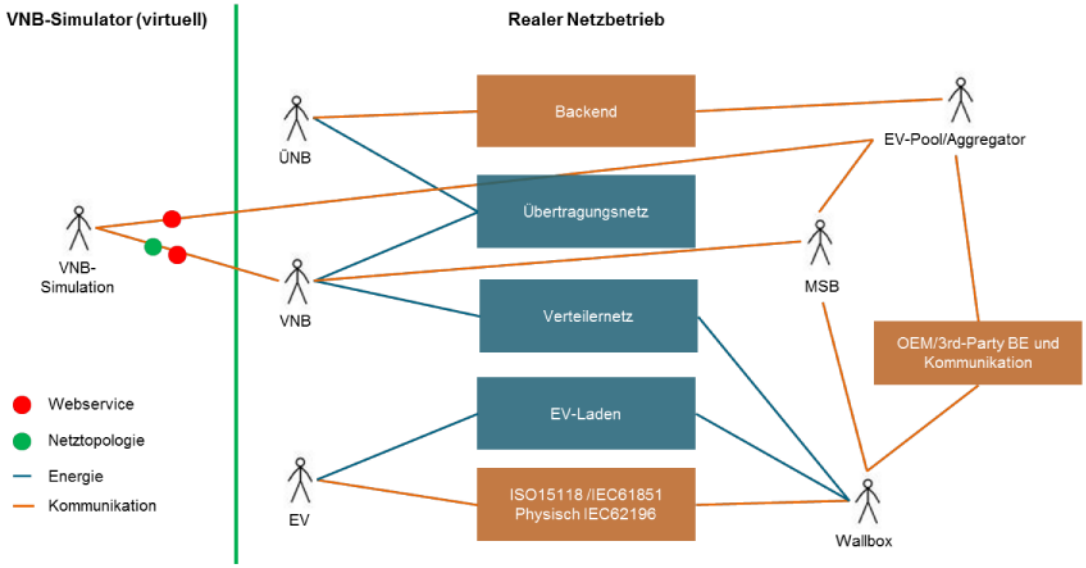


Abbildung 4.2: Übersicht und Einordnung Schnittstellen für die ÖLM-Integration.

4.2. Spezifikation einer IT Architektur (Kommunikation, Datenverarbeitung, Datenmodell)

Unter dem Aspekt der Untersuchung netzrelevanter Fragestellungen hinsichtlich der Integration der Elektromobiltät in den oben aufgeführten Netzstrukturen wurde die 3-phasige Netzberechnung ebenfalls etabliert. Dies war bzw. ist notwendig, um die netztechnischen Herausforderungen in der Netzebene 7 im vollen Umfang abarbeiten und untersuchen zu können. Im Kontext des Projektes Gesteuertes Laden V3.0 wird für dieses Netzberechnungsverfahren ein automatisiertes Vorgehen, welches die Betriebsführungsbelange im vollen Umfang integriert, erarbeitet. Dabei fließen alle derzeit etablierten und relevanten Vorschriften und Normen, wie die DIN EN 50160 [18], die TAB und die VDE-AR-N 4105 in die Berechnungsverfahren mit ein.

Außerdem wurde die abgestimmte IT-VNB-Funktionalität, die im Abschnitt 4.1 im Zielbild des „Gesteuertes Laden V3.0“ beschrieben ist, vollständig umgesetzt. Dafür war es vorbereitend notwendig eine neue und speziell auf diese definierten Anforderungen abgestimmte IT-Infrastruktur zu entwerfen und aufzubauen. Hierbei wurde sich auf die notwendige geforderte Sicherheit und die Performance fokussiert. Alle Datenübermittlungen werden über eine Webservice-Schnittstelle abgebildet und bereitgestellt. Des Weiteren ist die Datensenke physisch entkoppelt von den Berechnungs- und Simulationsmodellen. Die umgesetzte IT-Infrastruktur zeigt die Abbildung 4.3 im vollen Umfang.

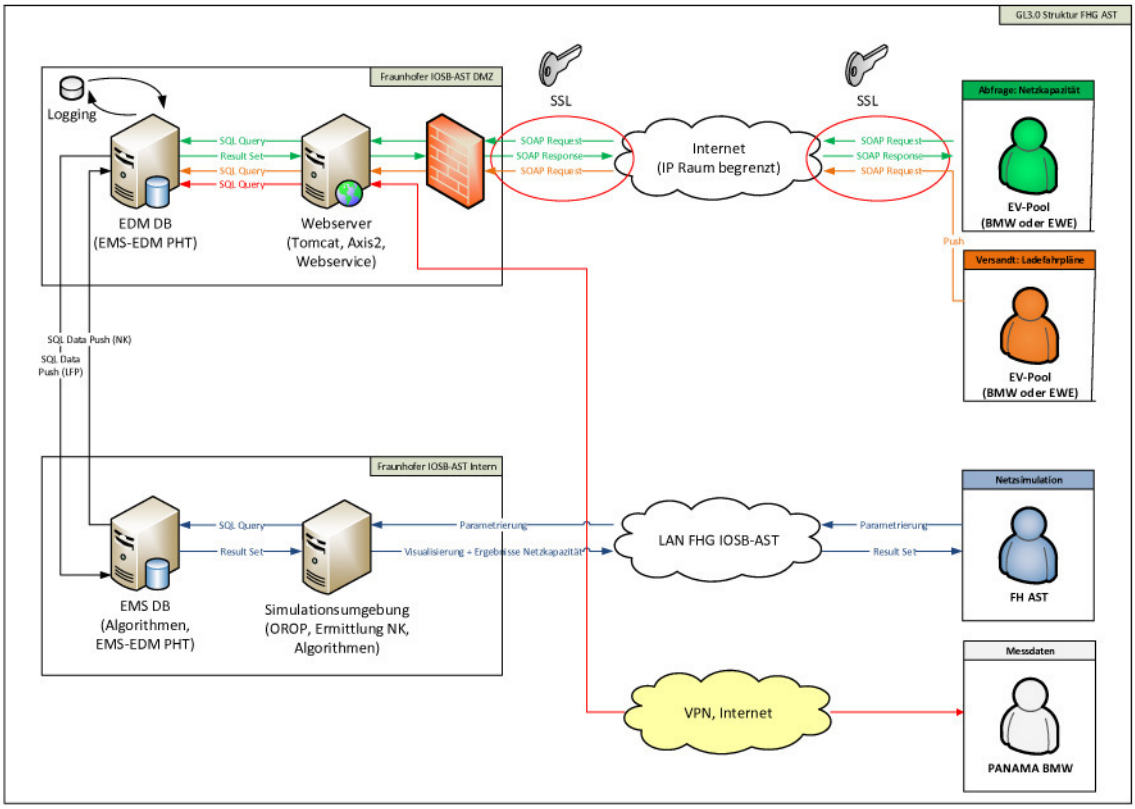


Abbildung 4.3: Implementierte IT-Infrastruktur des VNBs im Projekt.

Die Finalisierungsphase der VNB-Schnittstelle wurde durch die festverankerten Integrationsstufen (IS1 bis IS4) und der damit einhergehenden parallelen Fehlerbeseitigung abgeschlossen. Somit ist die Kommunikation zwischen dem VNB und den beiden EV-Pools vollständig gesichert. Als ein wichtiges Ergebnis lässt sich hierbei die VNB-seitige Entgegennahme und Verarbeitung der Ladefahrpläne nennen. Die Übermittlung der Ladefahrpläne erfolgt täglich an den VNB via der zuvor erwähnten Schnittstelle. Dabei handelt es sich um „ex post“- Ladefahrpläne. Diese treten in den Ausprägungsformen mit:

1. jeweils einem Ladezyklus pro Tag (vgl. Abbildung 4.4) oder
2. jeweils mehreren Ladezyklen pro Tag (vgl. Abbildung 4.5) auf.

Jeder Ladezyklus ist einer eineindeutigen Ladevorgangsnummer zugeordnet und wird auch so im EDM-System gehalten und weiter verarbeitet.

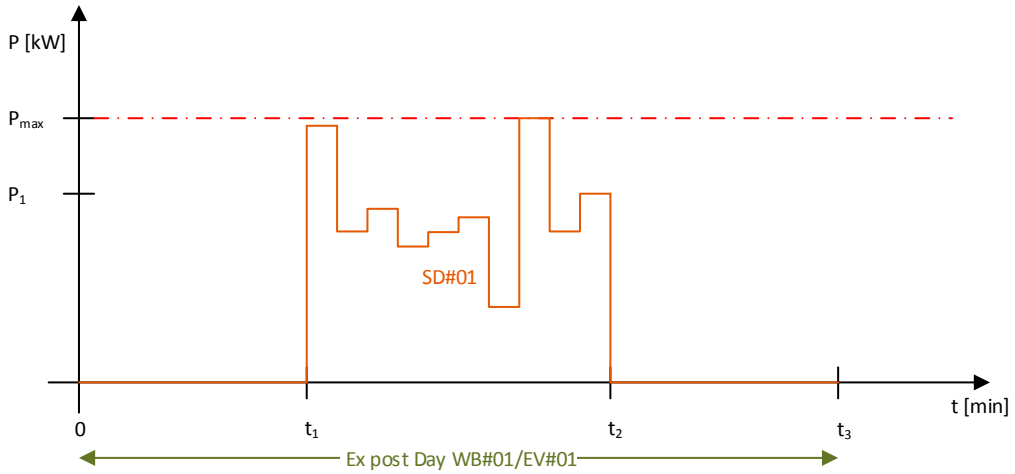


Abbildung 4.4: Beispiel für einen Ladevorgang pro Tag an einer Wallbox.

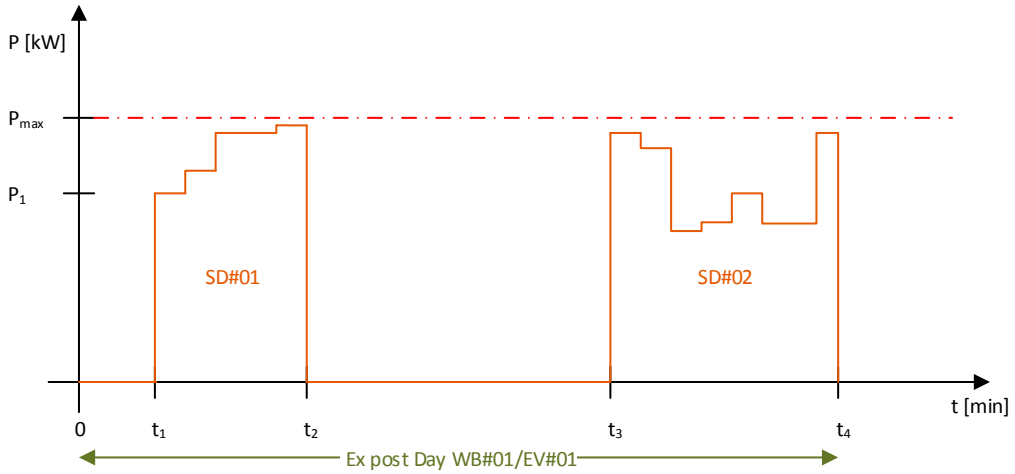


Abbildung 4.5: für zwei bzw. mehrere Ladevorgänge pro Tag an einer Wallbox.

Nach der Fertigstellung der Implementierungs- und anschließenden Testphase der VNB-Webserviceschnittstelle wurde dieses System in Betrieb genommen. Dabei konnte diese durch die im Projekt durchgeführten Feldtestphasen I und II ihre dauerhafte und zuverlässige Funktionsweise unter Beweis stellen. Während des hier angeführten Berichtszeitraumes wurden insgesamt 4306 Einzelladefahrpläne von der BMW Group an das Fraunhofer IOSB-AST transferiert. In Abbildung 4.6 ist ein durch den Poolbetreiber (BMW Group oder EWE AG) übermittelter Ladefahrplan für einen Tag in sekündlicher Auflösung dargestellt. Solche Ladefahrpläne werden aus den übermittelten Einzelblöcken für die notwendigen Berechnungen zur Netzkapazitätsabschätzung im entsprechenden Ortsnetz entweder mit 15-minütiger oder 1-minutiger Auflösung mit einem eigenen Verfahren generiert.

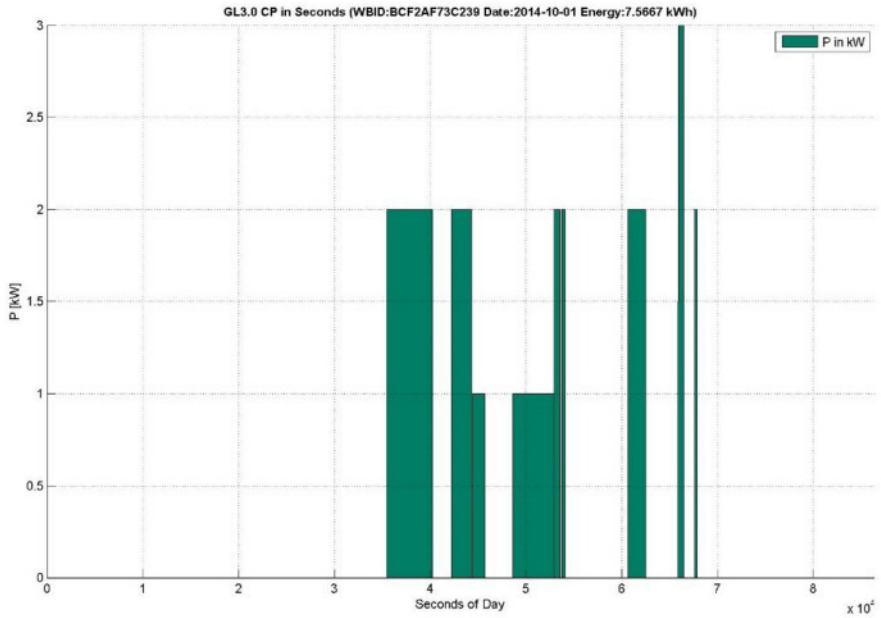


Abbildung 4.6: An den VNB übermittelter Ladefahrplan

Als eine weitere wichtige Funktion im IT-System des VNBs wurde die Überwachung der Nutzung der Webschnittstelle implementiert. Dies war notwendig, um hier zum einen ein uneingeschränktes Arbeiten für die Poolbetreiber sicherzustellen und um zum anderen jederzeit auf etwaige Ausfälle im Bereich des VNBs reagieren zu können. Als eine Möglichkeit der Überwachung wird in der Abbildung 4.7 das Nutzungsverhalten des Poolbetreibers BMW dargestellt. Dabei wird ersichtlich, dass die größte Abfragemenge hinsichtlich der Zeitreihenwerteabfrage geschuldet ist.

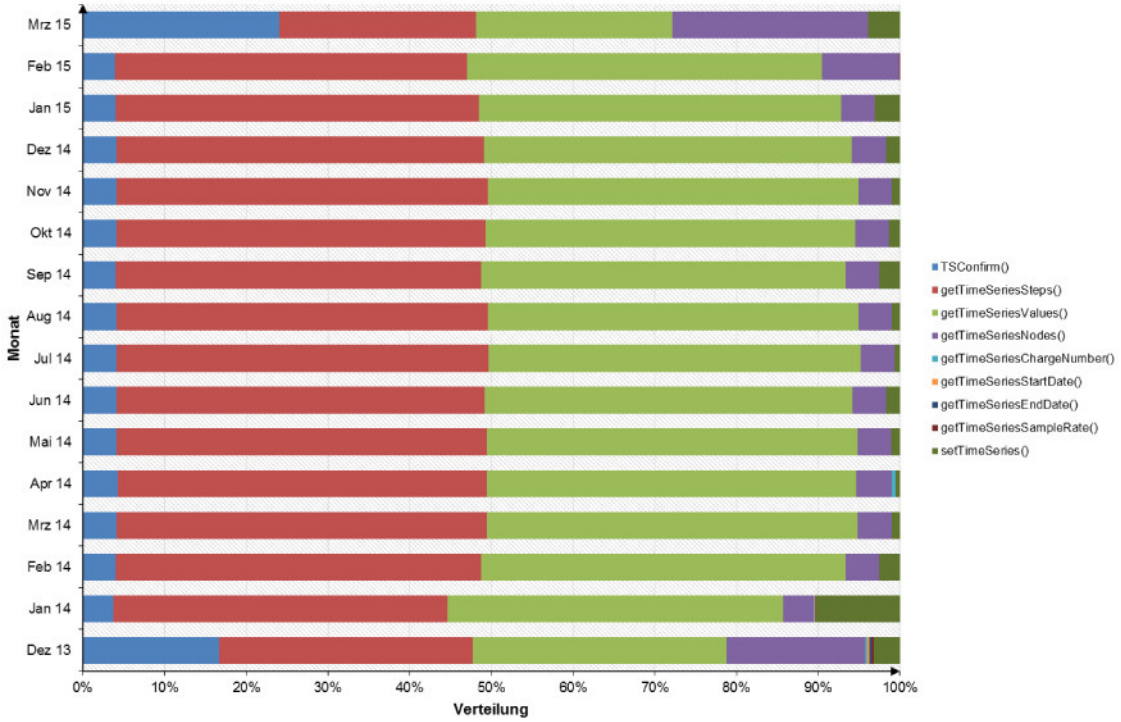


Abbildung 4.7: Monatsscharfe Auswertung der VNB-Methoden-Aufrufe durch den Projektpartner BMW.

Als weiteres Überwachungsinstrument wurden regelmäßig Statistiken zu denen an das VNB-System übertragenen Ladefahrplänen erstellt. Dabei wurde festgestellt, dass die Übermittlung der meisten Fahrzeuge reibungslos funktioniert. Ab und zu wurden nicht eieindeutig zuordenbare Ladefahrpläne übermittelt (hellgrauer Balken in Abbildung 4.8). Diese wurden für die Berechnung der ÖLM-Netzkapazität nicht berücksichtig, da diese in der Simulation keinem Fahrzeug zugeordnet werden konnten.

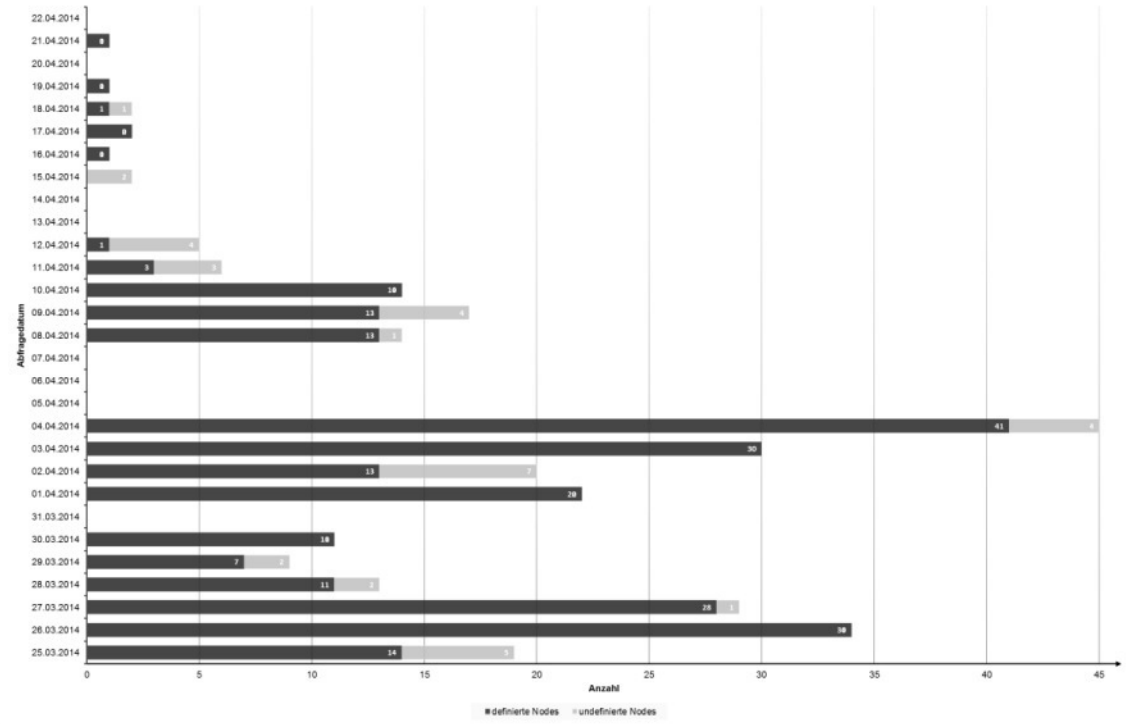


Abbildung 4.8: Übermittelte Ladefahrpläne an den VNB in der Feldtestphase 1.

4.3. Implementierung LLM/ÖLM (Implementierung und Funktionsweise des ÖLM)

Im betreffenden Berichtszeitraum wurde als erster wesentlicher Schritt, hinsichtlich des VNB-Auftretens im Gesamtsystem des Projekts, das Öffentliche Lastmanagement (ÖLM) konzipiert und anschließend in die Praxis umgesetzt. Dafür wurden alle zuvor aufgeführten Restriktionen, Normen und Anwendungsfälle (siehe Tabelle 3.1) mit herangezogen und vollumfänglich berücksichtigt. Das ÖLM wird in Form eines Wirkleistungs-Netzkapazitätsbandes am Ortsnetztrafo für den jeweiligen EV-Poolbetreiber auf Basis der vom Vortag („ex post“) stammenden Ladeprofile (der sich im Feld befindlichen EVs) für den Folgetag generiert. Damit entspricht dieses Band in seiner Ausprägung einem üblichen Tageslastprofil mit einer Standardabtastzeit von 15 Minuten. Beim implementierten ÖLM-Algorithmus wurde täglich ab 23:00 Uhr den Projektpartnern (BE-Betreiber) über die zuvor beschriebene Webservice-Schnittstelle, mit einer Auflösung von 15 Minuten, das Signal zur Verfügung gestellt. Dieses Netzkapazitätsband wird im Folgenden auch als ATC („available transfer capacity“ – noch verfügbare Kapazität) bezeichnet. Diese ist mit den weiter zu berücksichtigenden Zeitsignalen, wie der Trafonennleistung (S_{N_Trafo}), dem Reserveband ($S_{reserve}$) und der Scheinleistung der Momentanauslastung ($S_{Auslastung_momentan}$) schematisch in Abbildung 4.9 dargestellt. Darin erkennt man, dass der Wert des Kapazitätsbandes immer abhängig von der jeweilig installierten Trafoleistung ist. Diese stellt die absolute Leistungsobergrenze dar.

Das ATC-Zeitsignal ergibt sich somit aus dieser unter Berücksichtigung einer Leistungsreserve und den simulierten Be- und Auslastung am Ortsnetztrafo.

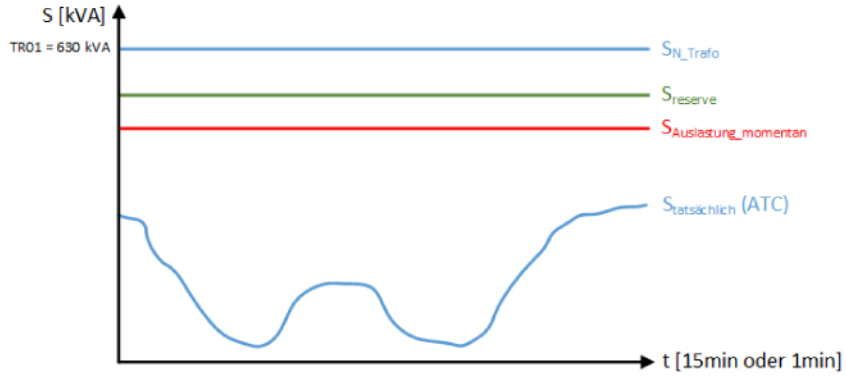


Abbildung 4.9: Schematische Darstellung der ATC-Kurve.

Die tägliche Ermittlung der ÖLM-Lastkurve erfolgt nach dem im Folgenden (vgl. Abbildung 4.10) dargelegten Prinzip. Dabei werden die zehn realen „ex post" Ladefahrpläne der EVs an die für die ÖLM-Ermittlung relevanten Referenznetzmodelle (hierbei kommen derzeit die oben aufgeführten Referenznetze BB01 und SB02 zum Einsatz) übergeben. Mit ihnen wird dann die Belastungssituation am Ortsnetztrafo des jeweiligen Referenznetzes berechnet bzw. simuliert. Abschließend erfolgt die Generierung der ATC-Leistungswerte für den nächsten Tag. Alle zeitabhängigen Daten, wie die Ladefahrpläne und die Berechnungsergebnisse, werden in einem Datenbank basierten ZRM-System verwaltet und gehalten. Dies ermöglichte es die sehr große Anzahl an Daten und der Komplexität strukturiert für alle Analysen zu verwenden.

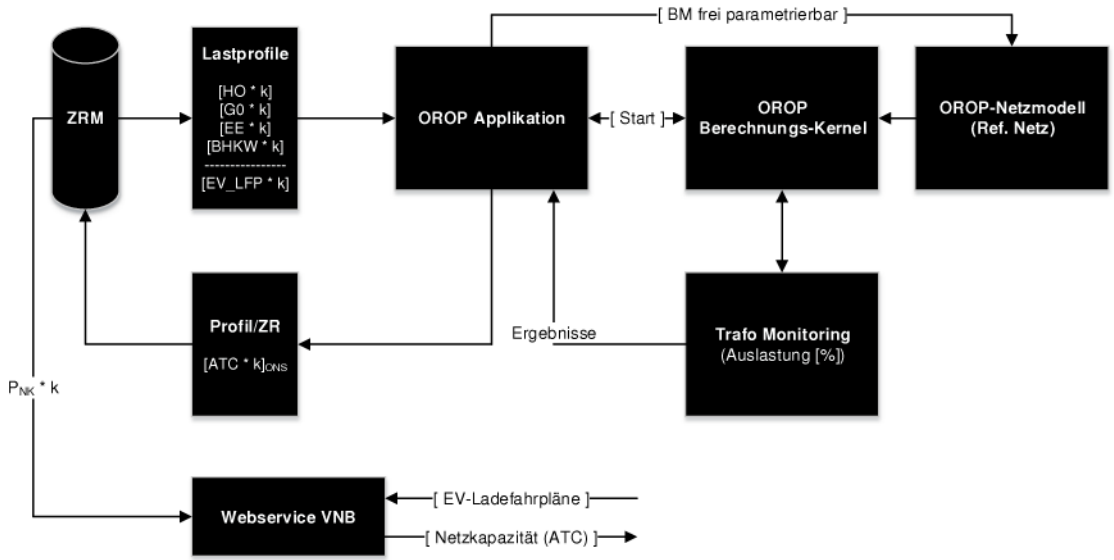


Abbildung 4.10: Der vom VNB implementierte ÖLM-Workflow.

Eine tiefere systemische Beschreibung ist in der technischen Dokumentation der implementierten ÖLM-Komponente zu finden.

4.4. Begleitung Dichteversuch und Auswertung

Die Begleitung im Dichteversuch erfolgte auf Grund des Einsatzes von zwei verschieden EV-Pools und somit auch zwei Backends in mehreren Einzelphasen. Wobei anfänglich eine Test-

phase und anschließend der Realbetrieb abgebildet und durchgeführt wurden. Die gesamte Testphase wurde im Projekt als Dichteversuch bezeichnet. Dieser teilte sich konkret folgender maßen auf:

- Testphase 1: Funktionstests des ÖLM im Feld mit der Steuervorgabe der Backends von BMW und EWE jeweils im Wechsel,
- Testphase 2: Realtests des ÖLM im Feld mit der Steuervorgabe der Backends von BMW und EWE jeweils im zwei Wochen Wechsel und
- Testphase 3: Realtests des ÖLM im Feld zur Untersuchung der in Testphase 2 aufgetretenen Herausforderungen mit der Steuervorgabe der Backends von BMW und EWE jeweils im zwei Wochen Wechsel.

Während der gesamten Dichteversuchsphase kam das entwickelte ÖLM über die VNB-Webservice zum Einsatz und war maßgeblich mit seinem „Kapazitätssignal“ an der Planung der Ladefahrpläne beteiligt. Der Betrieb erwies sich aus IT-technischer Sicht als sehr praktikabel und stabil. Alle etablierten Prozesse, aus VNB-Sicht, wurden täglich ohne große Einschränkungen ohne Zeitverzögerungen abgearbeitet. Weiterhin wurde die implementierte Schnittstelle vollumfänglich zur Kommunikation mit den anderen Akteuren genutzt. Diese konnte durch die eingebundene permanente Systemüberwachung bestätigt werden.

Während und nach der gesamten Feldtestphase wurden ausführliche Analysen hinsichtlich der untereinander ausgetauschten EV-Ladefahrplan-, Mess- und Kapazitätssiganle und der damit einhergehenden (geforderten) Restriktionseinhaltung durchgeführt. Dabei konnte festgestellt werden, dass die VNB-Vorgaben größtenteils von den EV-Pool Betreibern als Restriktion verstanden und in ihrer internen Planung berücksichtigt wurden. Die Phasen, wo die Restriktionsvorgaben verletzt wurden sind meist durch technische Probleme oder auch durch Nutzerverhalten hervorgerufen wurden. In der Abbildung 4.11 wird der gesamte Dichteversuchszeitraum dargestellt. Dabei wurde sich, zur besseren Veranschaulichung, auf die realen Messwerte der TUIL und die Ladefahrpläne der beiden EV-Pool Betreiber beschränkt. Alle drei Signale stellen den Leistungsverlauf in Summe dar.

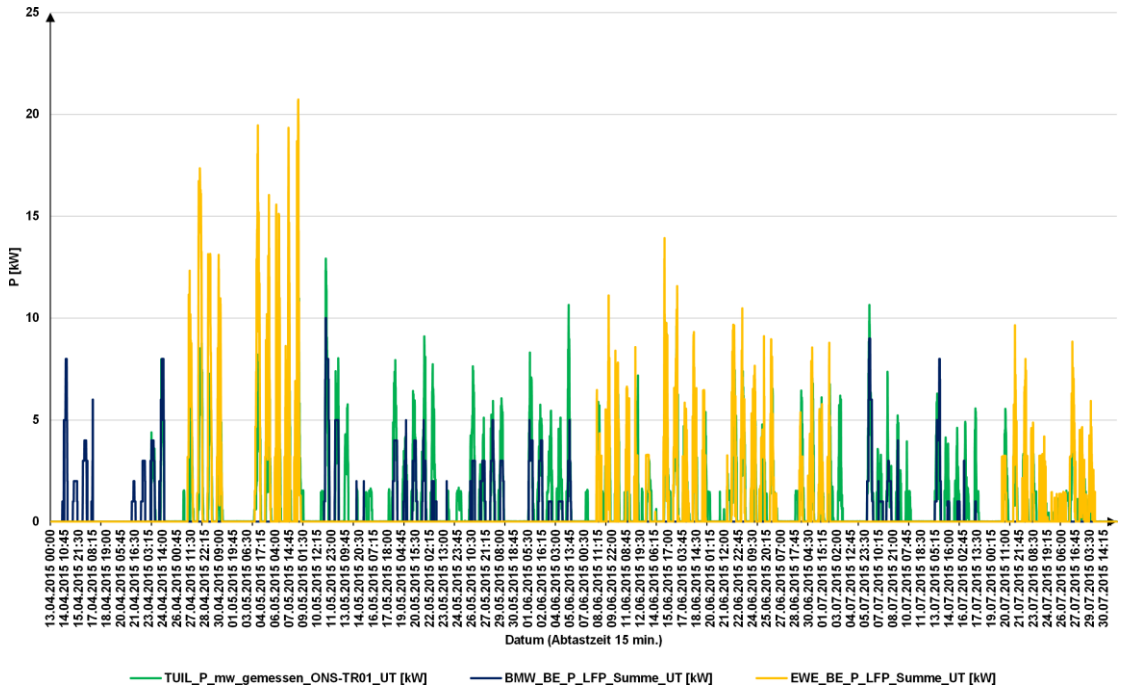


Abbildung 4.11: Vergleich der EV-Messwerte beim Laden zu den durch die beiden Backends kommunizierten Ladefahrplan-Werten als Summensignal.

Um eine spezifischeren Einblick zur erhalten, wurde exemplarisch ein Tag aus dem Dichteversuchszeitraum herausgefiltert. Bei näherer Betrachtung und unter Einbezug des verfügbaren Netzkapazitätsbandes (ATC-Signal) am entsprechenden ONS-Trafo im Verteilernetz erkennt man, dass die Vorgaben durch den VNB nicht vollständig durch die Backends eingehalten wurden. Zu Demonstrationszweken wurde dabei die zulässige Belastungsgrenze des Trafos weit herunter geregelt (bzw. herunter skaliert) um dadurch starke Lademöglichkeits-Limitierungen in der Realität zu simulieren. Die Abbildung 4.12 veranschaulicht diesen einen Beispieltag, den 22.04.2016, im Feldtest. Es ist erkennbar, dass beispielsweise EVs zu Zeitpunkten geladen wurden wo durch den VNB eine negative Netzkapazität prognostiziert wurde. Während dieser negativen Intervalle hätten die Fahrzeuge nicht geladen werden dürfen, da dies dem Netz unter realen Bedingungen nicht zuträglich gewesen wäre und es im schlimmsten Fall zum Ausfall von Betriebsmitteln hätte kommen können. Weiterhin stimmen die durch das entsprechende EV-Pool

Backend an die Fahrzeuge kommunizierten Ladefahrpläne nicht mit den gemessenen Werten zu 100 Prozent überein.

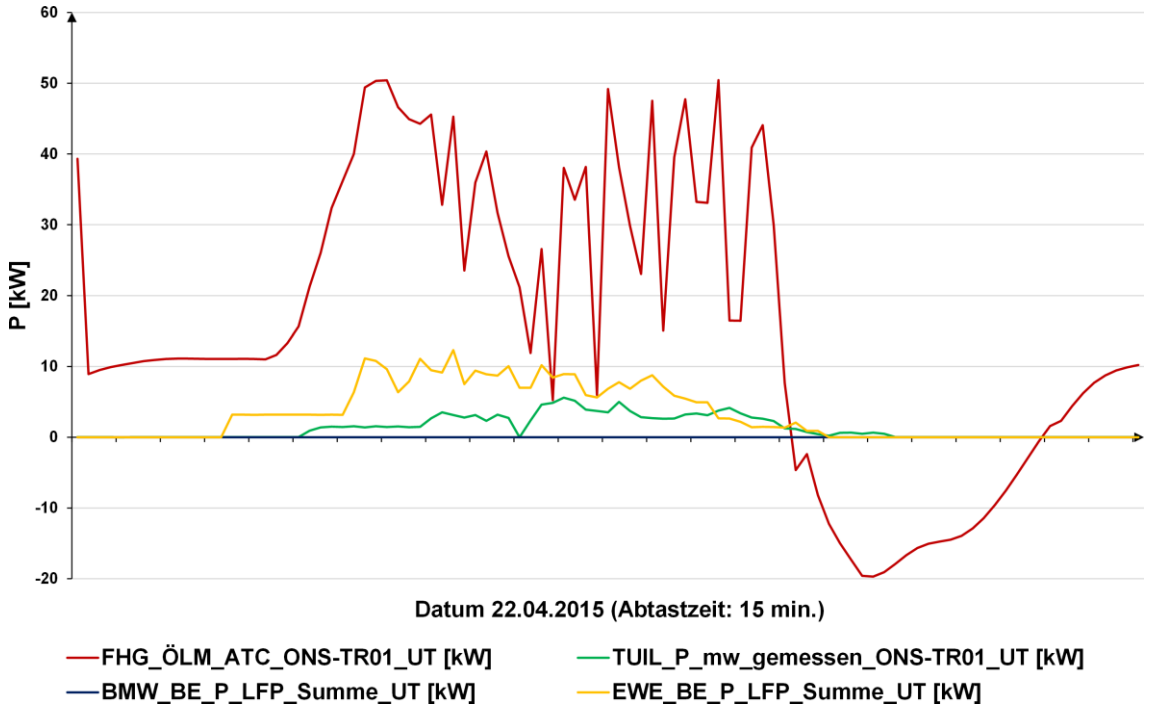


Abbildung 4.12: Vergleich der EV-Messwerte beim Laden zu den durch die beiden Backends kommunizierten Ladefahrplan-Werten als Summensignal und der prognostizierten verfügbaren Netzkapazität im Ortsnetz (Zeitraum 1).

Die Abweichungen der realen Messwerte von den tatsächlichen Ladefahrplänen und somit die Nichtberücksichtigung der VNB-Vorgabe traten vor allem im Anfangszeitraum der ersten Testphase auf. Jedoch nach der Einbeziehung der negativen Netzkapazität (Zeitbereich, wo keinerlei EV-Ladung möglich ist.) in den Planungsprozeß durch den jeweiligen Backend-Betreiber, trat wie erwartet, das Problem in der Realität auf, dass nicht alle Fahrzeuge zu 100 Prozent vollgeladen werden konnten. Dadurch wuchs bei den Feldtestteilnehmern leicht die Unzufriedenheit und es wurde zeitnah eine kundenfreundliche Lösung erarbeitet. Bei dieser umgesetzten Lösung wurde letztendlich ein Sperrzeitensignal mit relativ kurzen Zeitbereichen über einen 24-Stundenhorizont generiert. Je Tag bedeutete das, dass es jeweils einen Zeitblock vor 12 Uhr und einen nach zwölf Uhr gibt. Beide Zeitblöcke haben eine Länge von max. 60 Minuten. Damit wurde durch den VNB sichergestellt, dass die Beladung aller Fahrzeuge in den Hauptnutzungszeiten erfolgen konnte. Dieses Sperrzeitensignal wurde im Zeitraum vom 25.05. bis 01.06.2016 und vom 15.06. bis 21.06.2015 eingesetzt und erwies sich rückblickend als sehr praktikabel.

4.5. Integration des LLM in Ansätze der Verteilnetzautomatisierung

Bei der geplanten Integration des LLM kristallisierte sich während der Konzeptionierungsphase aufgrund der sich geänderten Anforderungen, eine abgeänderte Umsetzung des Szenarios heraus. Die Anforderungen änderten sich dahingehend, dass es real nicht möglich war einen geeigneten Netzbereich zu finden, welcher der angedachten Ladeinfrastruktur von zehn Fahrzeugen hinter einem HA gerecht wurde. Deshalb wurde die folgende Variante, wie in Abbildung 4.13 dargestellt, herausgearbeitet und im Konsortium abgestimmt. Dabei wurde vereinbart, dass jede Ladeinfrastruktur hinsichtlich seiner Phasenbelastung kontinuierlich überwacht werden muss und dass auch weiterhin im Vorfeld eine definierte Phasenbeschaltung der Wallboxen notwendig ist.

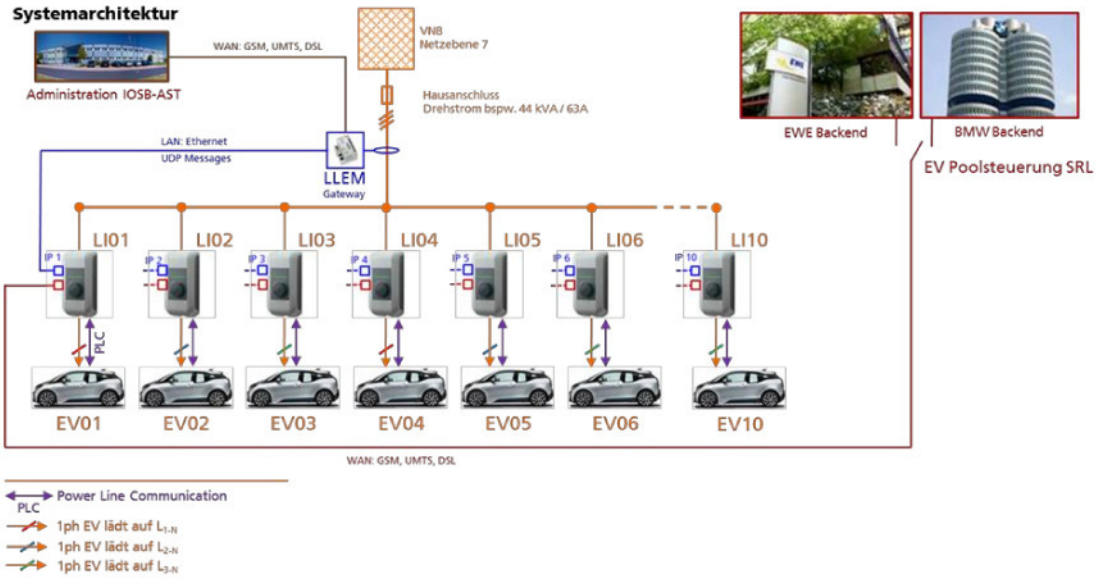


Abbildung 4.13: Konzeptionierte ideale Systemarchitektur für die LLM-Umsetzung.

Diese beiden relevanten Installationspunkte konnten für die LLM-Erprobungsphase nicht im vollen Umfang abgebildet werden. Weiterhin konnte auch kein Bereich im Verteilernetz identifiziert werden, der den Anwendungsfall des LLM, sowohl technisch als auch teilnehmermäßig, ausreichend hätte abbilden können. Deshalb wurde, um einen reibungslosen Projektbetrieb und einen diskriminierungsfreien Nutzerbetrieb zu garantieren, eine reduzierte Variante des ersten Ansatzes vereinbart. Der wurde in die wesentlichen nun folgenden Punkte gegliedert:

- Der Dichteversuch wurde mit zehn EVs an einem zentrealen Netzanschlusspunkt durchgeführt.
- Dazu wurden zehn Ladeinfrastrukturen neu aufgestellt und installiert.
- Weiterhin wurde eine hochauflösende Messung am Netzanschluss zur Gesamtüberwachung integriert.
- Das LLM wurde physisch vom Versuchsort in Berlin getrennt und in Ilmenau am Standort des Fraunhofer IOSB-AST in dessen Energie-Forschungspark installiert.
- Das LLM wurde in Ilmenau soft- und hardwareseitig entworfen und umgesetzt.

Mit dieser so abgestimmten Lösung wurde garantiert, dass auch das Thema des LLM im Projektkontext bearbeitet werden konnte. Das anschließend so umgesetzte LLM-System war dadurch über zwei Standorte verteilt aber entkoppelt und hatte deshalb den Vorteil den laufenden Probebetrieb nicht zu stören und konnte bis zum Projektende parallel entwickelt und getestet werden. Als wesentlicher Bestandteil kam hier eine SPS des Herstellers Wago (PFC 200) an einem Labor-HA in Kombination mit den entsprechenden Mess- und Steuerklemmen zum Einsatz. An diesem mit 63 A abgesichertem HA befand sich weiterhin eine handelsübliche Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. So war es dem implementierten LLM möglich in Echtzeit auf einen gestarteten Ladevorgang zu reagieren und den geforderten normkonformen Beladevorgang stromseitig und netzdienlich sicherzustellen. Die Abbildung 4.14 zeigt den LLM-Aufbau im Energiepark des Fraunhofer IOSB-AST.



Abbildung 4.14: Der umgesetzte hardwareseitige Aufbau des LLM-Systems im Energieforschungspark in Ilmenau.

Um die Funktionsweise des LLM zu demonstrieren und zu testen wurden verschiedene Fahrzeugtypen an dem Versuchsstand geladen. Dabei konnte im vollen Umfang die Praxistauglichkeit des Systems analysiert und nachgewiesen werden. In dem folgenden Diagramm (vgl. Abbildung 4.15) wird der stromseitige Eingriff des LLM auf der Phase 1 für mehrere Ladevorgänge veranschaulicht. Dabei ist zu erkennen, dass das LLM, wie durch die bereits erwähnten Normen vorgegeben, sobald eine Verletzung des maximal zulässigen Ladestromes auftrat unverzüglich eingriff und diesen begrenzte. Weiterhin unterstützte das LLM positiv den Verteilernetzbetrieb, da kurzzeitig aufgetretene Effekte, wie Stromeinbrüche, eliminiert werden konnten.

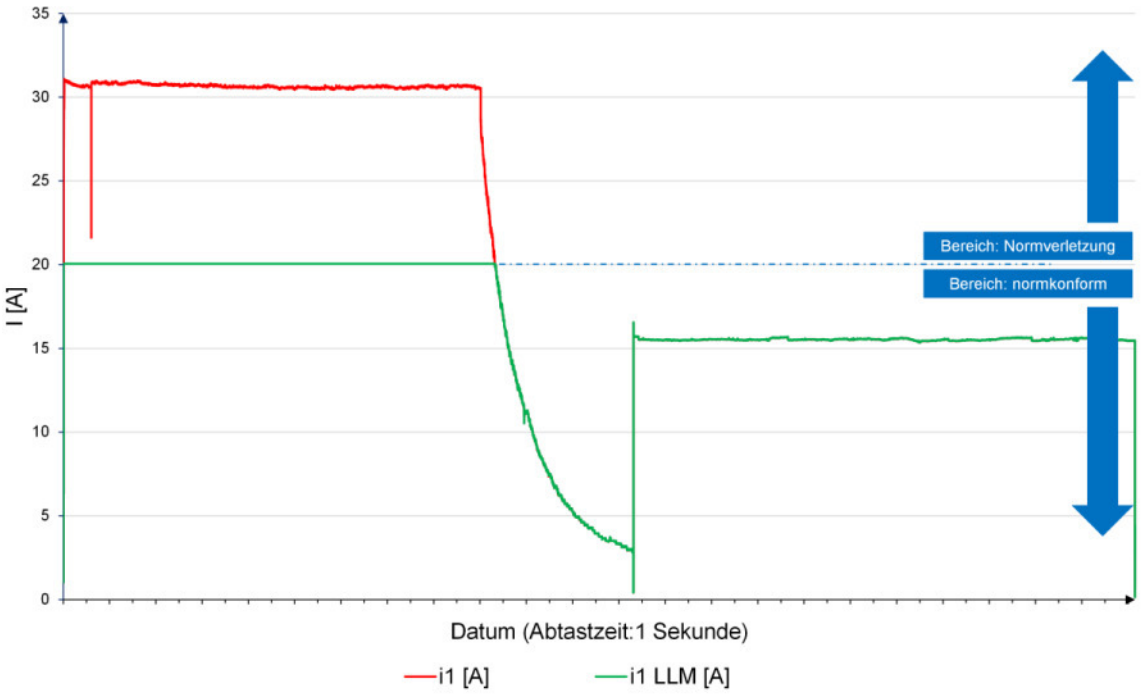


Abbildung 4.15: Während der LLM-Versuchsphase aufgenommene Messwerte zwei verschiedener EV-Klassen.

Abschließend wurde festgestellt, dass ein LLM in der Lage ist die gültigen Vorschriften und damit einhergehenden Netzrestriktionen zur EV-Beladung am Hausanschluss voll einhalten kann. Somit mit kann dieses System zur Sicherstellung und Optimierung der Netzqualität im Verteilernetz eingesetzt werden. Als weiter zuträglicher Punkt wäre die Wirtschaftlichkeit durch die Nutzung handelsüblicher und im Markt etablierter SPS-Komponenten zu nennen. Als zukünftig sehr rele-

vanter Punkt bleibt die Untersuchung mehrere Ladeinfrastrukturen hinter einem HA mit integriertem LLM-System im Rahmen dieses Projektes offen. Diese Untersuchung war aus den zuvor genannten Gründen leider nicht mehr realisierbar.

5. Konzeption Simulationssystem für Verteilernetz- und Automatisierungskonzepte

Für dieses Arbeitspaket wurde sich als erstes ein Überblick über den Stand der Technik hinsichtlich der am Markt befindlichen Simulationssysteme verschafft. Dabei stellte sich heraus, dass keines der Systeme im vollen Umfang die Belange des Projektes abbilden konnte. So wurde intern die Entscheidung getroffen ein eigenes Simulationssystem mit der Fähigkeit in die Automatisierung mit eingebunden werden zu können entwickelt. Diese Konzeptionierung wird in den folgenden Abschnitten beschrieben und endete in der Erstellung eines Pflichtenhefts für ein Simulationssystem, in das Verteilernetz- und Automatisierungskonzepte integriert und simuliert werden können.

5.1. Konzeption des Simulationssystems

Die Konzeption des Simulationssystems beschreibt Softwarekomponenten, Analyseszenarien, Regelwerke und Modelle, die in dem Simulationssystem umzusetzen sind. Das in dem Projekt gewählte Entwicklungsmodell für die Softwareumsetzung genügt den Vorgaben agiler Methoden. Das heißt, es wurde hier der SCRUM-Prozess für die Implementierung verwendet. Dabei wurden effektive Abstimmungen zur schnellen softwareseitigen Umsetzung als Prozesse definiert und anschließend installiert. Des Weiteren wurden alle Entwicklungsschritte von Anfang an vollumfänglich in einem eigenen Handbuch begleitend dokumentiert.

Nach dem der Entwicklungsprozess verabschiedet wurde, wurde sich auf die inhaltliche Konzeption des Simulationssystems konzentriert. Dabei standen diese erarbeiteten Hauptkriterien im Vordergrund:

1. Es soll ein freiparametrierbares Simulationssystem entstehen, welches alle bis dato gültigen Anforderungen im Kontext der Netzsimulation erfüllt, implementiert werden.
2. Alle Betrachtungen sollen sowohl ein als auch dreiphasig möglich sein.
3. Es sollen sich reibungslos und effizient neuartige Lasten, wie EVs, installieren lassen.
4. Es soll eine Abbildung und Analyse bis zum HA möglich sein.
5. Es sollen alle gültigen Normen einbezogen und hinterlegt werden können.
6. Strukturell soll ein modularer Aufbau schnelle Erweiterungen zulassen.

All diese Kriterien sollen im Simulationssystem mit Hilfe einer symmetrischen und/oder einer nicht symmetrischen der Lastflussberechnung den Zustand des jeweiligen zu untersuchenden Netzgebietes errechnen und Restriktionsverletzungen sowohl grafisch als auch in Werten anzeigen. So können Risiken hinsichtlich des Netzbetriebs identifiziert und Handlungsempfehlungen abgeleitet werden. Dies stellen die beiden Hauptziele dar.

5.2. Spezifikation der Monte Carlo Simulationslogik

Um den projektbezogenen Belangen hinsichtlich der Fragestellung der Netzkapazität unter Berücksichtigung der möglichen Verteilungen der gleichzeitig auftretenden (EV-) Lasten gerecht zu werden bedurfte es der Entwicklung einer neuen Analysemethodik. Hierbei sollen in Abhängigkeit der Ladeart der Elektrofahrzeuge ein- oder mehrphasig in einem gegebenen Verteilernetz zufällig verteilt werden. Sofern EVs einphasig laden, erfolgt zusätzlich die zufällige Wahl einer der drei Außenleiter. Die möglichen Kombinationen in den vorgestellten Referenznetzen können Größenordnungen von mehreren tausend annehmen und auch noch deutlich größere erreichen. Dies trifft auch weitgehend die Erfahrungen in der Realität, in der EVs nach Kundenbedarf je Ort und Zeit und Ladetechnologie „irgendwann, irgendwo und irgendwie“ elektrische Leistung beziehen

können. Die sehr hohe Anzahl möglicher Kombinationen macht es gleichsam manuell nicht abschätzbar wie viele EVs in ein Verteilernetz integriert werden können.

Damit eine geeignete Analyse der entsprechenden Netzkapazität durchgeführt werden kann, sind zunächst Kriterien festzulegen, die den konkreten Untersuchungsrahmen abstecken und so den Bezug zur Realität herstellen. Die in der zu entwerfenden Methodik zu berücksichtigten Kriterien wären:

- die thermische Belastung der Kabel und/oder Leitungen (Je nach Netz und Netzbetreiber sind bis zu 100 Prozent Auslastung kurzzeitig möglich.),
- die thermische Belastung der Transformatoren (Je nach Netz und Netzbetreiber sind hier bis zu 100 Prozent Auslastung kurzzeitig möglich.),
- die Spannungshaltung nach DIN EN 50160 von ΔU = +/- 10 % U_N in der Verteilernetzebene [18],
- die einzuhaltende Asymmetrie kleiner 4,6 kVA (I_{max} = 20 A) bzw. das Verhältnis von GS/MS < 2 % [18] und
- das Scheiflastkriterium nach VDE-AR-N 4105 [14] (siehe Tabelle 2.8).

Diese Kriterien werden je analysierter Einzelkombination gleichzeitig ladbarer Elektrofahrzeuge mittels der Simulationsapplikation und mit einer nicht symmetrischen Leistungsflussberechnung ermittelt. Die Abbildung 5.1 zeigt beispielhaft drei mögliche Situationen in einem Verteilernetzstrang und verdeutlicht die netzseitige Herausforderung des zu erwartenden Anschlussaufkommens von EVs. Um ein geeignetes Berechnungsverfahren zu finden wurden anfänglich gängige Untersuchungsmethoden recherchiert, analysiert und letztendlich wurde hier als Berechnungsgrundlage der stochastische Monte Carlo Ansatz gewählt. Durch diesen ist es möglich, ein sehr großes Ergebnisspektrum an möglichen vorkommenden Lösungen effizient abzuarbeiten und unter Zuhilfenahme der Wahrscheinlichkeitsrechnung numerisch zu lösen.

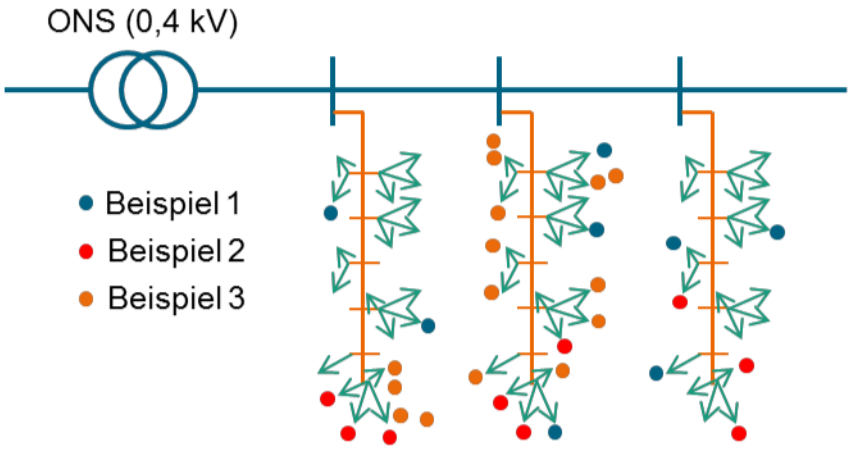


Abbildung 5.1: Beispiel für ein zukünftiges Aufkommen von Elektromobilität im Verteilernetz.

Die Monte-Carlo Methode wurde so entworfen, dass nur eine sehr kleine Auswahl der sehr hohen Anzahl an Kombinationen berechnet werden muss, um ein stabiles Ergebnis zu erhalten. Zum einen wird durch Speicherung bereits analysierter Einzelsituationen abgesichert, dass diese nicht erneut berechnet werden und zum anderen erfolgt eine dynamische Eingrenzung der Einzelsituationen aufgrund der bereits ermittelten Ergebnisse. So ist es zum Beispiel nicht notwendig erneut eine bestimmte Anzahl von EVs zu verteilen, wenn eine genügend hohe Anzahl an Einzel-

situationen mit der gleichen oder kleineren Anzahl gezeigt hat, dass keines der definierten Kriterien verletzt wird. Es wurden zwei harte Intervallgrenzen fixiert. Diese stellen die obere und untere dar und sind als Netzbetreiberrisiken folgendermaßen definiert:

- N_0: sofern in einem Verteilernetz, beliebig in Ort, Zeit und Phasenwahl eine bestimmte Anzahl an EVs *N* unterhalb der Intervallgrenze N_0 geladen werden, erfolgt mit einer Wahrscheinlichkeit von 0 Prozent eine oder mehrere Verletzung/-en der Netzkapazität bestimmenden Kriterien. Das heißt in diesem Fall konkret: es besteht keinerlei Risiko für das Verteilernetz.
- N_{100}: sofern in einem Verteilernetz, beliebig in Ort, Zeit und Phasenwahl eine bestimmte Anzahl an EVs *N* oberhalb bzw. gleich der Intervallgrenze N_{100} geladen werden, erfolgt mit einer Wahrscheinlichkeit von 100 Prozent eine oder mehrere Verletzung/-en der die Netzkapazität bestimmenden Kriterien. Das heißt in diesem Fall konkret: dass das Netz bei der ermittelten Anzahl von integrierbaren EVs an seine obere Belastungsgrenze gebracht wird und es somit zerstört werden kann. Es besteht somit ein totales Risiko für das Verteilernetz.

Zwischen den beiden Intervallgrenzen steigt die Wahrscheinlichkeit die definierten Kriterien zu verletzen mit steigender Anzahl gleichzeitig ladender Elektrofahrzeuge an bis bei Erreichung der oberen Grenze das Berechnungsverfahren abgebrochen wird. Als eine weitere notwendige und ebenfalls aussagekräftige Schwelle wurde die N_{30}-Grenze eingeführt. Diese zeichnet sich dadurch aus, dass:

- N_{30}*:* sofern in einem Verteilernetz, beliebig in Ort, Zeit und Phasenwahl eine bestimmte Anzahl an EVs N oberhalb bzw. gleich der Intervallgrenze N_{30} geladen werden, erfolgt mit einer Wahrscheinlichkeit von 30 Prozent eine oder mehrere Verletzung/-en der die Netzkapazität bestimmenden Kriterien. Das heißt in diesem Fall konkret: dass das Netz bei der ermittelten Anzahl von integrierbaren EVs an seine Belastungsgrenze gebracht wird und es somit zu einem Betriebsrisiko kommen kann. Es besteht somit ein Handlungsbedarf im Verteilernetz.

Die Einführung des N_{30}-Kriteriums resultierte aus den vielen, zu diesem Thema geführten, Workshops mit verschiedenen Verteilernetzbetreibern. Dazu zählen auch die Partner aus diesem Vorhaben, EWE Netz und Vattenfall bzw. Stromnetz Berlin. Als wesentlicher Punkt dieses Kennwertes wurde festgestellt, dass sich bei einer dreißigprozentigen Auftrittswahrscheinlichkeit das Netzbetreiberrisiko in dem Rahmen bewegt indem ein Handlungsbedarf für das Netz tendenziell abgeleitet werden kann. Das bedeutet, dass entweder ein Netzausbau erfolgen muss oder nur eine definierte Anzahl an Elektrofahrzeugen technisch möglich ist beziehungsweise zulässig ist. Ein Beispiel für die ermittelte Kennlinie (auch als Verteilungsfunktion bezeichnet) zeigt die Abbildung 5.2. Bei dieser Kennlinie liegen die zuvor festgelegten Kriterien bei N_0 = 0 EVs, N_{30} = 24 EVs und N_{100} = 84 EVs. N_{30} ist grün dargestellt und die beiden anderen Grenzen sind rot.

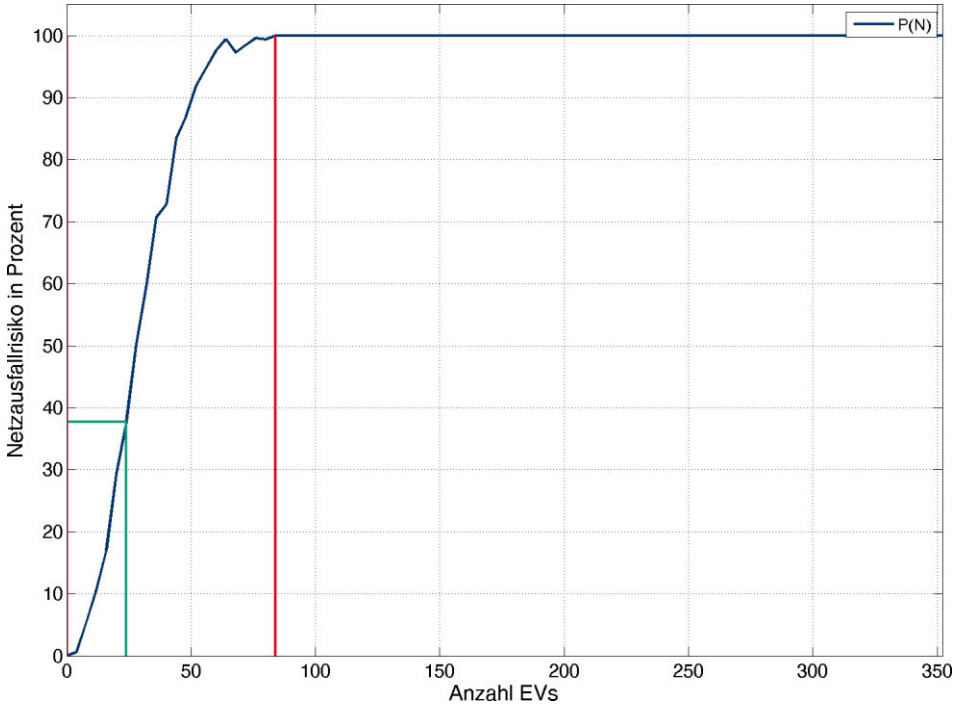


Abbildung 5.2: Verteilungsfunktion einer durchgeführten MC-Simulation.

Neben der ermittelten Anzahl möglicher gleichzeitig ladender EVs (mit einer frei wählbaren Wahrscheinlichkeit der Verletzung von Kriterien) erfolgt ebenso die Ermittlung eines sogenannten „Fingerprints“. Dieser „Fingerprint“ repräsentiert die Häufigkeit verletzter Kriterien in Abhängigkeit der durchgeführten Iterationen einer Monte-Carlo Simulation, siehe dazu Abbildung 5.3. Der „Fingerprint“ kann genutzt werden, um als Entscheidungshilfe über konkrete Netzausbaumaßnahmen zu dienen. Diese sind im Einzelnen:

- d|U| (Verletzung der Spannungshaltung) → Einsatz eines Netzreglers wie bspw. regelbare Ortsnetzstation,
- GS/MS (Verletzung der Unsymmetriebedingung der Spannung) → Phasenmanagement bei der Installation,
- thermische Belastung Transformator → Ersatz des Transformators durch einen Transformator größerer Leistung,
- thermische Belastung Kabel → Ersatz von Kabeln durch Kabel größerer Leistung.
- Verletzung der Schieflastgrenze und
- Einsatz ÖLM bzw. LLM, um die Netzkapazität für EVs zu vergrößern

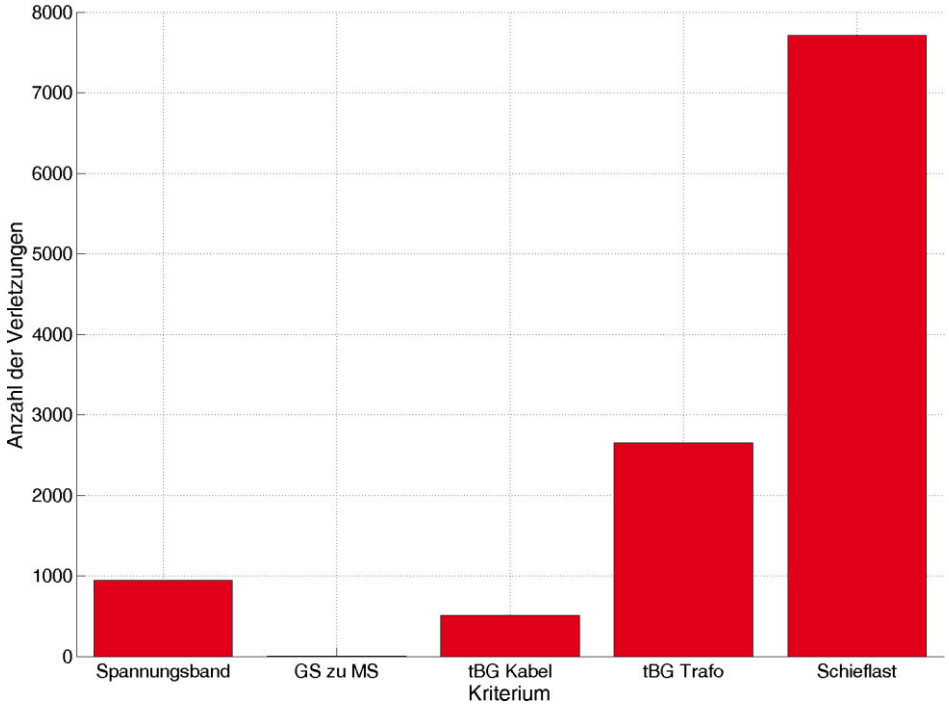


Abbildung 5.3: Ermittelter "Fingerprint" einer MC-Simulation eines Referenznetzes..

5.3. Spezifikation der Verteilernetzstrukturen

Um die erarbeitete MC-Methodik vollumfänglich in den Verteilernetzsimulationen integrieren zu können, war es notwendig die erarbeiteten Referenznetze (siehe Tabelle 2.1 - Tabelle 2.6) in ein einheitliches Datenmodellformat zu überführen. Dieses bietet die Möglichkeit sehr detailliert alle Netzbetriebsmittel zu erfassen und im entsprechenden Modell zu hinterlegen. Weiterhin wurde dieses so implementiert, dass es auf neue Anforderungen jederzeit angepasst werden kann. Der Fokus lag weiterhin bei den elektrischen Netzen darauf alle Strukturen bis zum Hausanschluss modellieren zu können. Außerdem ist die Parametrierung so gewählt, dass man jederzeit alle relevanten Betriebsmitteleigenschaften frei anpassen und konfigurieren kann. Lasten und Erzeuger sind genau wie in der Realität mit ihren Eigenschaften wie Leistung, Cosphi und Phasenanschluss hinterleg bar. Weiterhin können alle Elektrofahrzeugklassen, das heißt einphasig und dreiphasig mit den entsprechenden Ladeströmen erfasst bzw. zufällig verteilt werden. Die Abbildung 5.4 visualisiert die Detailtiefe der Verteilernetzmodelle. Es lassen sich beispielsweise alle in dem Netz installierten Lasten und Erzeuger erkennen. Des Weiteren wurden zur schnellen Erfassung farbliche Darstellungen der Restriktionswerte gewählt. Diese stellen eine direkte Rückkopplung zu den jeweiligen Ergebnissen aus der durchgeführten Lastflussberechnung dar.

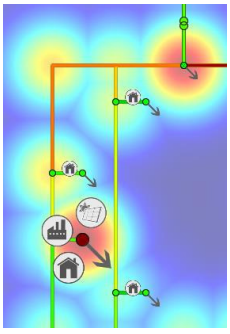


Abbildung 5.4: Detaillierte Spezifikation der Verteilernetzstrukturmodelle.

6. Entwicklung des Simulationssystems Verteilernetz- und Automatisierung & Durchführung von Studien mit Fokus LLM/ÖLM für Elektro-Mobilität

Innerhalb des AP 4.5 findet die Entwicklung des Simulationssystems OROP für die Durchführung von Studien mit dem Fokus auf das LLM und das ÖLM statt. Das Simulationssystem ist ein modulares, Plug-In-basiertes Java-Software-System, welches primär der Visualisierung der Eigenschaften elektrischer Netze dienen soll. Hierzu zählen sowohl geographische, als auch elektrophysikalische Zusammenhänge, wie etwa die geographische Lage und Auslastung einzelner Komponenten oder Komponentenverbänden, Lastdaten, Verletzung von Spannungsbändern, Belastungszeitreihen und andere statistischer Daten von einzelnen Ortsnetzen bis hin zu Netzen im Mittelspannungsbereich. Ziel der entwickelten Software ist es, dem Nutzer die Menge gesammelter oder simulierter Daten über ein elektrisches Netz auf eine Art und Weise zu präsentieren, welche es erlaubt auf einen Blick Risiken und/oder Probleme zu erkennen, mögliche Schwachstellen und Engpässe im Netz aufzudecken und die Auswirkungen zu erwartender Veränderungen abschätzen zu können, um somit ein schnelles und gezieltes Handeln zu ermöglichen. Während der Projektlaufzeit ist eine finale Arbeitsversion der Softwareumgebung vollumfänglich implementiert wurden. Mit dieser ist es möglich:

- stationäre Netzzustände via symmetrischer und nicht symmetrischer Lastflussberechnung zu berechnen,
- graphische Auszuwerten zu erstellen,
- Szenarien zu definieren,
- verschiedene Last- und Erzeugungsszenarien (gekoppelt und einzeln) durchzuführen,
- Netzausbau mit den dazugehörigen Netzbetriebsmitteln zu untersuchen und
- Elektromobilitätsanalysen mit allen derzeit in Deutschland relevanten Ladetechnologien vorzunehmen.

Die folgende Abbildung 6.1 zeigt die gesamte grafische Benutzeroberfläche des Systems und man erkennt sehr gut die Visualisierung des gesamten Verteilernetzbereiches im geografischen Raum. Weiterhin ist aufgrund der gewählten Einfärbungen der Kabel und Leitungen gut sichtbar wie die thermische Belastungssituation des jeweiligen Netzabschnittes ist. Um dem Nutzer das Interpretieren der eingeführten Farbcodes zu erleichtern kann er unterstützend die zuschaltbare Farblegende nutzen. Eingefärbt darstellbar sind, die für eine Netzzustandsermittlung („State Estimation“) relevanten Parameter, wie der Zustand der Spannungsknoten („d|U|“), die Leiterströme („Id branch“) und die Trafoströme („Id xfmr“).

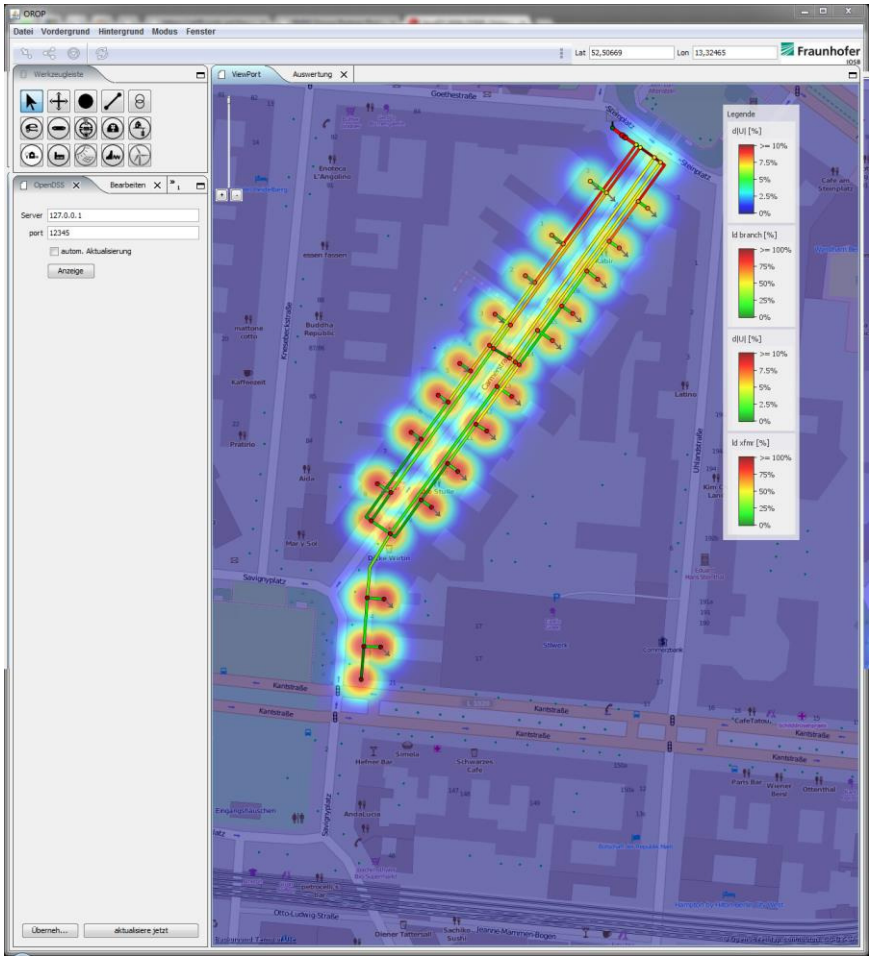


Abbildung 6.1: Screenshot des finalen Stands der Simulationsumgebung OROP.

Während des gesamten Entwicklungszeitraumes wurde dieser permanent überwacht und so konnten alle Herausforderung bezüglich der Umsetzung gelöst werden. Weiterhin wurden nach jeder Funktions- oder Anforderungsfertigstellung Test durchgeführt und anhand der Resultate konnten anschließend Fehlerbehebungen oder Verbesserung eingepflegt werden. Weiterhin wurden alle implementierten Funktionalitäten in einem, wie es bei solchen Softwareentwicklungen üblich ist, Handbuch vollständig dokumentiert. Um sich einen Überblich über die Komplexität des Softwaresystems verschaffen zu können wurde im Anhang B: das gesamte Funktionsschema angehangen. Dabei ist auch die Vielzahl von Schnittstellen ersichtlich, welche eine reibungslose und effiziente Nutzung des Systems garantiert.

6.1. Implementierung der Monte-Carlo Methodik

Bei der Integration von Elektrofahrzeugen in Verteilernetze stellte sich schnell heraus, das konventionelle Verfahren für die Kapazitätsschätzung auf Grund der hohen Ladeleistung einzelner Fahrzeuge höchst unzuverlässig sind. Konventionelle Verfahren zur Kapazitätsschätzung ignorieren den genauen Anschlusspunkt einer Last zum Beispiel der Betriebsmittelauslastung (die thermische Belastungsgrenze) oder der Spannungsqualität mit einem ausreichenden Grad an Genauigkeit zu bestimmen. Aus diesem Grund wurde die Monte-Carlo Methodik in OROP hinterlegt.

Grundlegend ist zu sagen, dass eine Simulation aller möglichen EV Verteilungen in einem Verteilernetz nicht möglich ist, da bereits in relativ kleinen Netzen (maximal 2 dutzend mögliche Ladestationen) die Anzahl von möglichen Verteilungen von 1-phasig ladenden EVs auf über 1010 steigt. Um die Varianz des möglichen Anschlusspunktes eines EV zu kompensieren ohne alle möglichen Verteilungen zu berechnen, wurde eine Methode, welche unter Verwendung des Monte-Carlo Simulationsverfahrens eine Vielzahl von Simulationen von tatsächlichen EV-Verteilungen in einem elektrischen Netz durchführt und somit eine effektive Abschätzung der Netzkapazität liefern kann (wie bereits zuvor ansatzweise beschrieben) entwickelt. Die MC-Schätzverfahren verwenden einen statistischen Ansatz, bei welchem eine Reihe konkreter Werte eines Systems (hier: die EV-Verteilungen im Verteilernetz) berechnet werden um eine Abschätzung über das Verhalten des Gesamtsystems zu ermitteln. Diese Verfahren werden im Allgemeinen verwendet, wenn eine numerische Lösung eines Problems die einzige realistische Möglichkeit der Lösung darstellt. Durch die Wahl entsprechender Verteilungen und anschließender Auswertungsverfahren ist es nun möglich abzuschätzen wie viele Elektrofahrzeuge eines bestimmten Typs in ein bestimmtes Ortsnetz integriert werden können bevor es zu Verletzungen von Netzbetreiberkriterien kommt.

Bei dem methodische Ansatz in OROP wurde (und wird) im ersten Schritt der umgesetzten MC Simulation das vorbelastete Netz ohne angeschlossene EVs hinsichtlich seiner Richtigkeit und Funktionsfähigkeit verifiziert. Hierzu wird eine initiale Lastflusssimulation durchgeführt und es wird geprüft, ob die Netzrestriktionen, die durch die Regelwerke vorgegeben sind, eingehalten oder verletzt wurden. Sollte es den Fall der Restriktionsverletzung geben, so wird ein Anschluss weiterer Elektrofahrzeuge ausgeschlossen und die Simulation mit diesem Standbeendet. Anschließend wird zufällig gleichverteilt über:

- die mögliche Anzahl anzuschließender EVs,
- die Anschlusspunkte und
- die drei Phasen

eine Fahrzeug-Verteilung generiert, simuliert, analysiert und abschließend statistisch verwertet. Dieser Funktionsschritt wird solange wiederholt bis eine Gesamtzahl an Simulationen (oder auch Iterationen) durchgeführt wurde. Diese Iterationsanzahl ist frei parametrierbar und stellt die globale obere Grenze dar. Dabei ist noch festzuhalten, dass je höher die Anzahl der gewählten Iteration ist, desto genauer wird das Ergebnis und die dazugehörige Verteilungsfunktion, wie in Abbildung 5.2, wird wie zu erwarten immer mehr geglättet. Als einziger Nachteil bei einer sehr großen Anzahl wäre der steigende zeitliche Rechenaufwand zu nennen. Um die Wiederholung von bereits untersuchten Verteilungen zu vermeiden, werden alle diese Verteilungen in einer dafür entwickelten Listenstruktur („lookup table“ oder LUT) hinterlegt und gehalten, deren Inhalt in jedem Iterationsschritt mit der zufällig generierten Verteilung abgeglichen wird.

Als Resultat erhält man zum einen, einen Fingerprint der Ausfallursachen im jeweiligen Netzbereich beziehungsweise -modell. Dieser erlaubt einen prompten Überblick über Schwachstellen des Verteilernetzbereiches oder – im Vergleich mit anderen Szenarios – Probleme mit dem jeweils gewählten Szenario. Ein weiteres Resultat ist eine auf den berechneten Daten basierende Verteilung geschätzter Ausfallraten in Form eines Ausfallspektrums bzw. Ausfallhistogramms über die Anzahl angeschlossener EVs im Netz. Ein „Ausfall“ tritt dann ein bzw. ist definiert, wenn mindestens eines der Netzbetreiberkriterien verletzt wurden ist. Dieses Spektrum kann in drei Bereiche gegliedert werden. Bereich A ist der Wertebereich in dem keine Ausfälle auftreten können (Ausfallrate = 0 %), Bereich C ist der Wertebereich in dem nur Ausfälle auftreten (Ausfallrate = 100 %) und Bereich B ist der Übergangsbereich dazwischen (0 % < Ausfallrate < 100 %). Diese

Bereiche werden wie bereits zuvor beschrieben als das N_0-, das N_{30}- und das N_{100}-Kriterieum bezeichnet (vgl. Abschnitt 5.2).

Während der im Projekt zahlreichen durchgeführten Simulationen stellte sich heraus, dass die Bereiche A und C des Spektrums mitunter einen Großteil des Spektrums belegen. Da diese Bereiche aus Sicht der Analyse nicht von weiterem Interesse sind, wurde für die MC Simulation in OROP eine Verbesserung eingeführt. Eine Ausnahme jedoch stellen die Werte die direkt an den Bereich B angrenzen dar. Die sind die notwendigen Grenzwerte. Diese Verbesserung wurde so umgesetzt indem man einen definierten Prozentsatz der Simulationen exklusiv in Bereich B und den Grenzwerten von Bereich A und C der sogenannten „Region of Interest“ oder auch als ROI bezeichnet durchführt. Durch diese Optimierung im Algorithmus war es möglich eine wesentlich schnellere Abschätzung im Bereich B zu erlangen. Durch das Einbeziehen der Grenzwerte und eine ausreichend groß gewählte Anzahl an getesteten EV-Verteilungen bleibt dabei die Präzision der Grenzwertangaben vollständig erhalten. Es sollte abschließend erwähnt werden, dass dieses Optimierungsverfahren nur für Netzmodelle eine Beschleunigung ermöglicht, welche einen signifikanten Größenunterschied der Bereiche A, B und C aufweisen. Ein Nachteil kann bei der Verwendung der ROI nur entstehen, wenn die Anzahl getesteter Elektrofahrzeugverteilungen zu klein gewählt wird.

Um ein besseres Verständnis hinsichtlich des Funktionsablaufes während einer Simulation zu erhalten wurde dieser als Flussdiagramm vereinfacht erfasst und grafisch erstellt (siehe Abbildung 6.2). Darin sind alle relevanten Verknüpfungen und Abarbeitungsblöcke enthalten.

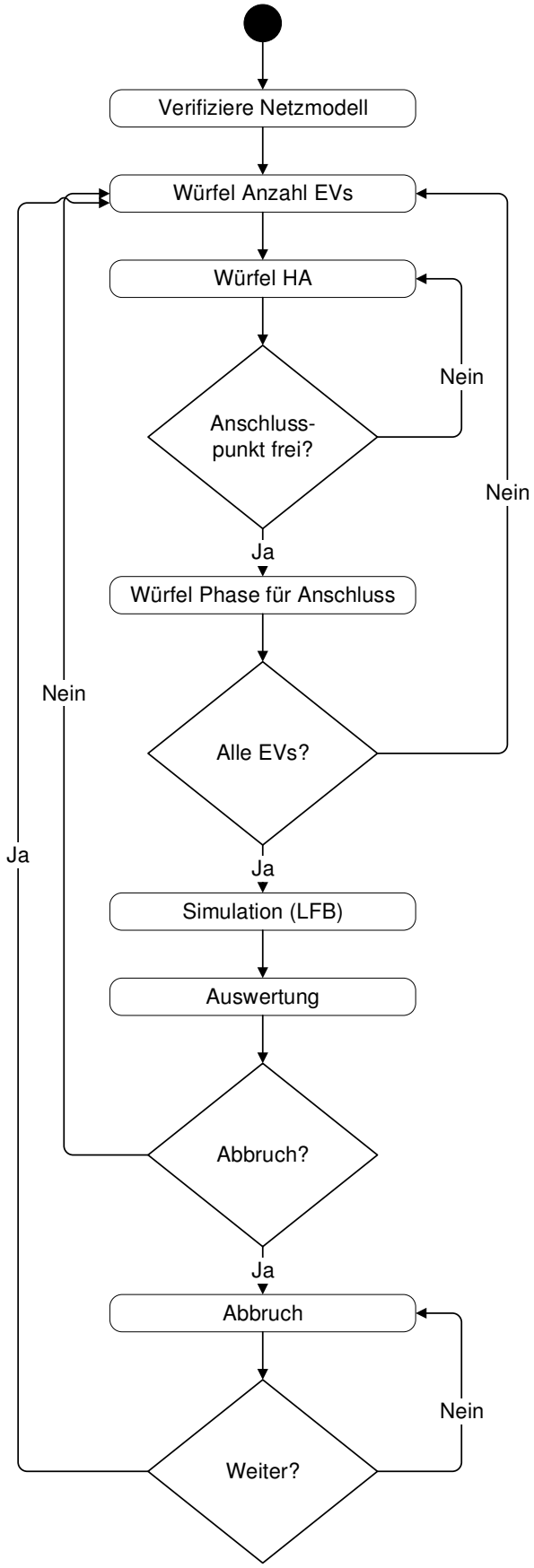


Abbildung 6.2: Flussdiagramm der implementierten OROP Monte-Carlo Methodik.

6.2. Durchführung von Netzanalysen und Studien

Es der Projektlaufzeit wurden viele verschiedene Analysen zur Netzkapazität durchgeführt. Diese bewegten sich vorrangig im Verteilernetz und dort genauer gesagt in sowohl urbanen als auch ländlichen Netzszenarien Szenarien. Dabei wurde ebenfalls ein Vorgehen für weiterführende Netzanalysen und Studien erarbeitet. Diese wird in im Weiteren näher erläutert.

Beispielhaft dargestellt wird die erarbeitete Analyse für das Referenznetz L01 im Starklastfall (vgl. Abbildung 2.10). Die Monte-Carlo Simulation wurde hierfür auf maximal 10.000 Iterationen limitiert. Angewendet werden die untere N_0, die mittlere N_{30} und obere N_{100} Intervallgrenze. Ausgewertet wurden sowohl ein- als auch dreiphasiges Laden der EVs, d.h. es wird das gesamte technisch mögliche Ladespektrum abgedeckt. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass in dem gewählten Beispielnetz mit hoher Wahrscheinlichkeit die Anwendung ein-phasigen Ladens zu Verletzungen von Grenzwerten führt – insbesondere fällt auf, dass die Wahrscheinlichkeit bereits ab 0 eingesetzten Fahrzeugen ansteigt. Ursache hierfür sind Verletzungen des Spannungsbands und erhöhte unsymmetrische Verhältnisse aufgrund einphasigen Ladens. Auch ein simulierter Netzausbau mit dem Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators (RONT) kann die Situation in dem Ortsnetz nicht wesentlich entspannen - mit 4,6 kVA einphasigen Laden kann zumindest ein Fahrzeug geladen werden. Erfolgt hingegen die Ladung symmetrisch mit 11 kVA, so kann durch einen RONT die Netzkapazität für EVs von 0 auf 4 gesteigert werden. Diese Ergebnisse zeigt die Tabelle 6.1.

Tabelle 6.1: Ermittelte Netzkapazität für „RG_L01“ und den Starklastfall bei 10000 Iterationen.

RVN	**P(N)**	**Laden: 1ph**						**Laden: 3ph**			
		S = 3.7 kVA		**S = 4.6 kVA**		**S = 7.4 kVA**		**S = 11.1 kVA**		**S = 22.2 kVA**	
		ohne RONT	**RONT**	**ohne RONT**	**RONT**	**ohne RONT**	**RONT**	**ohne RONT**	**RONT**	**ohne RONT**	**RONT**
RG_L01_HighLoad	**N0%**	0	0	0	0	0	0	5	4	0	0
	N30%	4	8	4	8	4	4	24	20	4	4
	N100 %	8	20	8	16	4	4	24	20	4	4

Der in der Simulation eingesetzte regelbare Ortsnetztransformator regelt symmetrisch und misst jedoch nur an seiner Unterspannungsseite und auch nur auf Phase 1. Damit ist es nicht möglich unsymmetrische Spannungsverhältnisse bei unsymmetrischen Belastungen in irgendeiner Art und Weise komplett auszugleichen.

Die gleiche Analyse wurde auch an dem Referenznetz „SB01“ ebenfalls für den Starklastfall durchgeführt (siehe Abbildung 2.6). Die Monte-Carlo Simulation wurde um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten auf die dieselben Eingangsparameter hin eingestellt. Ausgewertet wurden auch hier ebenfalls das ein-phasige und das mehr-phasiges Laden. Die Ergebnisse für dieses Netzmodell zeigen, dass in dem gewählten Beispielnetz bis zu 20 einphasig ladende EVs gleichzeitig mit einem 30-prozentigem Netzrisiko geladen können, siehe dazu Tabelle 6.2. Der Einsatz eines RONT verringert sogar die Anzahl im N_{100}-Kriterienbereich von beispielsweise 60 auf 52 ein-phasige Fahrzeuge. Erfolgt hingegen die Ladung mit 11 kVA so sinkt aufgrund des Einsatzes eines

RONT die Netzkapazität. Das Netz ist dominant thermisch überlastet. Im Gegensatz zum vorherigen Beispielnetz wirkt der Einsatz eines RONT kontraproduktiv.

Tabelle 6.2: Ermittelte Netzkapazität für „RG_SB01" und den Starklastfall bei 10000 Iterationen.

RVN	P(N)	Laden: 1ph						Laden: 3ph			
		S = 3.7 kVA		S = 4.6 kVA		S = 7.4 kVA		S = 11.1 kVA		S = 22.2 kVA	
		ohne RONT	RONT	ohne RONT	RONT	ohne RONT	RONT	ohne RONT	RONT	ohne RONT	RONT
RG_SB01_HighLoad	**N0%**	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0
	N30%	20	20	20	20	4	4	20	20	8	8
	N100%	60	52	48	40	4	4	24	20	12	12

Diese Methodik wurde so perfektioniert, dass sie es ermöglich einen sehr großen Szenarien raum vollumfänglich und mit den immer gleichen Randbedingen zu untersuchen. Damit ist die Vergleichbarkeit der Ergebnisse untereinander immer gegeben und es lassen sich für die Zukunft Aussagen hinsichtlich der Integration von Elektromobilität im Verteilernetz belastbar ableiten. Der einzige Punkt der noch ausbaufähig wär ist der Punkt der Einbeziehung heterogener EV-Flotte.

6.3. Durchführung der Szenarien-Simulation

Dieser Abschnitt beschäftigt sich mit dem Thema der Szenarien Simulation. Dabei wurde sich in aller erster Linie auf die folgenden Fragestellungen konzentriert:

- Fragestellung 1:"Wieviele EVs lassen sich in den verschiedenen Referenz oder Verteilernetznetzen unter unterschiedlichen Bedingungen integrieren?" und
- Fragestellung 2: "Ist der Ausbaustand der Verteilernetze für eine erwartete Entwicklung hinsichtlich der Elektromobilität ausreichend gut dimensioniert?" zu beantworten.

Das Ziel, was bei dieser Szenarien basierten Simulation erforscht werden sollte, war zu analysieren und zu identifizieren, ob in den betrachteten Netzmodellbereichen ein Netzausbaurisiko besteht. Dazu wurden alle relevanten Ladetechnologien mit unterschiedlichen real existierenden Ladeleistungen sowohl ein- als auch drei-phasig zur Szenarien Bildung mit herangezogen. Dadurch war garantiert, dass das Ganze im Konsortium diskutierte Spektrum abgedeckt werden konnte. Weiterhin wurde das Ziel verfolgt die bestmögliche Aussage hinsichtlich der Netzintegration von EVs in das Verteilernetz zu generieren. Aus diesem Grund wurde für das Simulieren ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 gewählt, das bedeutet dass eingebundene Fahrzeuge sofort und mit der vollen Leistung laden. Dies wurde aus dem realen Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge abgeleitet. Denn diese haben die Angewohnheit beim Start des Ladens mit dem vollen Ladestrom, welchen das Fahrzeug verlangt und anfragt, sofort zu laden ohne irgendeine Verzögerung. Als weiterer wichtiger Punkt wurde die Möglichkeit des Netzausbaus mit vorgesehen. Dabei wurde sich auf die am Markt derzeit in Ortsnetzen etablierte Variante des RONT-Einsatzes gestützt. Dieser wird hier, wie zuvor beschrieben, nur mit Unterspannungsregelung eingesetzt. Als harte Grenzen wurden die Tabelle 6.3 zusammengefassten festgelegt.

Tabelle 6.3: Annahemen der Szenarien basierten MC-Simulation.

Annahmen MC-Simulation	Wert
Max. Auslastung Trafo	100%
Max. Auslastung Kabel	100%

|dU|	+/- 10%
GS/MS	Max. 2%
Iterationen	10000
Ladeart	Ein- & dreiphasig
Lastszenario	Starklast, Mittellast und Schwachlast
Netzausbau	RONT

Durch diese Parametrierung ergab sich eine Szenarienraum von anfänglich 180 Varianten. Dieser wurde aber durch die Erweiterung um die V2G-Funktionalität noch weiter aufgespannt und zwar entstanden dadurch 300 zu berechnende Varianten. Die Komplexität dieses Szenarien Baums veranschaulicht die Abbildung 6.3.

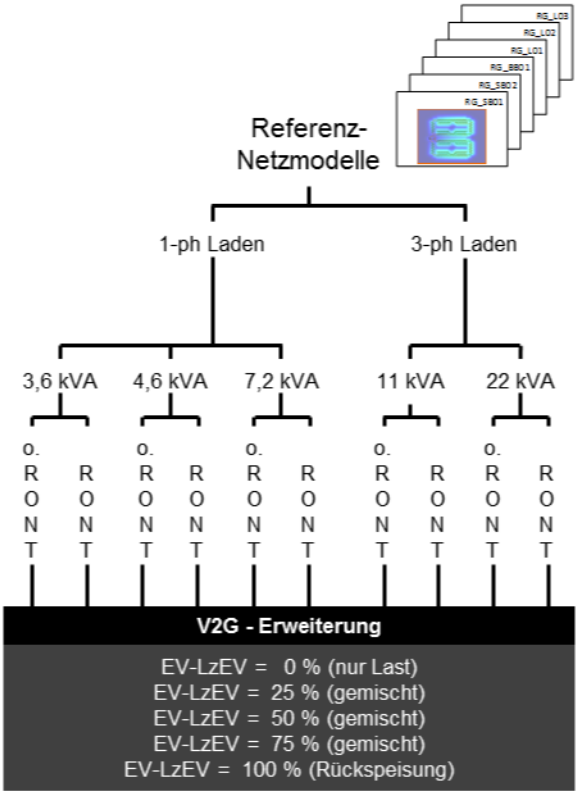


Abbildung 6.3: Der definierte Szenarien Baum der Simulationen.

Bei der zusätzlichen Betrachtung von V2G wurde sich darauf konzentriert sowohl den Last- als auch den Fall der Rückspeisung und der dazwischen vorkommenden Möglichkeiten zu untersuchen. Auch hier stand dabei im Vordergrund eine eventuelles Netzausbaurisikos zu identifizieren. Als zusätzliche Annahme wurde vorausgesetzt dass eine EV bei der Kapazitätsschätzung entweder als Last oder als Erzeuger integriert werden kann, es ist damit keine Mischform möglich. Dies wurde als frei parametrierbares EV-Last zu Erzeugerverhältnis (EV-LzEV) je Referenznetz und je HA integriert.

Um all diese Szenarien Pfade simulieren zu können wurde OROP dazu befähigt, unter Angabe der gewünschten und notwendigen Annahmen, all diese Pfade automatisch abzuarbeiten.

Dadurch konnte ebenfalls sichergestellt werden, dass alle Varianten in einer überschaubaren Simulationszeit berechnet werden konnten.

6.4. Ergebnisse der EV-Netzintegrationsanalysen

In diesem Kapitel wird ein ausführlicher Gesamtüberblick über alle durchgeführten Simulationen gegeben. Ergänzend dazu dient der Anhang D: Bei den durchgeführten Netzintegrationsanalysen werden die folgenden Aspekte betrachtet:

- Berücksichtigung der VDE-AR-N 4105 und
- der V2G Funktionalität.

6.4.1. Berücksichtigung der VDE-AR-N 4105

Als erstes erfolgt die Netzintegrationsanalyse ohne Berücksichtigung des Schieflastkriteriums nach [14] mit den zuvor errechneten Werten aus der oben erläuterten Monte-Carlo Simulationsmethode für die maximal mögliche Anzahl an integrierbaren Elektrofahrzeugen je Ladeart in Abhängigkeit des Netzbetreiberrisikos. Eine große Anzahl an Kriterien Verletzung stellt hier vor allem die thermische Belastungsgrenze des Ortsnetz Trafos dar. Diese resultiert aus der Tatsache heraus, dass er die durch die EVs hervorgerufene stark angestiegene Netzgesamtlast nicht mehr kompensieren kann. Dadurch fährt er an seine Betriebsmittelgrenze. Einen weiteren leichten Einfluss auf die Limitierung der EV-Anzahl hat das Kriterium der Spannungsbandverletzung nach DIN EN 50160, dies wird mit dem Fingerprint in Abbildung 6.4 visuell verdeutlicht, wobei dieser die Kriterien Verletzungen während aller Iterationen für einphasige mit 16A ladende Fahrzeuge dokumentiert. Weiterhin zeigt das Diagramm den Starklastfall in dem gewählten Referenznetz.

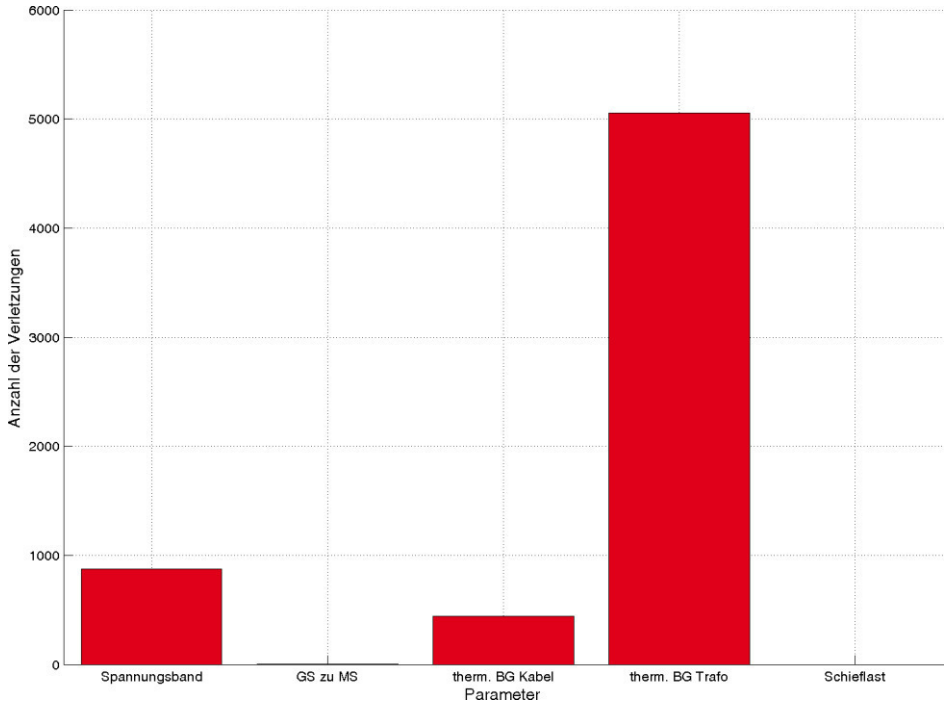


Abbildung 6.4: Festgestellte Restriktionsverletzungen (Fingerprint) im Netz: RG_SB01 während der Simulationen mit 10000 Iterationen ohne die Berücksichtigung des Schieflastkriteriums.

Nach den durchgeführten Untersuchungen ohne das Schieflastkriterium wurden die MC-Simulationen mit Berücksichtigung der VDE-AR-N 4105 durchgeführt. Dies resultiert aus der Tatsache heraus, dass diese Vorschrift im realen Verteilernetzbetrieb unbedingt beachtet werden muss, d.h. jeder Netzbetreiber ist dazu angehalten dies zu tun. Der Fingerprint für den einphasigen EV-

Ladefall mit Berücksichtigung der VDE-AR-N 4105 wird in Abbildung 6.5 dargestellt. Es ist ganz deutlich zu erkennen, dass nur noch die Verletzung des Schieflastkriteriums eine Rolle spielt. Dieses wurde zu 80% bei allen durchgeführten Berechnungen verletzt und war aufgrund der Normvorgaben auch so zu erwarten, denn laut [14] und [13] darf die Differenz zwischen schwach und hochbelasteter Phase maximal 20A betragen und die Summe aller einphasig angeschlossener Erzeugungsanlagen (EA) muss $\leq$ 4,6 kVA je Außenleiter sein und darf somit diese Grenze auch nicht übersteigen. Weiterhin beträgt die maximale einphasige Bemessungsleistung 4,6 kVA, d.h. der dazugehörige Strom darf maximal 20 A betragen.

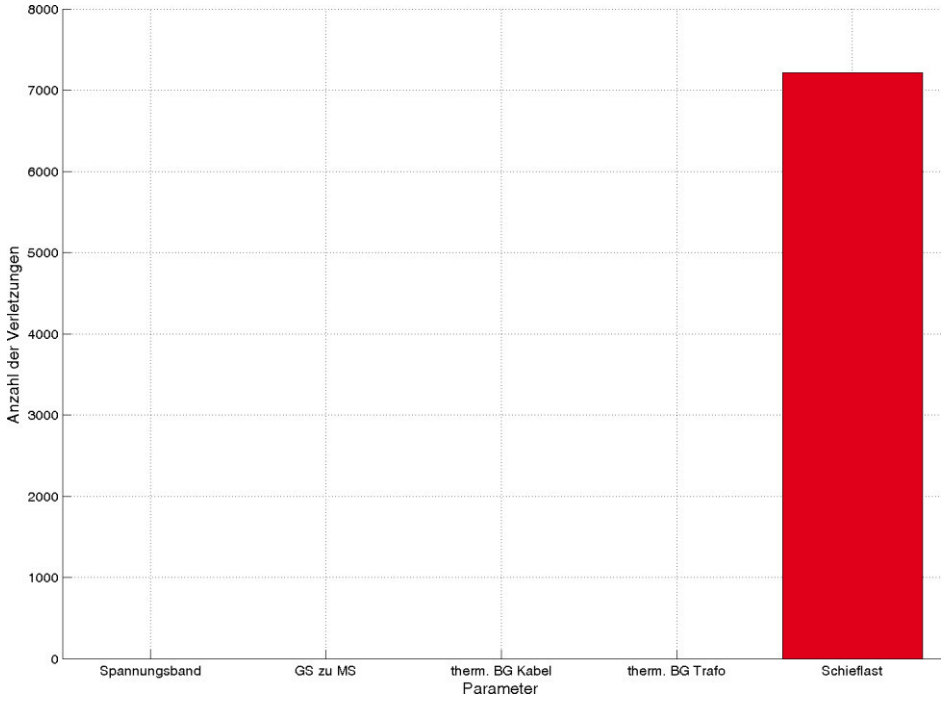


Abbildung 6.5: Festgestellte Restriktionsverletzungen (Fingerprint) im Netz: RG_BB01 während der Simulationen mit 10000 Iterationen mit Berücksichtigung der VDE-AR-N 4105.

In den ländlichen und randstädtischen Bereichen ist ein ähnliches Verhalten erkennbar. Dort entstehen die Variationen nur durch die jeweiligen Netzstrukturen. Ein grafischer Vergleich beider Szenarien findet sich für alle berechneten und analysierten Referenznetze im Anhang E:.

6.4.2. Berücksichtigung der V2G Funktionalität

Die folgenden Abbildungen illustrieren den Fall der maximal möglichen Verteilung der EVs mit Berücksichtigung der V2G Funktionalität in den Netzen BB01 und SB01. Die V2G-Untersuchungen hier beschränken sich auf Grund des großen Datenaufkommens auf die beiden Extremfälle. Zum einen auf den reinen Last (Last = 100 % und Erzeugung = 0 %) und zum anderen auf den reinen Rückspeisefall (Last = 0 % und Erzeugung = 100 %). Dabei stellt die Farbe Grau das reine Rückspeiseverhalten der Elektrofahrzeuge dar.

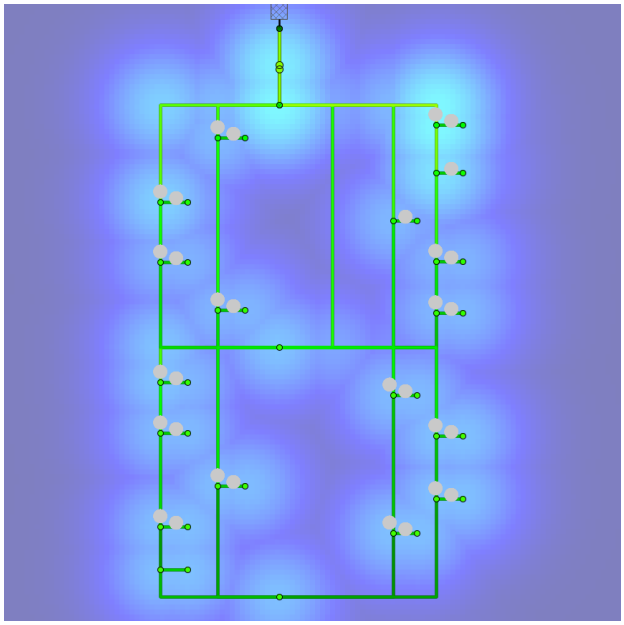


Abbildung 6.6: Maximal mögliche EV-Verteilung im Modellnetz BB01 im V2G Rückspeiseszenario.

Bei diesen generierten Darstellungen lassen sich aufgrund der unterschiedlichen Netzstrukturen und topologischen Netzausdehnungen der Modelle ableiten, dass sich im urbanen Bereich (siehe Abbildung 6.6) mehrere rückspeisefähige Fahrzeuge an einem HA integrieren lassen als im städtischen Randbereich (siehe Abbildung 6.7). Dort werden die Fahrzeuge größtenteils einzeln über das gesamte Ortsnetz je HA verteilt. Dies ist durch die wesentlich größere HA-Dichte und deren geringere Lastverteilung zu erklären und bedeutet im Umkehrschluss, dass ca. dreiviertel der HA ihr Fahrzeug für Rückspeisezwecke zur Verfügung stellen könnten. Diese große Anzahl an EVs ist in diesem Fall auch nicht ungewöhnlich und wurde auch so erwartet, da es größtenteils in diesem Szenario zu Lastkompensationseffekten kommt durch die gleichzeitige Rückspeisung kommt.

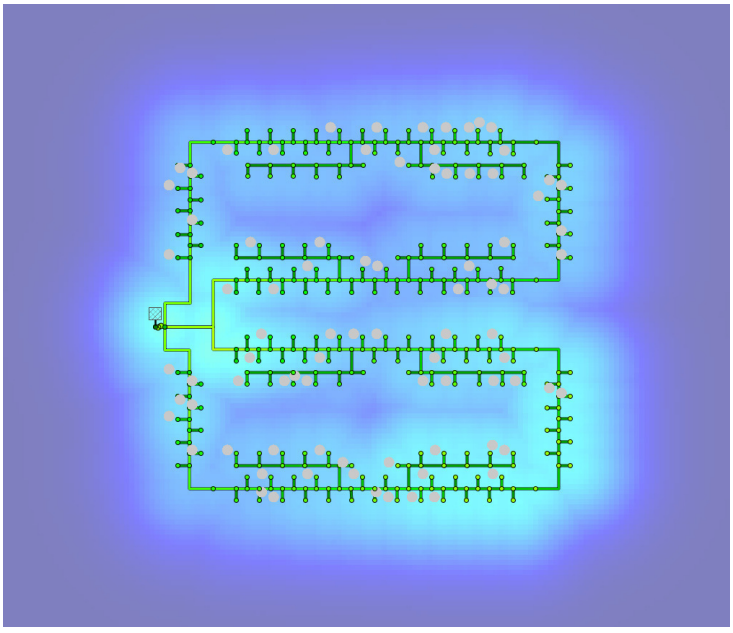


Abbildung 6.7: Maximal mögliche EV-Verteilung im Modellnetz SB01 im V2G Rückspeiseszenario.

6.4.3. Ergebnisse der Netzintegrationsanalyse

Die Ergebnisse mit und ohne Berücksichtigung des Schieflastkriteriums werden hier für den Spitzenlastfall dargestellt, da dieser weiterhin den für den Netzbetrieb schlechtesten Anwendungsfall („Worst-Case“) abbildet. Die erarbeiteten Netzbetreiberrisiken sind hier wie folgt definiert:

- Das N_0-Kriterieum beschreibt den Fall keinerlei Netzbetriebsrisiken,
- Das N_{30}-Kriterium beschreibt den Fall eines minimalen Netzbetriebsrisikos, d.h. ab dieser Schwelle sollte auf die Netzstabilität geachtet werden und
- Das N_{100}-Kriterium beschreibt das volle Netzbetriebsrisiko, ab hier muss unbedingt ausgebaut werden bevor die Netzstabilität verletzt wird.

Die Abbildung 6.8 zeigt die minimale Anzahl integrierbarer Elektrofahrzeuge für alle betrachteten Referenznetze und vorkommenden Ladeleistungen, inklusive der nicht TAB-konformen Ladeleistungen von 7,2 kVA. Diese „Worst-Case“ Ergebnisse der Analysen zeigen, dass unabhängig vom betrachteten Referenznetz, die minimal erlaubte Anzahl an EVs für unidirektionale Integration immer bei 1 bleibt. Dabei liegt das entsprechende Risiko über 30 % (N_{30}), wobei eine Integration ohne Risiko überhaupt nicht möglich ist. Das Worst-Case Ergebnis bei der V2G-Einbeziehung (100 % Erzeugung) zeigt eine signifikante Erhöhung bei der minimalen Integrationsanzahl an Fahrzeugen, während minimal vier EVs mit einem Risiko von 30 % (Gelb) oder höher (Rot) integrierbar sind.

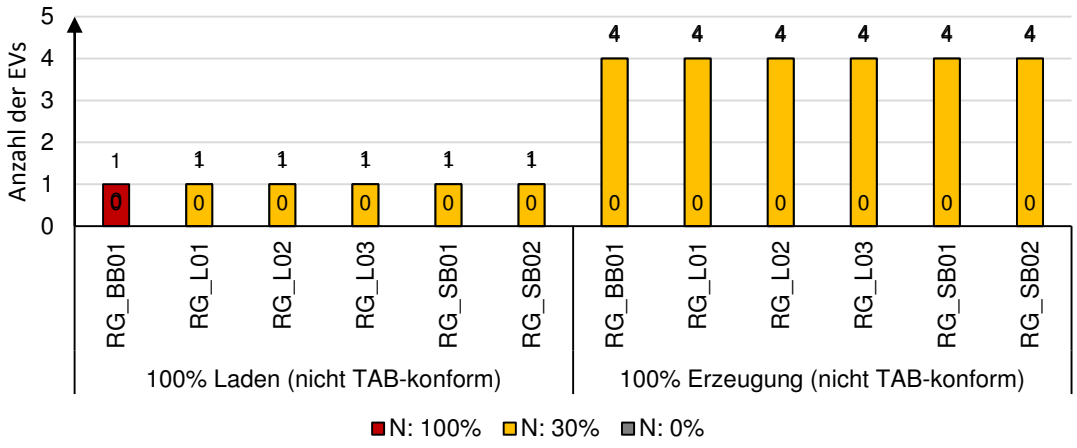


Abbildung 6.8: Minimale Anzahl integrierbarer EVs je NB-Risiko in allen Netzen für ohne und mit die Berücksichtigung des Schieflastkriteriums für normale und V2G Betrieb.

Abbildung 6.9 visualisiert die minimale Anzahl an integrierbaren EVs für alle Referenznetze und die TAB-konformen Ladeleistungen. Es ist klar, dass keine EVs ohne Risiko integrierbar sind. Unter dem unidirektionalen Betrieb zeigt das Referenznetz „RG_L02“ die höchste minimale Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge für ein entsprechendes Risiko größer als 0 % (N_0). Unter der V2G-Bedingung können 20 EVs mit einem Risiko kleiner als 30 % in den Modellnetzen „RG_SB01“ und „RG_SB02“ problemlos integriert werden. Im Referenznetz „RG_L03“ sind immerhin 92 Elektrofahrzeuge mit einem Risiko von 30-100 % in diesem integrierbar.

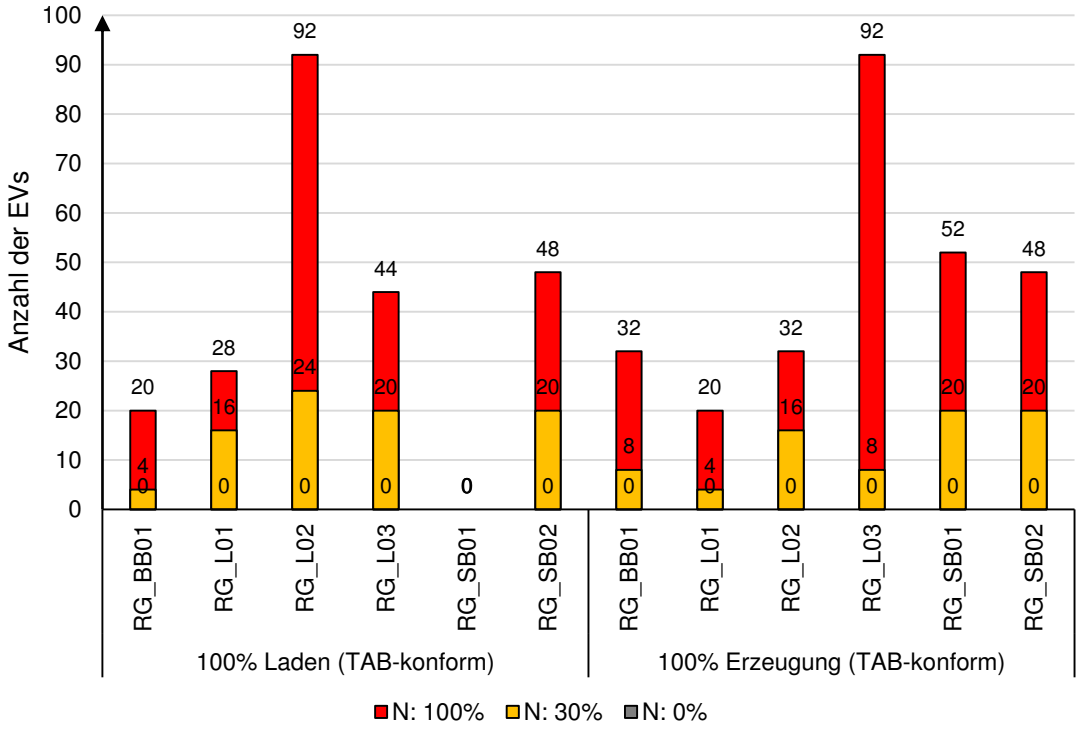


Abbildung 6.9: Minimale Anzahl integrierbarer EVs je NB-Risiko in allen Netzen für ohne und mit die Berücksichtigung des Schieflastkriteriums für normale und V2G Betrieb.

Die vollständigen Ergebnisse für die Netzintegrationsanalyse mit Berücksichtigung der VDE-AR-N-4105 und Varianten der V2G Funktionalität sind ausführlich im Anhang E:, Abbildung 0.3 – Abbildung 0.14 abgelegt. Weiterhin wurden diese ermittelten Anzahlen der möglichen EVs auch als Gesamtleistungswerte (als Scheinleistungswerte) je Modellnetz generiert um ein besseres Verständnis für diese Vielzahl an Werten im gesamten untersuchten Szenario Raum zu erhalten. Diese werden in den Tabellen im Anhang D: ausführlich für jedes Modelnetz und ebenfalls jedes Szenario dargestellt.

6.5. Zusammenfassung

Abschließend zu den Arbeitspaketen des Verteilernetzbetriebs erfolgt hier eine Zusammenfassung in Form der Prüfung der anfänglich im Einleitungsteil gestellten Forschungsfragen. Dabei wurde zuerst die Frage gestellt: „Stellt die einphasige Ladung von Elektrofahrzeugen in den derzeitigen Niederspannungsnetzen ein Risiko hinsichtlich der Netzqualität dar?“.

Diese Frage lässt sich im Ergebnis, wie nicht anders zu erwarten, eindeutig mit ja beantworten. Im vorliegenden Abschnitt wurde die eingeführte Methode der Fingerprints genutzt, um belastbare Aussagen bezüglich des Risikos des einphasigen Ladens von EVs im Niederspannungsnetzen zu treffen. Dabei wurde festgestellt, dass das einphasige Laden auf die Kriterien der Schieflast die häufigste Restriktion zur Einhaltung der Norm VDE-AR-N 4105 ist. Bei den durchgeführten Netzsimulationen ergab sich ein einhundertprozentiges Risiko für alle untersuchten Netze ab einer Fahrzeuganzahl von eins. Das ist darauf zurückzuführen, dass das einphasige Laden mit mehr als 20 A generell im Untersuchungsraum nicht zulässig ist. In der Simulation wurde ebenfalls das normkonforme Ladeverhalten untersucht. Hierbei stellt sich ein heterogenes Risiko über die untersuchten Netze ein. Dieses variiert je Netzgebiet von 4 bis zu 92 EVs. Die Gesamten

Untersuchungsergebnisse und deren Fingerprints, die alle getroffenen Aussagen im vollen Umfang stützen, befinden sich in Anhang F: und Anhang G:.

Als zweites wurde durch die VNB-Rolle die Forschungsfrage aufgeworfen: „Kann ein öffentliches Last – und Lademanagement im Verbund mit einem lokalen Last- und Erzeugungsmanagement für EVs dazu beitragen die Netzqualität zu erhalten?“

Auch diese Frage kann eindeutig mit ja beantwortet werden, denn die Funktionsfähigkeit des vorgestellten ÖLM- und LLM-Systems konnte im in der Praxis absolvierten Dichteversuch, in Wechselwirkung der Netzseitigen und EV-Nutzerseitigen Restriktionen, nachgewiesen werden. Häufig standen die höher priorisierten EV-Nutzerseitigen Restriktionen im völligen Widerspruch mit den einzuhaltenden Netzrestriktionen. Eine Auflösung dieses Zielkonflikts war dabei nicht Untersuchungsgegenstand dieses Vorhabens und wurde deshalb auch nicht weiter verfolgt beziehungsweise untersucht. Abschließend lässt sich weiterhin feststellen, dass die beiden Lastmanagementsysteme im Verbund das Potential dazu hätten den Netzbetrieb für die flächendeckende Integration von Elektromobilität netzfreundlicher zu gestalten und dies sogar unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimal tun würden.

7. Netzführungskonzept Hochspannung

Ziel des Arbeitspaketes (AP 4.6) ist die Erarbeitung eines Netzführungskonzeptes, welches eine vertikale Netzführung des Hoch- und Höchstspannungsnetzes ermöglicht. Dies beinhaltet weiterhin die Entwicklung eines Regelungskonzeptes zum Abruf von Systemdienstleistungen mit Hilfe von gesteuerten Laden, wobei die Systemstabilität und Systemsicherheit gewahrt bleiben. Somit soll als Ergebnis ein Konzept zur Integration von EVs in das Netzführungsverfahren für Hochspannungsnetze erarbeitet werden.

Zur Erreichung dieser Ziele wurde das AP 4.6 in folgende vier Abschnitte gegliedert:

- 7.1. Spezifikationen Netzführungskonzept für Elektro-Fahrzeuge
- 7.2. Schnittstellen der Betriebsführungen
- 7.3. Entwurf Netzführungskonzept für Elektro-Fahrzeuge
- 7.4. Softwaremodul Netzregler Probebetrieb AS

7.1. Spezifikationen Netzführungskonzept für EVs

Der Betrieb von Energieversorgungsnetzen im Allgemeinen unterliegt den rechtlichen Anforderungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) [28], dessen Ausführungen den Handlungsspielraum festlegen. Dabei werden unter anderem die allgemeinen Aufgaben der Betreiber von Übertragungs- und Verteilnetzen definiert und gegeneinander abgegrenzt. Spezielle Regelungen zu Erneuerbaren Energien (EE) sind im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [29] festgelegt. Der Netzbetrieb ist davon insofern betroffen, dass unter anderem die allgemeine Anschluss- und Abnahmepflicht der EEG-Anlagen definiert ist.

Da im Gesetz die technische Durchführung nicht geregelt ist, wird der Netzbetrieb um Richtlinien ergänzt, welche die technischen Anforderungen an Übertragungs- und Verteilnetz unterscheiden und definieren. Für ÜNB ist das ENTSO-E-Operation Handbook (ENTSO-E-OH) [30] und [31] als Basis des europäischen synchronen Netzverbundes die zentrale technische Richtlinie und wird in die nationale Fassung des Transmission Codes [32] überführt. Für die VNB ist entsprechend der Distribution Code gültig, welcher jedoch nicht direkt einer gemeinsamen europäischen Vorgabe folgt. In Abbildung 7.1 wurde aus den beschriebenen Rahmenbedingungen ein allgemeines Netzführungskonzept abgeleitet.

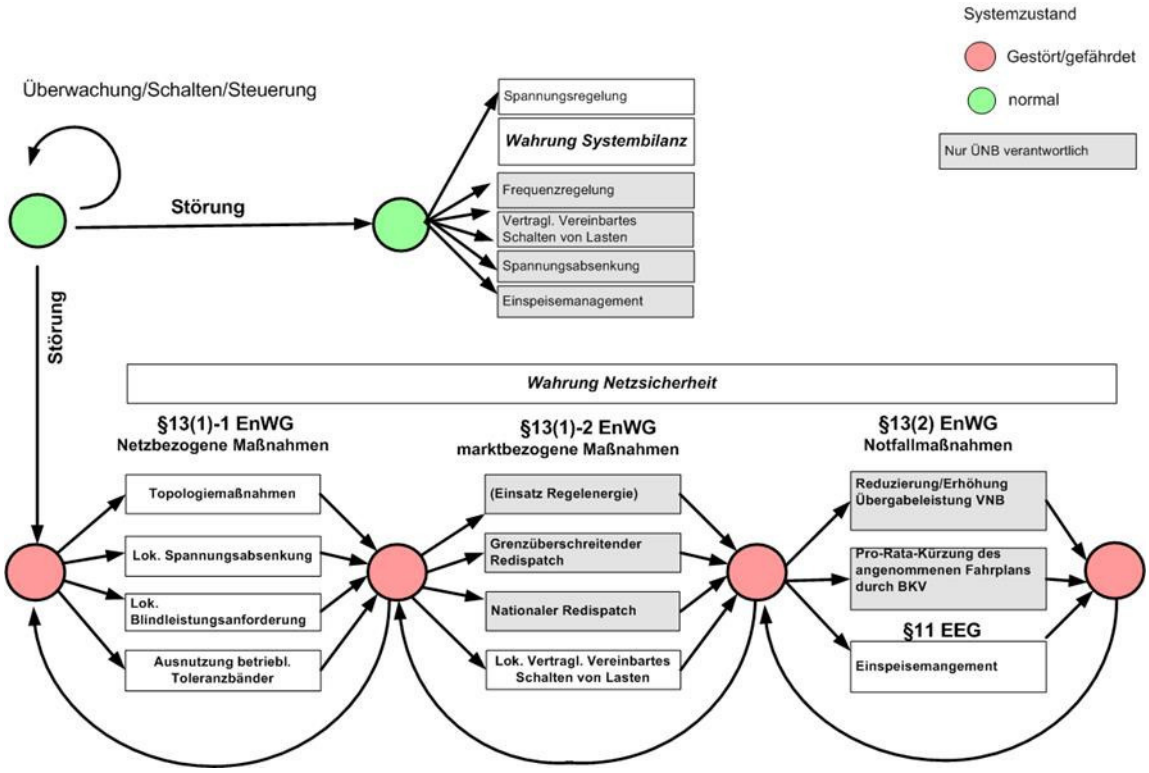


Abbildung 7.1: Wahrung Systemsicherheit und Störungen

Im Folgenden werden die Anforderungen für Netzsicherheit (siehe Tabelle 7.1) und Leistungsfrequenzregelung (Tabelle 7.2 & Tabelle 7.3) definiert und spezifiziert. Das daraus resultierende Netzführungskonzept orientiert sich dabei an zwei Grundsätzen:

a. Maßnahmen der Netzführung sind nach deren Wirksamkeit zu wählen
b. bei der Beseitigung von Engpässen dürfen keine neuen Engpässe entstehen

Tabelle 7.1: Anforderungen Netzsicherheit (abgeleitet aus [33])

§ 15 Stromnetzzugangsverordnung Diskriminierungsfrei, transparent	**Räumliche Anforderung**	**Zeitliche Anforderung**	**Mengenanforderung**	**Technische Anforderung**	**Nachweis**
	- innerhalb einer RZ - Vermeidung Folgeengpässe	- Richtwert 60 s - Dauer der Anforderung	> 10 MW	- vertraglich vereinbart	- vertraglich vereinbart
	- abhängig von Auftreten des Engpasses	< 3 min (NE1, 2) < 15 min (6, 7)	> 100 MW (NE 1) > 10 MW (NE 2)	- vertraglich vereinbart	- vertraglich

	- Sicherstellung der Wirksamkeit - Vermeidung Folgeengpässe	Dauer des Engpasses	> 0 MW (NE 6, 7)		vereinbart

Die Stabilität des Systems wird durch den Einsatz von Leistungs-Frequenz-Regelungen (LFCRs) sichergestellt, die in Abhängigkeit von ihrem Zweck und der Aktivierungsdauer in drei Produkte kategorisiert werden kann [34], [35]. Die Charakteristiken und Ausschreibungsanforderungen für die LFCRs sind in Tabelle 7.2 und Tabelle 7.3 gegeben.

Tabelle 7.2: Anforderungen Leistungsfrequenzreglung (abgeleitet aus [36])

	Räumliche Anforderung	**Zeitliche Anforderung**	**Mengenanforderung**	**Technische Anforderung**	**Nachweis**
Primärregelleistung (PRL)	- Kernanteile in RZ (kann) - Max. 180 MW je Netzknoten (ÜNB)	30 s / 15 min	± 1 MW	-Kriterien gelten für jede Technische Einheit (TE) -Angabe des Netzknoten -Angabe der Art der PRL Realisierung	-dezentraler Abruf (Statik)
SRL	- mindestens 2 / 3 Kernanteil in RZ (soll)	30 s / 5 min / 15 min	5 MW	-TE im Pool kann einzeln angesteuert werden - ein Pool ein ÜNB <u>Übermittlung:</u> -AP Pool -Übermittlung voreilender AP (5 min) -IST-Erzeugung Summe Pool -IST-Erzeugung TE (Umsetzung) -Poolzuordnung (Umsetzung)	-SRL des ÜNB (Leistungs-Sollwert) -einpolige Dauermeldung (Status) -Rückmeldung erbrachter SRL-IST-Wert des Pools (Brutto oder Nettoprinzip) -dynamische Werte
Minutenreserveleistung (MRL)	- Kernanteil in RZ kann)	15 min / 4 h	5 MW	-Kriterien gelten für jede TE -Angabe des Netzknoten je TE -Angabe VNB für jede TE	-Ex-post - 1 min Schritten -Fernmündlich / Email / Fax / Leittechnische aktiviert

				-Pool < 30 MW IST-Wert-Übermittlung -Zuordnung jeder TE zu Bilanzkreis	

Tabelle 7.3: Formen der Regelleistungsausschreibung (abgeleitet aus [36])

Regelleistungsqualität	**PRL**	**SRL**	**MRL**
Ausschreibungszeitraum	wöchentlich	wöchentlich	täglich
Mindestangebotsmenge	± 1 MW	± 5 MW	± 5 MW
Produkteigenschaften	keine Zeitscheiben, keine Unterteilung der Regelrichtung 1 Produkt	Zwei Zeitscheiben (HT, NT), Unterteilung in positive und negative SRL 4 Produkte	Sechs Zeitscheiben (alle vier Stunden), Unterteilung in positive und negative MRL 12 Produkte

Für die Teilnahme am Regelleistungsmarkt und den damit verbundenen Ausschreibungsverfahren müssen sich potenzielle Anbieter einem Präqualifikationsverfahren unterziehen, indem sie nachweisen, dass sie die zur Gewährleistung der Systemstabilität erforderlichen Anforderungen zur Bereitstellung einer oder mehrerer Regelleistungsqualitäten erfüllen. Die Anforderungen sind in den Anhängen D1 bis D3 des Transmission Code 2007 [32], [37], [35] der deutschen ÜNB für die jeweiligen Regelleistungsqualitäten enthalten. Neben der technischen Kompetenz muss auch die ordnungsgemäße Erbringung unter betrieblichen Bedingungen sichergestellt sein. Die Anforderungen unterscheiden sich je nach Regelleistungsqualität. Gleich ist in allen Präqualifikationsverfahren der notwendige Nachweis der Erfüllung von technischen, informationstechnischen und organisatorischen Mindestanforderungen. Im Rahmen des Probebetriebs liegt der Fokus auf der Erbringung von SRL mittels EVs und wird im praktischen Flottenbetrieb umgesetzt und erprobt.

7.2. Schnittstellen der Betriebsführungen

Bei den Schnittstellen werden die drei Bereiche Kommunikations-, LFCR- und Markt-Schnittstellen unterschieden.

Der allgemeine Kommunikationsaufbau ist in Abbildung 7.2 dargestellt. Im Rahmen des Probebetriebs besteht eine Verbindung zwischen dem ÜNB und dem Aggregator via virtuellem privatem Netzwerk (Virtual Private Network - Tunnel). Dabei werden zwei verschiedene Arten von Daten kommuniziert: operative Abrufdaten und markttechnische Daten. Die operativen Daten des Abrufs resultieren aus den in [33] beschriebenen Anforderungen und sind mittels IEC 60870-5-104-Protokoll [34] umgesetzt. Die markttechnischen Daten umfassen Zugangsdaten, Bedarfsausschreibungen, Angebotsabgaben, Zuschlagserteilung sowie deren Abrechnung.

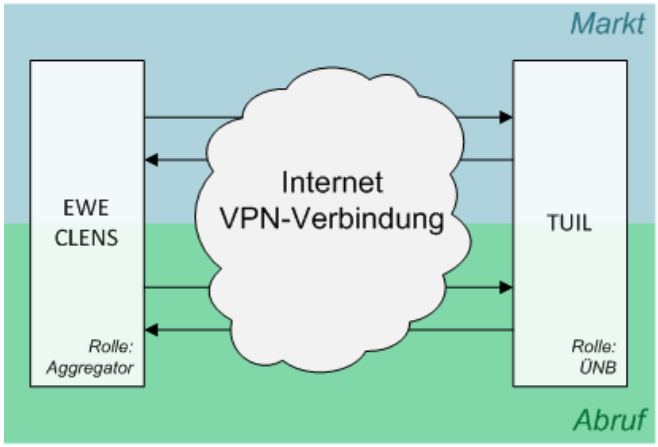


Abbildung 7.2: Die drei Unterscheidungsbereiche bei der ÜNB-Schnittstelle

7.3. Entwurf Netzführungskonzept für Elektro-Fahrzeuge

Das hier zu entwickelnde Konzept soll ein Teil des Netzführungskonzeptes für Hoch- / Höchstspannung sein und orientiert sich somit an den Anwendungsfällen / Interessen des ÜNBs. Das zu entwerfende Netzführungskonzept für die EVs basiert auf den in Abschnitt 7.1 erarbeiteten Spezifikationen und unterteilt sich in die Planung (Beladungsprofilberechnung) und Online-Betriebsführung.

Mit Anschluss des EVs an die Ladestation stellt der EV-Pool-Betreiber eine Anfrage an den VNB der ein ÖLM Profil für diesen Ladepunkt berechnet. Dieser Vorgang geschieht für alle zum Zeitpunkt „k“ angeschlossenen EVs. Mit dem Erhalt dieser Information übermittelt der EV-Pool dem ÜNB, wie viel Energiemenge, maximale Ladeleistung und bezuschlagte SRL sich an jedem Netzanschlusspunkt für die nächsten Zeitschritte „k+x“ befinden werden. Der ÜNB kann mittels einer Leitungsfluss- und (n-1)-Berechnung unter Berücksichtigung dieser Informationen sowie Einspeise- und Lastprognosen für den veranschlagten Zeitraum frühzeitig Netzengpässe ermitteln und durch eine geeignete Verteilung der Ladeleistung je Netzanschlusspunkt pro Zeitschritt vermeiden. Diese beiden Schritte Netzberechnung und Ladeleistungsverteilung über den gegebenen Zeithorizont werden iteriert, bis es keinen weiteren Bedarf für Anpassungen gibt. Die ermittelten Gesamtladeleistungen je Netzanschlusspunkt werden anschließend an den EV-Pool-Betreiber übergeben. Dieser berechnet für die jeweiligen EVs die optimierten Fahrpläne (siehe Abbildung 7.3) unter Berücksichtigung folgender Punkte:

- LLM / ÖLM Profil vom VNB
- Prognose der Lasten und Einspeisung
- Beladungszielfunktion
- Liste der zum Zeitpunkt „*t*“ angeschlossenen EVs pro Netzknotenpunkt (380 / 110 kV)
- Liste der pro Netzknotenpunkt zur Verfügung stehenden SRL bezuschlagten EVs
- Art der SRL Bezuschlagung des EVs
- Maximale Gesamtladeleistungsvorgabe am Netzanschlusspunkt durch den ÜNB

Dabei ist besonders zu beachten, dass, je nach bezuschlagter SRL, andere Beladungsstrategien und Mindestoffsets bzw. Grundbeladungen für die EVs angewendet werden müssen.

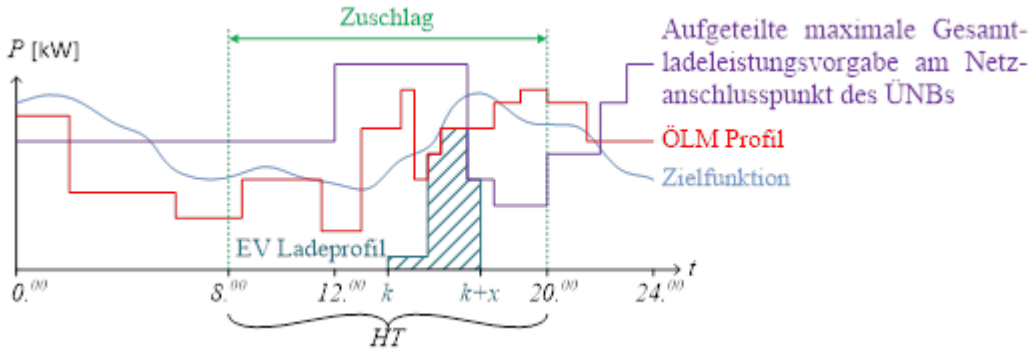


Abbildung 7.3: Ladeprofilermittlung EV (Anschlusszeitraum = k…k+x)

Im Normalbetrieb werden alle Beladungsfahrpläne für die EVs abgefahren. Im Falle eines SRL-Abrufs fordert der EV-Pool-Betreiber das ÖLM-Profil des VNBs an. Anschließend muss er die vom ÜNB abgerufene SRL auf die einzelnen EVs unter Berücksichtigung des ÖLM-Profils sowie der maximalen Gesamtladeleistungsvorgabe am Netzanschlusspunkt durch den ÜNB aufteilen.

7.4. Softwaremodul Netzregler Probebetrieb

Die Abbildung eines Sekundärreglers bedingt die Berechnung des Area Control Errors (ACE). Hierfür sind entsprechende Messungen der Frequenz in den einzelnen RZs sowie die Erfassung der regelzonenübergreifenden Austauschleistungsflüsse notwendig. Da diese Messdaten im Rahmen des Probebetriebs nicht bereitgestellt werden können, wurden sie durch ein synthetisches Abrufsignal ersetzt.

Zweck des synthetischen Signals ist die möglichst repräsentative Darstellung der Inanspruchnahme von SRL, damit dieses als Eingangssignal im Rahmen einer Simulation verwendet werden kann und in den verschiedenen Versuchsphasen vergleichbare Ergebnisse vorliegen. Um dieser Aufgabe gerecht zu werden, muss das synthetische Signal verschiedene Anforderungen erfüllen. Zu diesen Anforderungen gehören unter anderem:

- stochastisches, wertkontinuierliches und zeitdiskretes Signal,
- Häufigkeitsverteilung der Abrufmengen des erzeugten Signals soll mit der Verteilung der historischen Abrufzeitreihe übereinstimmen,
- Korrelation der Abrufmengen nachfolgender Viertelstundenintervalle ist zu beachten,
- keine sprungartigen Änderungen der Abrufmengen größer als in der Realität,
- Darstellung von 20 Wochen im 4-Sekunden-Raster = 3.024.000 Werte und
- keine Beachtung von Zeitumstellungen.

Das synthetische Signal wurde schlussendlich aus 20 Wochen der historischen Abrufzeitreihe vom 27.06.2011 bis zum 30.06.2013 [38] zusammengesetzt. Dabei wurden 20 Wochen ausgewählt, die kumuliert die geringste Abweichung von der historischen Abrufhäufigkeitsverteilung aufwiesen (siehe Abbildung 7.4).

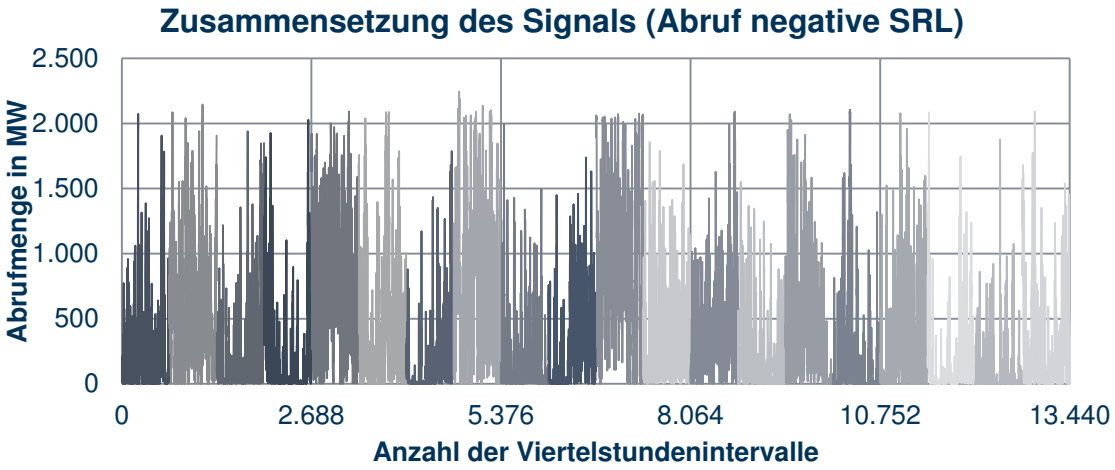


Abbildung 7.4: Beispielzusammensetzung für den Abruf der negativen SRL

Im Rahmen des Projektes übernimmt die TUI die Rolle des ÜNB. Dafür wurde im Fachgebiet Elektrische Energieversorgung ein Leitstand zur Überwachung und Regelung eingerichtet. Die Aufgabe der Überwachung ist im Sinne der Anzeige der Messwerte zu verstehen und obliegt dem Messwertserver, welcher in einem separaten Dokument näher beschrieben wird.

Das Softwaremodul Netzregler (siehe Abbildung 7.5) besteht im Wesentlichen aus vier Submodulen, bestehend aus einem File Transfer Protocol (FTP)-Server, MATLAB Programm, einer Structured Query Language (SQL) Datenbank und der Fernwirkschnittstelle. Jedes der Submodule ist für Veranschaulichung und Forschungs- sowie Testzwecke mit einer Visualisierung (Graphical user interface (GUI)) ausgestattet. Alle Komponenten sind redundant ausgeführt.

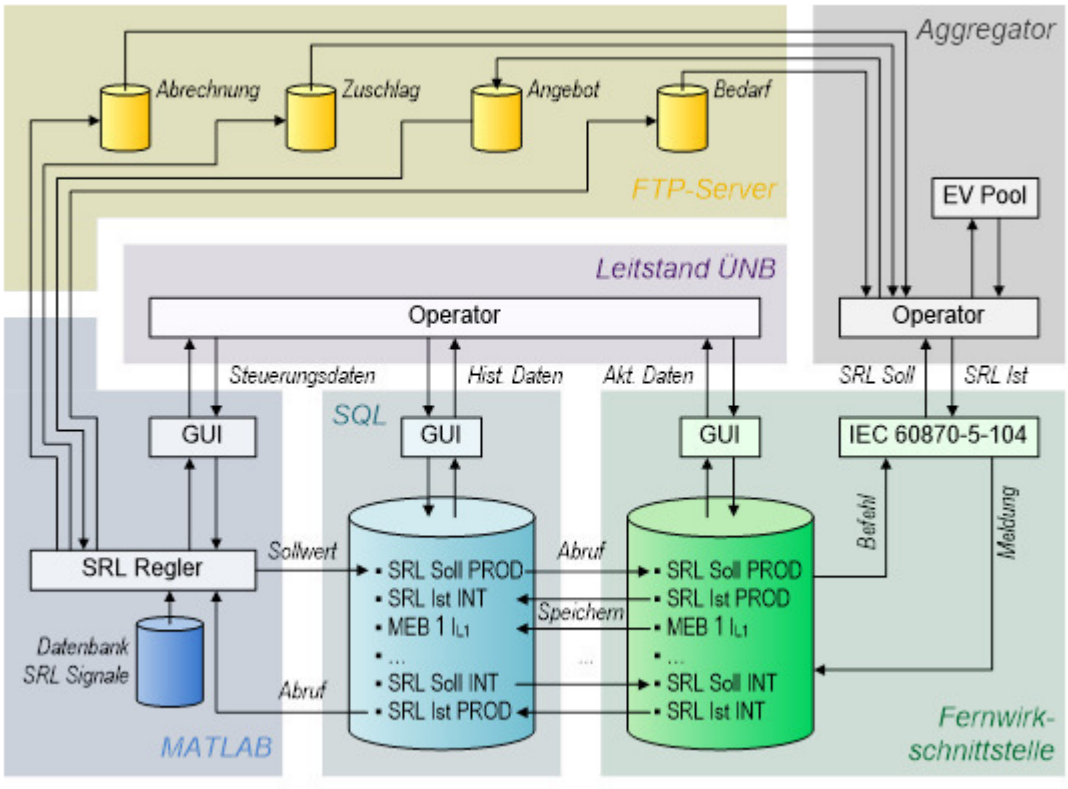


Abbildung 7.5: Softwaremodul Netzregler

7.4.1. Nachbildung der Markt-Plattform (FTP Komponente)

Der eingerichtete FTP-Server bildet die Marktschnittstelle ab. Diese ist nach [39] abgeleitet und in die vier Unterordner Bedarf, Angebot, Zuschlag und Abrechnung unterteilt.

7.4.2. Leistungs-Frequenz-Regler (MATLAB Komponente)

Das in MATLAB implementierte Programm SRL Regler übernimmt die zentrale Rolle des SRL-Reglers. Die Marktaspekte werden in Zusammenarbeit mit der FTP-Komponente bearbeitet. So wird, wie bereits in Abbildung 7.5 skizziert, am Anfang der Woche ein Bedarf für die Folgewoche erstellt und mittels FTP-Server ausgeschrieben. Am Mittwoch ab 17 Uhr werden die dafür eingereichten Angebote aus dem FTP ausgelesen und nach Merit-Order-Liste-1 (MOL-1) bezuschlagt. Die Bekanntmachung der Bezuschlagung geschieht wieder über die FTP-Plattform. Am Montag einer jeden Woche werden die SRL-IST-Werte des Produktivsystems (PROD) der letzten Woche ausgelesen und daraus eine Abrechnung für die jeweiligen Anbieter erstellt, wie in [38] beschrieben. Anhand der sich auf dem FTP befindlichen Abrechnung kann jeder Aggregator / Anbieter die vom ÜNB erfassten SRL-IST-Werte mit seinen eigenen ermittelten Werte vergleichen und gegebenenfalls Einspruch bzgl. der Abrechnung einlegen.

Bei der Erzeugung des SRL-Abrufs kann mittels der GUI (siehe Abbildung 7.6) zwischen dem zuvor beschriebenen synthetischen SRL Signal oder manuell eingestellten Werten gewählt werden. Die sich sekündlich aktualisierenden Werte werden in die SQL-Datenbank geschrieben.

7.4.3. Datenbank (SQL Komponente)

Die SQL-Datenbank übernimmt zwei wesentliche Aufgaben. Erstens zeichnet sie alle Daten auf und speichert diese ab. Somit bildet sie die historische Datenbank. Gleichzeitig dient sie auch als Schnittstelle zwischen SRL Regler und der Fernwirkschnittstelle.

7.4.4. Fernwirkschnittstelle

Die dynamische Fernwirkschnittstelle besteht hier prinzipiell aus einer Echtzeitdatenbank und einer IEC 60870-5-104-Schnittstelle [34]. Die Echtzeitdatenbank dient als zentrales Element und verbindet die SQL-Datenbank mit der IEC-Schnittstelle. Über diese werden wiederum Befehle (SRL-Abrufsignale) verschickt und Messwerte (IST-Werte) empfangen.

Die unten dargestellte graphische Oberfläche (siehe Abbildung 7.6) erlaubt es dabei die ein- und ausgehenden Mess- und Sollwerte in Echtzeit zu beobachten und zu kontrollieren.

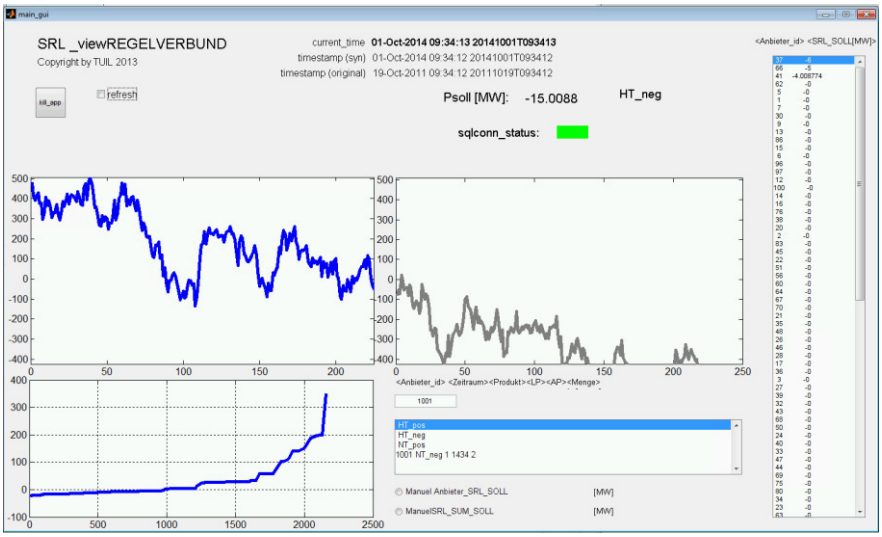


Abbildung 7.6: GUI des SRL Reglers

8. Spezifikation Simulation Hochspannung (TUIL)

Ziel dieses Abschnitt (AP4.7) ist die Erstellung eines Pflichtenheftes und die Bildung eines geeigneten Modells, welches das dynamische Verhalten von Hoch- und Höchstspannungsnetz, EVs und deren Interaktion durch ein Regelungskonzept simuliert. Dementsprechend ist das angestrebte Ergebnis die Spezifikation sowie eine Modelldatenbank für das Simulationssystem Hochspannungsnetz.

Zur Erreichung dieser Ziele wurde das AP4.7 in folgende drei Abschnitte gegliedert:

- 8.1. Spezifikation und Anforderungen an das Simulationssystem
- 8.2. Modellbildung Effektivwertdynamik aggregierter Flotten gesteuerter EVs für statische und dynamische Stabilitätsuntersuchungen
- 8.3. Modellbildung dynamisches Verhalten Hochspannungsnetz

8.1. Spezifikation und Anforderungen an das Simulationssystem

Das zu erarbeitende Simulationssystem muss neben den simulativen Untersuchungen im Abschnitt 9 auch den Netzregler für den Probebetrieb im Abschnitt 7 genügen. Folglich soll für alle Aspekte eine Gesamtumgebung geschaffen werden. Das angestrebte Zielbild ist in Abbildung 8.1 dargestellt. Dabei ergeben sich, speziell im Hinblick auf die simulativen Untersuchungen der zuvor in Abschnitt 7.1 beschriebenen Untersuchungsgegenstände, unterschiedliche Anforderungen an die dafür benötigten Simulationsplattformen und Datenbanken.

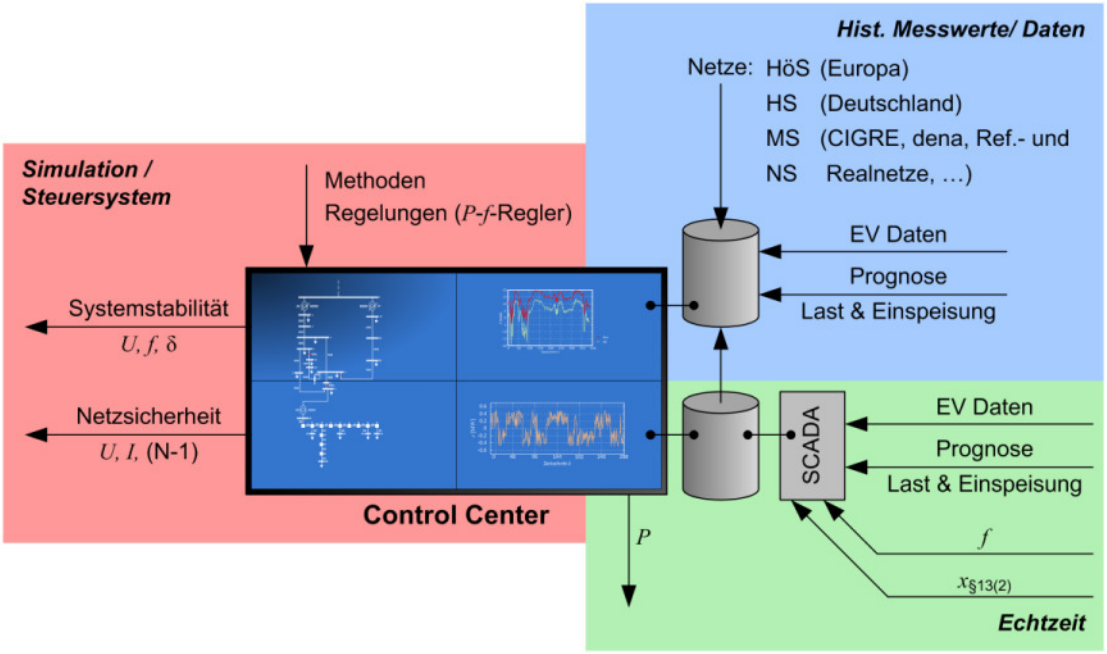


Abbildung 8.1: Zielbild Simulationssystem

Die allgemeinen Anforderungen lassen sich in zeitliche und topologische Aspekte unterteilen. Wie in Abbildung 8.2 dargestellt, leitet sich der Zeitbereich der Untersuchung aus den adressierten Vorgänge und Phänomena ab.

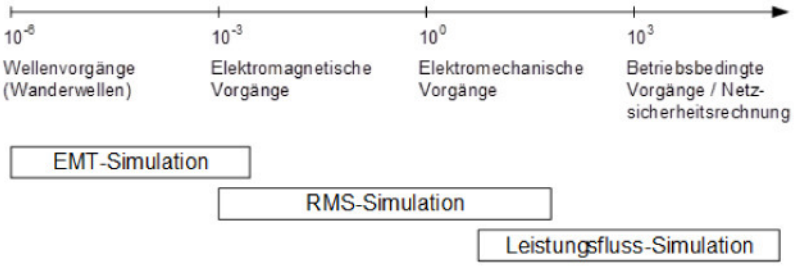


Abbildung 8.2: Abdeckung der Zeitbereiche / Phänomene durch Simulationen

Im Rahmen der Analyse der Auswirkung des Gesteuerten Ladens auf die Systemstabilität fokussiert das Projekt den Beitrag von EV-Pools hinsichtlich der Bereitstellung von SRL als Teil der LFCR. Während die Primärregelung (PR) dem weiteren Abweichen der Frequenz von der Sollfrequenz entgegenwirken soll, dient die Sekundärregelung (SR) der Ausregelung der bleibenden Regelabweichung der Frequenz. Im Zuge dessen wird durch die Bereitstellung von SRL das bestehende Leistungsungleichgewicht zwischen Erzeugung und Last ausgeglichen. Folglich muss die Simulationsplattform die Phänomene der elektromechanischen Ausgleichsvorgänge abbilden können. Dementsprechend ist mindestens ein Generatormodell 2. Ordnung zu verwenden. Somit muss die Simulationsplattform der Mindestanforderung eines 2-Generatoren-Modells genügen. Diese beinhaltet respektive Differentialgleichungssysteme mindestens 4.Ordnung numerisch in einer angemessenen Zeit lösen zu können.

Während die LFCR aufgrund der durch elektromechanische Vorgänge erhöhten zeitlichen Anforderungen an das Simulationssystem einen dynamischen Prozess darstellt, fußt die Netzsicherheitsanalyse auf Leistungsflusssimulationen; ergo liegt hier ein quasi-stationärer Zeitbereich vor. Für die Bewertung der Auswirkungen eines oder mehrerer Betriebsmittelausfälle hinsichtlich der Leitungsbelastungen und Knotenspannungen des Gesamtsystems bedarf es größerer Netze, um

bspw. etwaige Kreisflüsse etc. erkennen sowie Gegenmaßnahmen abrufen zu können. Folglich stellt hier die zu untersuchende Netzgröße das Hauptkriterium dar.

Somit ergibt sich die Konstellation, dass für die Untersuchung der Netzsicherheit die Simulationsplattform Netzberechnungen für sehr große Netze im quasistationären Bereich unterstützen muss. Hingegen erfordert die Analyse der Netzstabilität hinsichtlich der Frequenz eine Simulation im Zeitbereich elektromechanischer Ausgleichsvorgänge für kleine / aggregierte Netze. Daher werden beide Simulationen auf getrennten Plattformen durchgeführt.

8.2. Modellbildung Effektivwertdynamik aggregierter Flotten gesteuerter EVs für statische und dynamische Stabilitätsuntersuchungen

Da der Referenzfall der „European Network of Transmission System Operators for Electricity“ (ENTSO-E) den Ausfall einer Produktionsleistung von 3 GW vorsieht [30], wird im Folgenden die Bereitstellung positiver Regelleistung betrachtet. Hierzu müssen EVs ihre Ladeleistung reduzieren. Für die Ergebnisse dieser Untersuchung ist die Richtung des Lastflusses (positiv oder negativ) irrelevant, da lediglich die Stabilisierungsleistung der EV-Flotte modelliert wird.

Für den Entwurf eines dynamischen Effektivwertmodells für EVs muss in einem ersten Schritt die abzubildende Strecke untersucht werden. Wie in Abbildung 8.3 zu erkennen, sind neben dem Leistungs-Frequenz-Regler des ÜNB und dem EV noch weitere Stakeholder wie der Aggregator und der EV Pool zu berücksichtigen. Aus Sicht des EVs sind diese Akteure auf eine gesamte Kommunikationsstrecke reduzierbar, welche als Totzeitglied in der Simulation abgebildet werden kann. Die Ladecharakteristik des EVs entspricht im weitesten Sinne einem LZI-Übertragungsglied, dass ein proportionales Übertragungsverhalten mit der Verzögerung 1. Ordnung aufweist.

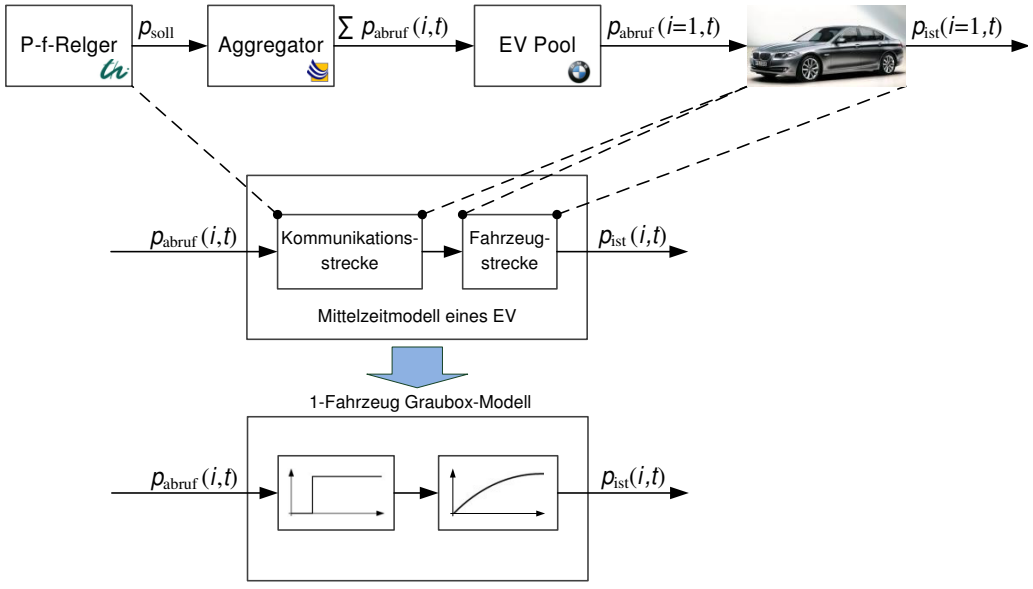


Abbildung 8.3: Mittelzeitmodell eines EV

Zur Beschreibung der Übertragungsfunktion ist die Ermittlung von Zeitkonstanten und Verstärkungsfaktoren notwendig. Dafür werden im Folgenden die einzelnen Kommunikationsstrecken aufgelistet und beschrieben. Für eine bessere Übersicht dient Abbildung 8.4. Die Anordnung orientiert sich hierbei an dem im Probebetrieb vorliegenden Konstrukt, in dem alle zwei Wochen der Poolbetrieb zwischen EWE und BMW gewechselt wird.

Die durch die Kommunikationsstrecke zwischen ÜNB und Aggregator verursachte Latenzzeit wird durch T_1 repräsentiert. Deren Bestimmung erfolgt durch die Zeitstempel des Abruf-Sollwertes seitens ÜNB und dem Eingangszeitstempel seitens Aggregator. Je nach Pool-Betreiber ist die linke oder rechte Kommunikationsanordnung zu wählen. Im Fall der EWE-Poolsteuerung ergibt sich aufgrund der Konstellation, dass EWE auch die Rolle des Aggregators übernimmt, keine separate Kommunikation (maximal Hausintern) zwischen dem Aggregator und EV-Pool statt. Folglich bildet T_2 die Teilstrecke ausgehend vom Eingang SRL Abruf seitens Aggregator bis hin zum Eingang des Sollwerts seitens BMW-Backend. Die Zeitkonstante wird über die Differenz aus dem Logfile-Eingang des BMW-Backends und T_1 bestimmt. Obliegt die Poolsteuerung BMW, so teilt sich die Zeit T_2 in T_5 und T_6. Hierbei entspricht T_5 der Strecke zwischen dem Eingang des SRL-Abrufs seitens Aggregator bis zum Eingang des Sollwerts beim BMW-EV-Pool. Die Ermittlung von T_5 bildet die Differenz aus den Eingangszeitstempeln der jeweiligen Logfiles. Die andere Teilstrecke vom EV-Pool zum BMW-Backend wird durch T_6 zusammengefasst und bildet die Dauer vom Eingang des SRL-Abrufsignals des Aggregator seitens BMW-EV-Pools bis zum Eingang des Sollwerts seitens BMW-Backend ab. T_6 wird über die Logfiles von Pool und Backend evaluiert.

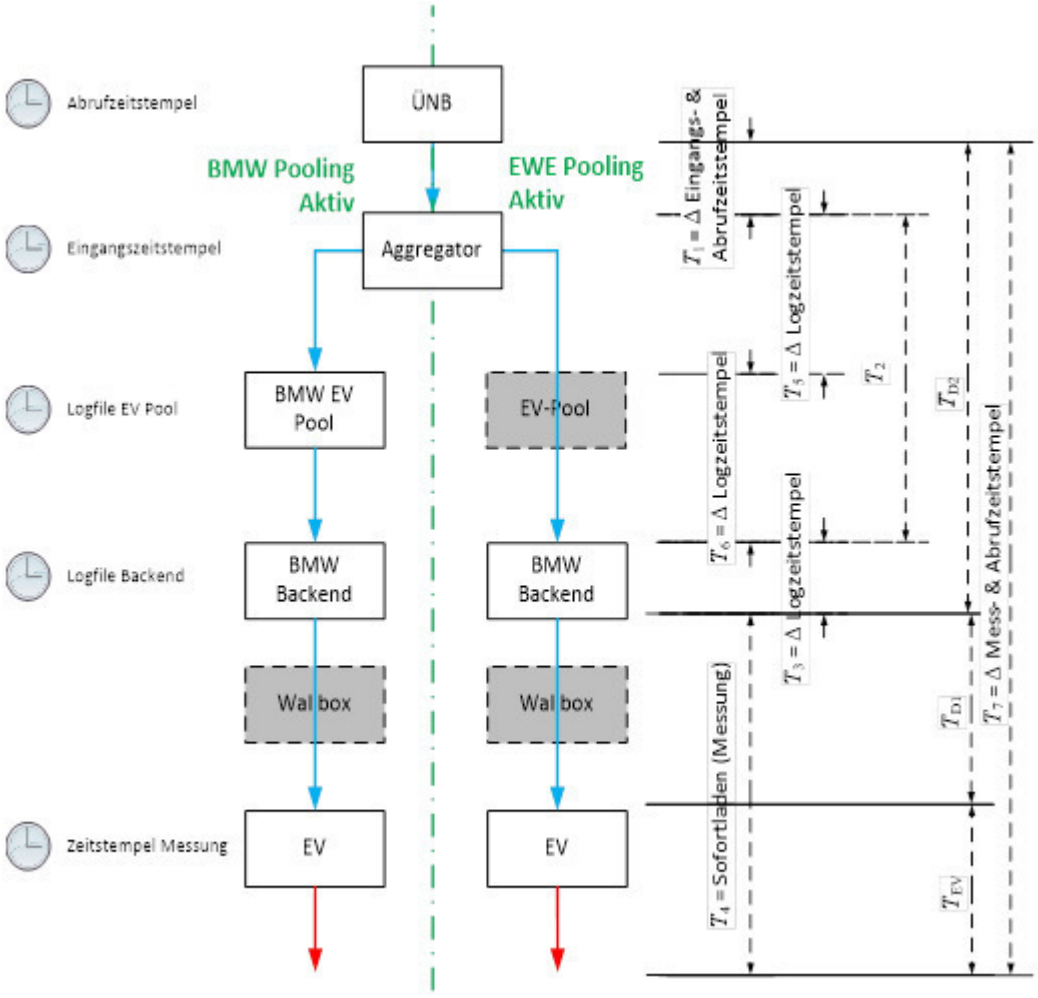


Abbildung 8.4: Kommunikationsstrecken zwischen ÜNB und EV

Die durch die im BMW-Backend hinterlegten Algorithmen resultierende Latenzzeit wird mittels T_3 abgebildet. Ihre Bestimmung erfolgt anhand des Deltas der Ein- & Ausgangszeitstempel der Logfiles vom BMW-Backend. Die verbleibende Strecke umfasst alles ab dem Verschicken des Ladebefehls vom Backend bis hin zur Reaktion des EV.

T_7 bildet die gesamte Strecke ab und dient der Validierung des Modells. Sie entspricht der Differenz des Abrufzeitstempels des ÜNBs und der von der Messbox aufgezeichneten Reaktion seitens EV.

Für die Erfassung der restlichen Totzeit sowie des Ladeverhaltens des EVs bedarf es einer Direktmessung (Anordnung siehe Abbildung 8.5). Im Aufbau wird zwischen dem vorhandenen Netzanschluss und der Ladestation (Wallbox) ein Power-Quality (PQ) Messgerät geschaltet. Die PQ-Messbox (PQ 100) zeichnet hierbei Spannung, Strom, Phasenwinkel und Ladeleistung als Zeitreihe mit einem 1-Sekunden-Intervall auf. Grundvoraussetzung für eine eineindeutige Zuordnung der Messwerte ist eine Zeitsynchronisierung der Messbox und des BMW-Backends, welche das Sofortladen beim ActiveE aktiviert. In Summe wurden 2 Messdurchläufe mit jeweils 10 Messungen à 30 min und einem Startladestatus von ca. 30 % durchgeführt.

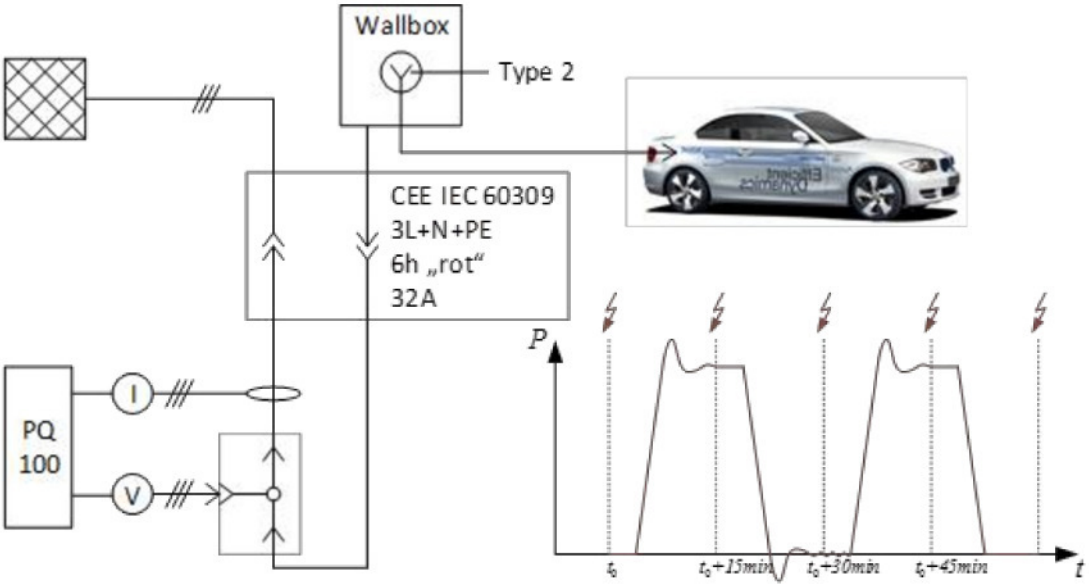


Abbildung 8.5: Messaufbau

Wie schon in der Modellbeschreibung erwähnt, ist T_{D2} die Summe aus T_1, T_2 und T_3 bzw. T_1, T_2, T_5 und T_6. Um die Latenzzeiten der gemessenen Daten bestimmen zu können, wurde der Ladebeginn durch das Überschreiten der Referenzladeleistung der EVs um 2 % definiert. Die Latenzzeit T_{D1} ist daher die Differenz zwischen dem Zeitstempel des Backends und dem identifizierten Ladebeginn. Das dynamische Verhalten des Ladevorgangs wird durch ein PT1-Glied (siehe Abbildung 8.6) approximiert, dessen Parameter mittels der aufgenommen Messwerte geschätzt werden. Zur Identifikation der Systemantworten sind im Zeitfenster 10 - 25 Messwerte notwendig. Die Erkennung der einzelnen Ladevorgänge erfolgt dabei anhand der Identifikation der positiven bzw. negativen Flanken. Der Beginn der Ladevorgänge (positive Flanken) wird durch einen Trigger bei dem Überschreiten des Schwellenwertes von 3 A erkannt. Die Menge der Messwerte zur Systemidentifikation ist dabei wie folgt definiert: Menge $n = n_{>3\,A} - 1$ *bis* $n_{>3\,A} + 23$. Somit ergibt sich für die positive Sprungantwort ein Zeitfenster von 25 Messwerten im Abstand von einer Sekunde. Das Ende der Ladevorgänge (negative Flanken) ist mit dem Unterschreiten des Schwellenwerts von 13 A festgelegt. Die Messwertmenge zur Systemidentifikation der negativen Sprungantwort definiert sich durch die Menge $n = n_{<13\,A} - 2$ bis $n_{<13\,A} + 7$. Folglich stehen für die negative Sprungantwort 10 Messwerte im Sekundenabstand zur Verfügung.

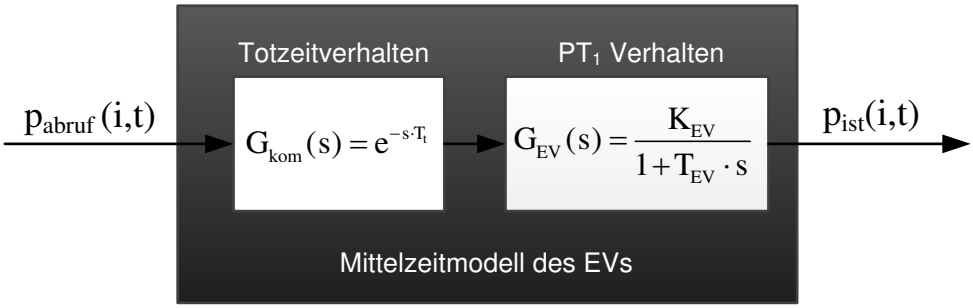


Abbildung 8.6: Mittelzeitmodell EV

Die Abschätzung der Parameter des vordefinierten Modells geschieht anhand einer Grey-Box-Systemidentifikation der „Ident"-Toolbox von MATLAB. Die Verstärkung K_{EV} und die Anlaufkonstant T_{EV} des PT1-Gliedes werden so abgeschätzt, dass Abweichung zwischen den Systemantworten und dem gemessenen Ladevorgang minimal sind. Die Parameter wurden auf Basis der aufgenommenen Sprungantworten mit Hilfe der Methode der kleinsten Quadrate (OLS) ermittelt. Da 5 % der Daten von einem unsymmetrischen Fehler betroffen sind, werden diese verworfen. Tabelle 8.1 zeigt die Ergebnisse für K_{EV}, T_{EV} und T_D inklusive ihrer Abweichungen. Die Verstärkung beträgt weniger als 1. Dies ist auf den Spannungsabfall beim Ladevorgang zurückzuführen.

Tabelle 8.1: Parameterschätzungen

Parametervergleich positive und negative Flanken				
		K_{EV}	**T_{EV} / s**	**T_D / s**
Positive Sprungantwort	Termin 24. Juni 2014			
	Standardabweichung	0,008	3,703	8,120
	Durchschnitt	0,903	8,984	14,913
	Termin 15. Juli 2014			
	Standardabweichung	0,002	0,548	4,885
	Durchschnitt	0,926	0,712	13,736
Negative Sprungantwort	Termin 24. Juni 2014			
	Standardabweichung	0,057	3,997	5,631
	Durchschnitt	0,923	9,101	10,788
	Termin 15. Juli 2014			
	Standardabweichung	0,057	0,504	0,307
	Durchschnitt	0,946	0,902	2,426

Für die folgenden Untersuchungen des EV-Modells werden die Parameter aus Tabelle 8.2 verwendet.

Tabelle 8.2: Genutzte Parameter

	K_{EV}	**T_{EV} / s**	**T_D / s**
arithmetischer Mittelwert μ	0.9458	0.8940	8.0810
Standardabweichung σ	0.0656	0.5117	0.3745

Zur Validierung wurde der Ladeprozess simuliert und mit den gemessenen Charakteristiken verglichen. In Abbildung 8.7 werden die simulierte und die gemessene Antwort für den Ladeprozess des EVs dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Modellantwort in der Mitte der gemessenen Kurvenschar liegt. Dies zeigt, dass die geschätzten Parameter für die EV-Modelle gut approximiert wurden. Die Abbildung eines EV-Pools erfolgt innerhalb der Simulation auf Basis des modellierten EV-Modells.

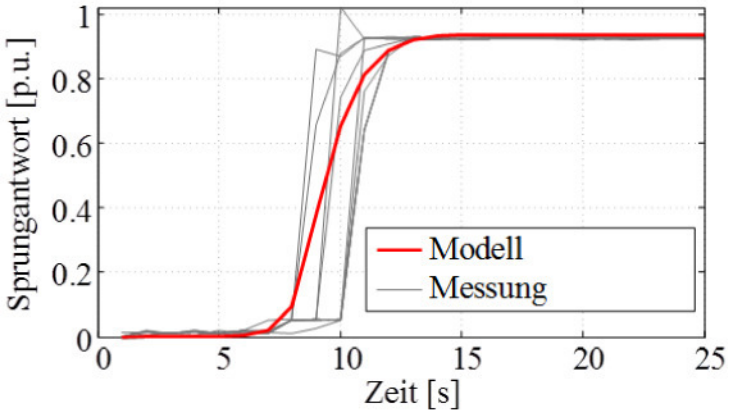


Abbildung 8.7: Vergleich der simulierten und der gemessenen Sprungantwort der EVs

8.2.1. Bestimmung der Standorte von EVs aus Sicht der Höchstspannung

Bei der Nachbildung von EVs als flexible Last wird in erster Näherung davon ausgegangen, dass sich deren Verbreitung am Bestand der konventionellen Kraftfahrzeuge (KFZ) orientiert und sich die Gesamtanzahl durch einen Skalierungsfaktor zum KFZ-Bestand ableiten lässt. Bei der Zuordnung des KFZ-Bestandes zu einzelnen Netzknoten ist die Nutzung der Bevölkerungsanzahl ebenfalls ungeeignet, da sich der Pro-Kopf-Bestand zwischen Stadt und Land deutlich unterscheidet [40]. Daher wird zur Modellierung des KFZ-Bestands je Netzknoten und damit auch des Bestands an EVs, die Zulassungsstatistik des Kraftfahrt-bundesamtes herangezogen. Der darin aufgeführte Bestand an KFZ ist nach Zulassungsbezirken und deren Postleitzahlen unterteilt. Mit Hilfe der zuvor zugeordneten Postleitzahlen lässt sich damit eine detailliertere Verteilung je Netzknoten umsetzen. In Abbildung 8.8 ist die Zuordnung der Anzahl an Kfz je Netzknoten ersichtlich. Deutlich wird darin eine weitestgehend homogene Verteilung auf die Netzknoten. Einige Netzknoten weisen eine überdurchschnittliche Anzahl an KFZ je Netzknoten auf. Dabei handelt es sich um Netzknoten mit räumlicher Nähe zu Ballungszentren.

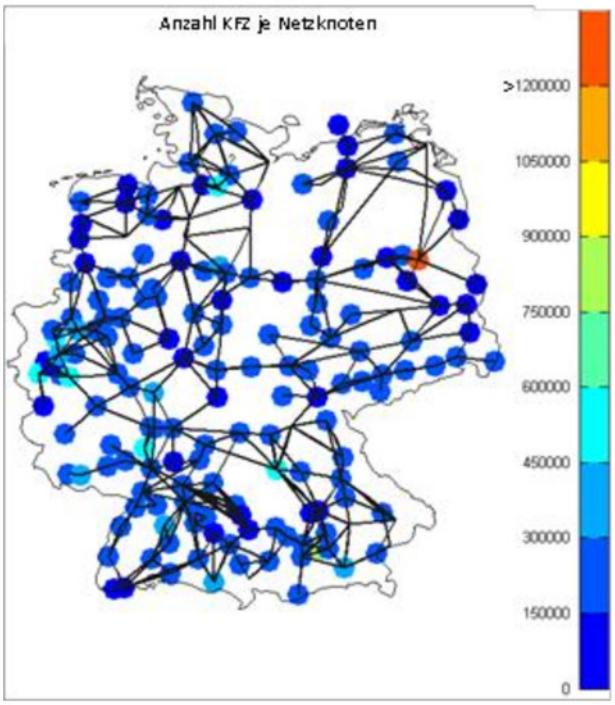


Abbildung 8.8: Verteilung der Anzahl an zugelassenen KFZ je Netzknoten für Deutschland [eigene Darstellung]

8.3. Modellbildung dynamisches Verhalten Hochspannungsnetz

Neben der Modellierung eines Untersuchungsnetzes wird das dynamische Verhalten der LFCR über Differentialgleichungen abgebildet. Eine blockorientierte Abbildung ist durch das Simulationstool MATLAB Simulink möglich. Für abstrakte Stabilitätsuntersuchungen ist zunächst ein vereinfachtes Modell ausreichend. Nachfolgend wird die darin vorgenommene Implementierung erläutert.

Zur Untersuchung der Netzstabilität unter Einfluss des EV-Pools als SRL-Anbieter, wird hier ein Zwei-Regelzonenmodell entworfen. Dabei sind die Zeitkonstanten der Effekte wie z.B. elektromechanische Ausgleichvorgänge und LFCR größer als 500 ms. Daher ist ein Mittelzeitmodell zweiter Ordnung ausreichend für die Stabilitätsuntersuchung.

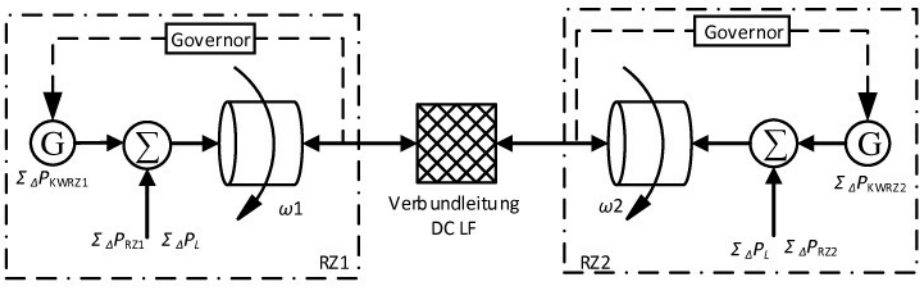


Abbildung 8.9: Mittelzeitmodell in Verbundnetz

Wie in Abbildung 8.9 dargestellt, besteht das Mittelzeitmodell aus zwei RZs. Innerhalb der jeweiligen RZs werden die Summen der Differenzen der Dynamiken konventioneller Erzeugungsanlagen P_{KW}, Lastfrequenzabhängigkeiten P_{RZ}, Netzdynamiken ω und Lasten P_L in den Regelzonenknoten (Inselnetz) RZ1 und RZ2 aggregiert und betrachtet. Die Modellansätze gelten dabei unter der Voraussetzung, dass die Wirkleistungsänderungen keinen Einfluss auf die Bilanz der Blindleistungen haben. Zudem ist die Auswirkung der Spannung vernachlässigbar. Die Spannungen

der Netzknoten werden mit 1 pu parametriert. Es wird davon ausgegangen, dass sich das Netz vor dem Beginn der Simulation in einem stationären Arbeitspunkt befindet [41]. Abbildung 8.10 visualisiert hierbei das prinzipielle Regelungsschema der RZs.

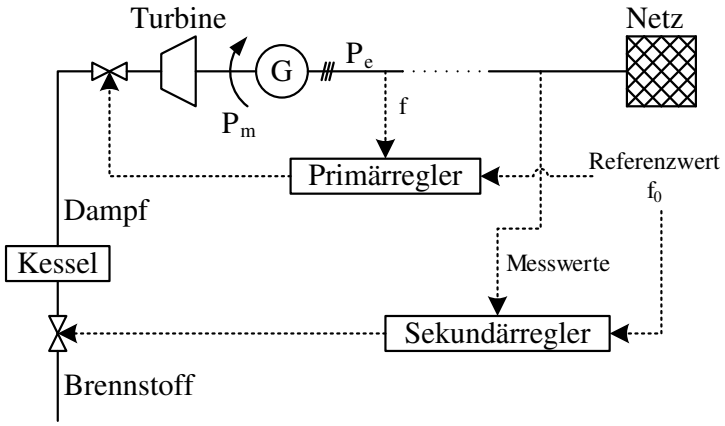


Abbildung 8.10: Regelzonendynamik

Zur Beschreibung der Bewegung des Rotors als mechanisches System wird die Bewegungsgleichung nach dem Newtonschen Axiom aufgestellt:

$$\mathrm{J} \cdot \delta_{\mathrm{m}} = \mathrm{M}_{\mathrm{m}} - \mathrm{M}_{\mathrm{e}} \tag{8.1}$$

J : Mechanisches Trägheitsmoment [kg m²]

δ_m : Mechanischer Winkel des Rotors [RAD]

M_m : Mechanisches Antriebsmoment [Nm]

M_e : Summer aller elektrischen Gegenmomente [Nm]

Zur Erleichterung der Handhabbarkeit im Rahmen der Netzberechnung wird diese Gleichung zunächst modifiziert. Hierfür wird das mechanische Antriebsmoment M_ω durch die mechanische Leistung ersetzt. Die Gleichung der mechanischen Leistung wird dafür nach M_ω umgestellt.

Das gleiche Vorgehen wird für die Summe aller elektrischen Gegenmomente M_e des Synchrongenerators gewählt. Die elektrischen Gegenmomente werden als Summe der an das Netz abgegebenen Wirkleistung und der durch die Maschine bzw. den Synchrongenerator freigesetzte Leistung in der Dämpferwicklung berechnet.

$$\mathrm{P}_{\mathrm{m}} = \mathrm{M}_{\mathrm{m}} \cdot \omega_{\mathrm{m}}[\mathrm{W}] \tag{8.2}$$

$$\mathrm{P}_{\mathrm{e}}(\delta_{\mathrm{e}}) + \mathrm{P}_{\mathrm{d}}(\omega_{\mathrm{e}}) = \mathrm{M}_{\mathrm{e}} \cdot \omega_{\mathrm{m}}[\mathrm{W}] \tag{8.3}$$

P_m ist hier die Antriebsleistung der Antriebsmaschine, $P_e(\delta_e)$ die an das Netz abgegebene Wirkleistung und $P_d(\omega_e)$ die durch die Maschine freigesetzte Leistung in der Dämpferwicklung.

Aus diesen Überlegungen ergibt sich folgende Gleichung:

$$\omega_{\mathrm{m}} \cdot \mathrm{J} \cdot \delta_{\mathrm{m}} = \mathrm{P}_{\mathrm{m}} - \mathrm{P}_{\mathrm{e}} - \mathrm{P}_{\mathrm{d}} \tag{8.4}$$

Hierbei werden die mechanische und die elektrische Leistung getrennt von dem Produkt der Winkelgeschwindigkeit ω_m [RAD*s^{-1}], dem mechanischen Trägheitsmoment J und dem mechanischen Winkel des Rotors δ_m dargestellt.

Berücksichtigt man dazu noch die Polpaarzahl p und die elektrische Frequenz ω_e [RAD*s^{-1}], so kann der mechanische Winkel des Rotors substituiert werden:

$$\omega_\mathrm{e} = \omega = \mathrm{p} \cdot \omega_\mathrm{m} \tag{8.5}$$

$$\omega_\mathrm{e} = \delta_\mathrm{e} \qquad \text{(damit kann } \delta_m \text{ substituiert werden)}$$

Demnach resultiert folgende Gleichung:

$$\omega_\mathrm{m} \cdot \mathrm{J} \cdot \frac{\delta_\mathrm{e}}{\mathrm{p}} = \mathrm{P_m} - \mathrm{P_e} - \mathrm{P_d} \tag{8.6}$$

Zur weiteren Vereinfachung der Berechnung wird, durch eine Linearisierung im Arbeitspunkt „0“, ω_m mit

$$\omega_{\mathrm{m0}} = \frac{\omega_{\mathrm{e0}}}{\mathrm{p}} \approx \omega_\mathrm{m} \tag{8.7}$$

substituiert, um eine lineare Differentialgleichung zu erhalten:

$$\frac{\omega_{\mathrm{e0}}}{\mathrm{p}^2} \cdot \mathrm{J} \cdot \delta_\mathrm{e} = \mathrm{P_m} - \mathrm{P_e} - \mathrm{P_d}[\mathrm{W}] \tag{8.8}$$

Durch die Verwendung von pu-Größen ergibt sich dabei folgendes System:

$$\frac{\omega_{\mathrm{e0}}}{\mathrm{p}^2 \cdot \mathrm{S_N}} \cdot \mathrm{J} \cdot \delta_\mathrm{e} = \mathrm{P_m} - \mathrm{P_e} - \mathrm{P_d}[\mathrm{pu}] \tag{8.9}$$

Somit werden mit Hilfe der Bewegungsgleichung alle Zustände im Mittelzeitmodell berechnet.

Zur weiteren Vereinfachung werden zuletzt ω_{e0}, J, p^2 und S_N zu der Anlaufzeitkonstante T_A zusammengefasst. Die Dämpfungsleistung ist proportional zur Drehzahlabweichung des Rotors, sodass an dieser Stelle die Dämpfungskonstante D eingeführt wird:

$$\frac{\omega_{\mathrm{e0}}}{\mathrm{T_A}} \cdot \mathrm{p_d} \approx \mathrm{D} \cdot \Delta\omega_\mathrm{e}[\mathrm{pu}] \tag{8.10}$$

Die vollständige Bewegungsgleichung in bezogenen Größen stellt sich somit durch

$$\delta_\mathrm{e} = \frac{\omega_{\mathrm{e0}}}{\mathrm{T_A}} \cdot (\mathrm{p_m} - \mathrm{p_e}) - \mathrm{D} \cdot \Delta\omega_\mathrm{e}[\mathrm{pu}]; \mathrm{T_A} = \frac{\omega_{\mathrm{e0}}^2 \cdot \mathrm{J}}{\mathrm{p}^2 \cdot \mathrm{S_N}} \tag{8.11}$$

dar. Für inkrementelle Betrachtungen wird dabei

$$\Delta\delta_e = \frac{\omega_{e0}}{T_A} \cdot (\Delta p_m - \Delta p_e) - D \cdot \Delta\omega_e \left[pu \right]; T_A = \frac{\omega_{e0}^2 \cdot J}{p^2 \cdot S_N} \tag{8.12}$$

verwendet. Mit diesen beiden Gleichungen ist die Gesamtheit der Modellierung der ersten RZ gegeben.

8.3.1. Blockschaltbild im Simulink-Modell

Für die Untersuchung werden die oben beschriebenen Modelle kombiniert und sowohl um ein Marktmodell für die SR als auch um ein EV-Flottenmodell erweitert. Der EV-Pool besteht aus zehn Flotten, die an verschiedene Verteilungsnetze angeschlossen sind, da sie verschiedene Verzögerungen und Dynamiken aufweisen. Um diese Tatsache berücksichtigen zu können, wurden jeder Flotte unterschiedliche T_D, K_{EV} und T_{EV} zugewiesen. Dabei wurden die Abweichungen entsprechend Abbildung 8.11 berücksichtigt. Abbildung 8.11 zeigt die komplette Mittelzeit-Dynamik des Systems als inkrementelles Modell. Dieses Modell wurde um einen stabilen Betriebspunkt herum entwickelt.

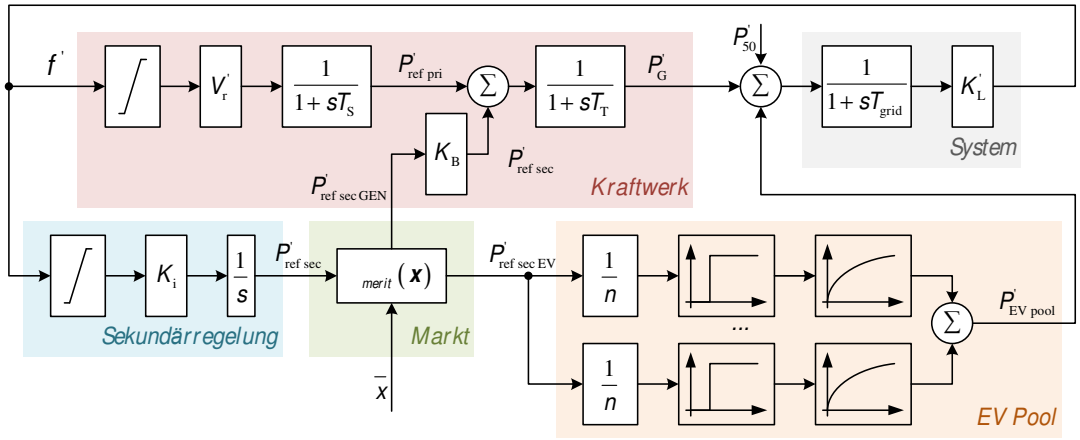


Abbildung 8.11: Simulink-Modell einer RZ

Die betrachteten RZs bilden das deutsche und das ENTSO-E-Netz ab. Die Verbindungsleitung des deutschen Netzgebietes (DE-Netz), kann dabei je nach Bedarf mittels Schalter vom ENTSO-E-Netz getrennt werden (siehe Abbildung 8.12).

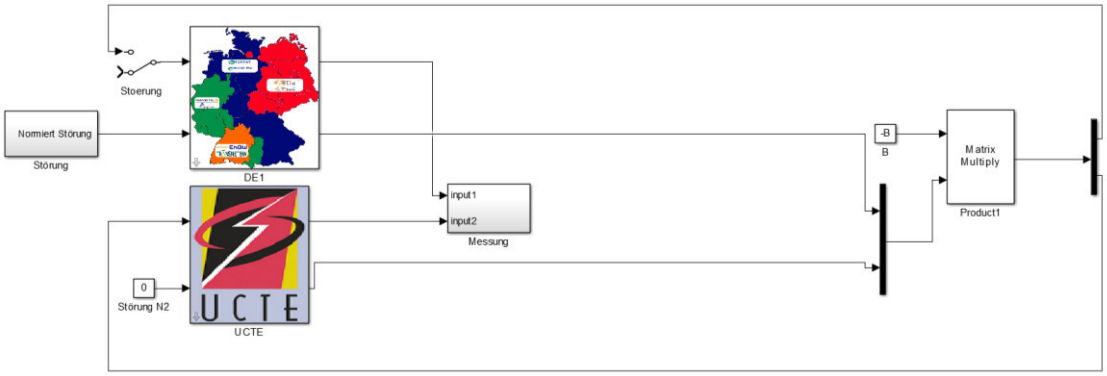


Abbildung 8.12. Mittelzeitmodell

Die Berechnung der Austauschleistung zwischen den RZs erfolgt mittels DC-Leistungsflussberechnung auf Basis der Admittanzmatrix B und der Winkeldifferenz zwischen den RZs. Je nach Bedarf an Wirkleistungsaustausch wird die Verbindungsleitung zwischen dem DE-Netz und dem ENTSO-E-Netz geschlossen bzw. geöffnet. Der Wirkleistungsaustausch zwischen den beiden RZs wird auch als Eingangsgröße im Mittelzeitmodell des DE-Netzes berücksichtigt.

Das ENTSO-E-Netz umfasst, wie auch das DE-Netz, die Störeinflüsse und das Ergebnis der DC-Leistungsflussberechnung. Als Ausgabewerte werden Systemmessgrößen und der Winkel bestimmt.

Bei der DE-RZ wird nun ein Blick in das Innenleben von DE1 geworfen. Das ENTSO-E-Netz ist im Prinzip wie das DE1-Netz aufgebaut. Der einzige Unterschied besteht darin, dass das ENTSO-E-Netz im Gegensatz zum DE1 einen EV-Pool besitzt. Als Hauptbestandteile werden beim DE- bzw. DE1-Netz folgende Komponenten für die Mittelzeitbetrachtung verwendet:

- Netzmodell

Das Netzmodell bildet den verlustlosen Leistungsaustauch zwischen den Netzknoten der Erzeugung, der Last, als auch der Regelleistungserbringung ab. Dadurch wird das dynamische Leistungsgleichgewicht des Gesamtsystems abgebildet. Zusätzlich wird die Anregung der Leistungs-Frequenzregelung durch Erzeugungsausfall im Netzmodell abgebildet. Das Netzmodell addiert alle Leistungen vom Leistungsaustausch, die aggregierte Turbinenleistung P_m, Störungen ΔP und Lastrauschen (ΔP-Rauschen) vom Zufallsgenerator bzgl. Fahrplanabweichungen zu einer Summe. Als Output liefert das Netzmodell die Netzfrequenz Δf. Über einen Integrator wird der Winkel der Leistungen bestimmt.

- Zufallsgenerator

Dieser Baustein stellt einen Zufallsgenerator für die Ausgabe eines Wertes für ΔP-Rauschen / Störung bzw. die Summe der Fahrplanabweichungen (Prognosefehler) dar. Mittels der Frequenzmessung wird die Standardabweichung zu dem Erwartungswert berechnet.

- Kraftwerk Aggregator

Dieser Baustein stellt als aggregiertes Kraftwerkmodell der DE-RZ alle konventionellen Kraftwerke inklusive der PR dar. Dabei werden die Turbinenleistungen aller Kraftwerke aggregiert. Als Eingangsgrößen besteht einerseits die Option zum Input einer Störung aus dem Netz. Als weiterer Input steht der in Anspruch genommene Wert für die SR durch die Kraftwerk Aggregator zur Verfügung. Als Output liefert der Baustein die Gesamtleistung der aggregierten Kraftwerke p_m und die Werte für die PR und SR.

- SRL Regler

Dieser Baustein übernimmt die Aufgabe der zentralen SR. Hierbei werden Δf und p_{12} als Eingangsgrößen zur Verfügung gestellt, um einen Ausgleichswert für die Störung als Ausgabe zu generieren.

- SRL Markt

Dieser verteilt nun die vorzunehmende SR auf die konventionelle Erzeugung und den EV-Pool. Es besteht auch die Möglichkeit, den Eingabewert der Störung durch die Sollwertvorgabe zu ersetzen. Im Rahmen der durchgeführten Simulationen werden in der deutschen RZ der EV-Pool und die Kraftwerke Separat bezuschlagt. Dabei ist das Angebot des EV-Pools kostengünstiger und steht somit in der MOL an erster Stelle.

- Aggregator EV-Pool

Je nach Input des SRL Markt ist von den Agg_EV_Pool ein Anteil zu der zur Verfügung zu stellenden SR zu geben. Der Aggregator EV-Pool repräsentiert dabei die dezentrale Erzeugung mittels EVs. Deren Leistung wird je nach Bedarf, positiv oder negativ geregelt. Diese Unterscheidung wird durch den Baustein „modelumschalten“ getroffen.

Das erforderliche ΔP für die SR wird auf die verschiedenen dezentralen EVs aufgeteilt. Dieses ΔP wird dem Netzmodell bzw. der Messvorrichtung zur Verfügung gestellt.

Anzumerken ist, dass bei dem Mittelzeitmodell die Totzeit und die Ladedynamik der einzelnen EVs berücksichtigt werden. Das Signal an die einzelnen EVs für die jeweilige Regelung wird durch eine Verstärkung angepasst.

8.3.2. Blockschaltbild NETOMAC

In Sincal 12 wurde das Mittelzeitmodell wie folgt implementiert (vgl. Abbildung 8.13). Die Systemleistung von 150 GW wurde aufgrund der Datenbank auf 1 GW herunter normiert. Der Generator G_DE umfasst eine Nennleistung von 190 MVA und nutzt zur Abbildung des dynamischen Verhaltens das BBGOV Modell von NETOMAC. Die Laststatik sowie die Abbildung der Systemträgheit geschieht mittels des Synchronmotors G_DE_Stör. Dieser besitzt eine Nennleistung von 810 MVA und eine Laststatik von 1 % / Hz. Für die Abbildung des Gestehungsverlustes öffnet sich der Schalter an der negativ beaufschlagten Last (3 GW normiert auf 150 GW ergo 20 MW) zum Zeitpunkt $t = 0$.

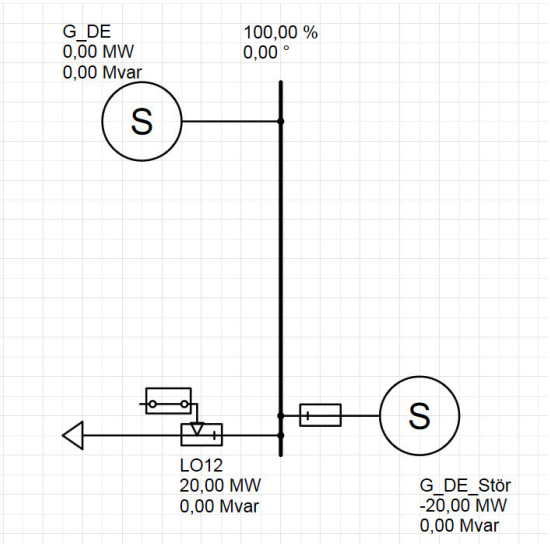


Abbildung 8.13: Sincal-Modell

9. Entwicklung Simulationssystem Netzführung Hochspannung

Zur Darstellung und Evaluierung der Freiheitsgrade in der Netzführung durch Gesteuertes Laden von EV in Höchst- und Hochspannungsnetzen ist ein Simulationssystem umzusetzen. Dieses soll dabei die Netzführung in quasi Echtzeit darstellen können. Kernbestandteile stellen dabei die Nachbildung des Prozesses durch Netzsimulation eine Echtzeitdatenbank sowie die Umsetzung und Integration von höheren Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen dar. Funktionen der Netzführung, die durch die Anforderung des gesteuerten Ladens berührt werden, sind dabei ebenso zu implementieren.

Zur Erreichung dieser Ziele wurde das AP 4.8 in folgende vier Abschnitte gegliedert:

- 9.1. Spezifikation Schnittstellen Softwaremodul Netzregler Probebetrieb
- 9.2. Modellimplementierung
- 9.3. Implementierung Simulationssystem
- 9.4. Durchführung, Validierung und Test

9.1. Spezifikation der Schnittstellen: Softwaremodul, Netzregler und Probebetrieb

Aufgrund der in Abschnitt 7.4 beschriebenen fehlenden frequenz- und regelzonenübergreifenden Leistungsflussmesswerte wurde für den Netzregler ein synthetisches Abrufsignal generiert. Eine Kopplung des Softwaremoduls Netzregler vom Probebetrieb mit den Plattformen der simulativen Untersuchungen generiert somit aus wissenschaftlicher Sicht keinen Mehrwert. Deshalb besteht hierfür nur eine Kopplung des Moduls Netzregler mit der Großbildvisualisierung.

9.2. Modellimplementierung

Die in den Abschnitten 8.2 und 8.3 beschriebenen Modelle wurden im Rahmen der Modellimplementierung in den jeweiligen Simulationsplattformen implementiert. Die Funktionsfähigkeit des RL2Z-Modells wird mittels des durch ENTSO-E-OH definierten Testfalls verifiziert, wie in Abschnitt 9.4 beschrieben. Dabei werden die RZs mit einer Gesamtleistung von 150 GW abgebildet. Die Systemanregung erfolgt durch den modellierten Ausfall der Erzeugungsleistung von 3 GW nach 100 s. Nachgebildet ist entsprechend der Beschreibung PRL und SRL. Der EV-Pool wird nur in der SRL eingesetzt. Zunächst ist der Verlauf der Frequenz nach Eintreten der Systemanregung dargestellt. Wie durch ENTSO-E-OH vorgesehen, wird so die Störung der Nennfrequenz durch PRL und SRL ausgeglichen und die Netzfrequenz innerhalb des stabilen Nennbereiches zurückgeführt. Die Modellparameter für den EV-Pool sind Tabelle 8.1 zu entnehmen. Die Ergebnisse der Frequenzverläufe sowie die der Regelleistungserbringung sind in Abbildung 9.3 und Abbildung 9.4 dargestellt.

9.3. Implementierung Simulationssystem

Wie bereits in Abschnitt 8.1 beschrieben, werden die Simulationen hinsichtlich Netzsicherheit und Systemstabilität auf getrennten Softwareplattformen durchgeführt. Die hierfür verwendeten Tools sowie deren Einsatz-Zeitbereich stellt Abbildung 9.1 gegenüber.

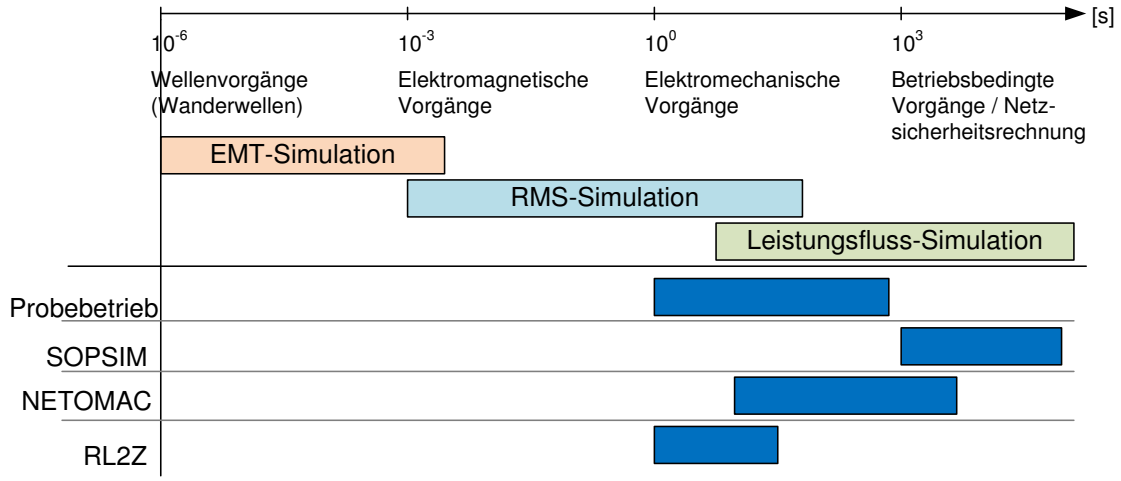


Abbildung 9.1: Abdeckung der Zeitbereiche durch verwendete Tools

Dem Probebetrieb liegt das in Abschnitt 7.4. beschriebene Softwaremodul Netzregler zugrunde. Dieses bildet unter anderem den im Projekt adressierten SRL-Abruf ab. Für die simulative Untersuchung der SRL-Bereitstellung / -fähigkeit von Elektrofahrzeugflotten werden die Tools NETOMAC und das eigens entworfene RL2Z genutzt. Das RL2Z ist ein in Simulink implementiertes 2-Regelzonen-Modell, dessen Modelle sowie deren Parametrierung in den Abschnitten 8.2, 8.3. und 9.2 behandelt werden. Für eine bessere Berücksichtigung zusätzlicher Effekte sowie zur Validierung der RL2Z-Toolbox dient die kommerzielle Softwareplattform NETOMAC der Firma Siemens. Deren Modellparametrierung und -implementierung sind Gegenstand der Abschnitte 8.2., 8.3. und 9.2 Wie bereits in Abschnitt 8.1.beschrieben, sind diese beiden Tools für die Netzsicherheitsanalyse nur bedingt geeignet, weshalb eigens dafür die Simulationsumgebung SOPSIM entworfen und implementiert wurde. Tabelle 9.1 gibt Auskunft darüber, welche Plattformen die Untersuchung der definierten Key Performance Indikatoren (KPIs) ermöglichen.

Tabelle 9.1: Untersuchung der KPIs durch Simulationssystemen

KPI ÜNB	Einheit	Erläuterung	SOPSIM	NETOMAC	RL2Z
H_SDL_SUM	-	Häufigkeit des SDL Abrufs insgesamt	nein	ja	ja
H_SDL_i	-	Häufigkeit des SDL Abrufes einen Anbieters	nein	ja / nein	ja
STD_df	Hz	Standardabweichung der Frequenzabweichung	nein	ja	ja
MAX_df MIN_df	Hz	maximale positive und negative Frequenzabweichung	nein	ja	ja
H_C	-	Häufigkeit der Engpässe	ja	ja / nein	nein
E_C	GWh	verlorene Arbeit aufgrund der Engpässe	ja	ja / nein	nein

PMAX_C	GW	Anpassungsleistung aufgrund der Engpässe	ja	ja / nein	nein
dE_SDL_KW	GWh	SRL-Leistung die nicht mehr durch KW-Erzeugungsanlagen erbracht wird	nein	ja / nein	ja
PMAX_C_EE_EV	GW	EE- Leistung die bei Netzengpässen nicht mehr reduziert werden muss	ja	ja / nein	nein
E_C_EE_EV	GWh	Summe der EE-Leistung die bei Netzengpässen nicht mehr reduziert werden muss	ja	ja / nein	nein

Tabelle 9.2 gibt Auskunft darüber, mit Hilfe welcher Plattformen welche Szenarien untersucht werden.

Tabelle 9.2: Zuordnung untersuchte Szenarien zu Simulationstool

Simulationsdomäne	**Kleinsignalstabilität „Daily Operation“**	**Großsignalstabilität „Extremszenarien“**
$p-f$ Regler RL2Z	„Lastrauschen“- permanente kleinere Systemanregungen	Standard (3 GW- Ausfall in ENTSO-E/Continental) EE-Extrem (z.B 8,5 GW-Überdeckung)
NETOMAC	-	einen Ausfall von 3 GW Einspeiseleistung.
SOPSIM	„Congestion Forecast“	ungeplante Nicht-Verfügbarkeiten von Betriebsmitteln

Es kann zusammengefasst werden, dass unter Verwendung aller drei Simulationsplattformen das Untersuchungsspektrum vollständig abgedeckt werden kann.

Somit ergibt sich das in Abbildung 9.2 skizierte Simulationssystem. Es setzt sich aus dem in Abschnitt 7.4. entworfenen und beschrieben Softwaremodul Netzregler für den Probebetrieb, einer Datenbank (Netze, historische Daten etc.) und den oben beschriebenen Simulationsplattformen SOPSIM, RL2Z und NETOMAC zusammen. Zudem sind alle wichtigen (Einzel-)Komponenten im Sinne der Nachvollziehbarkeit und Veranschaulichung mittels einer Großbildvisualisierung darstellbar.

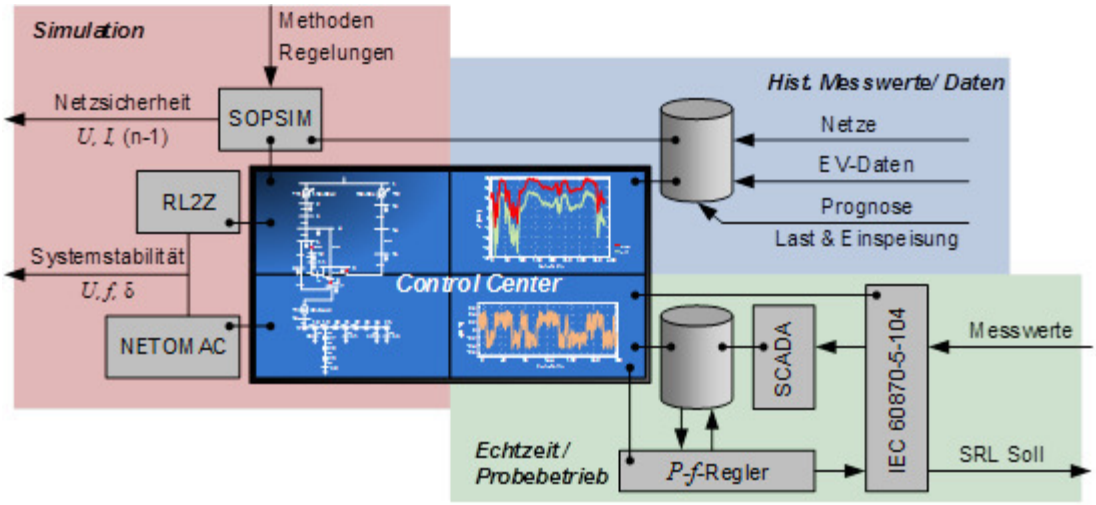


Abbildung 9.2: Implementiertes Simulationssystem

9.4. Durchführung, Validierung und Test

9.4.1. Simulationsergebnis zur Erbringung von SRL durch aggregierten EV-Pool

Zum Zeitpunkt $t = 100$ s fällt in der RZ DE eine Einspeiseleistung in Höhe von 3 GW aus. Die SRL wird mit Hilfe eines EV-Pools sowie konventioneller Erzeugung erbracht. Die Simulationszeit beträgt 1000 s. Die Frequenzabweichung durch die Störung ist in Abbildung 9.3 dargestellt.

Da der Referenzfall der ENTSO-E den Ausfall einer Produktionsleistung von 3 GW vorsieht, wird im Folgenden die Bereitstellung positiver Regelleistung betrachtet. Hierzu müssen EVs ihre Ladeleistung reduzieren. Für die Ergebnisse dieser Untersuchung ist die Richtung des Lastflusses (positiv oder negativ) irrelevant, da lediglich die Stabilisierungsleistung der EV-Flotte modelliert wird.

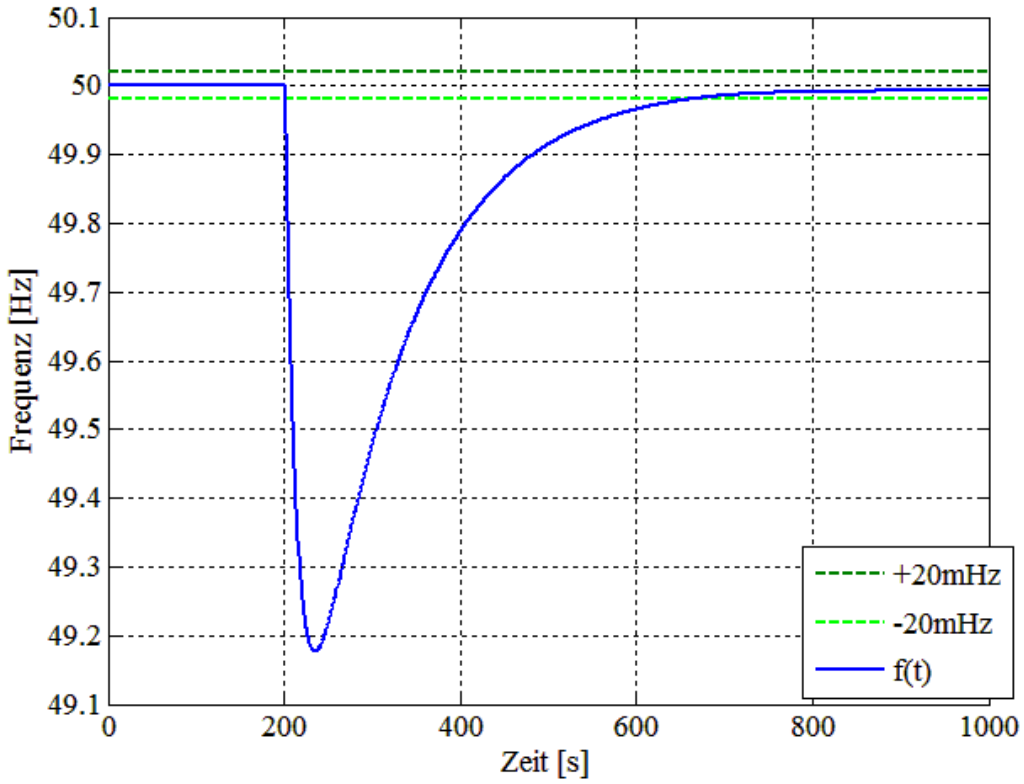


Abbildung 9.3: Frequenz Verlauf nach 3 GW Störung

Nachfolgend ist dargestellt, wie sich die Leistungsanteile auf die Erbringer von SRL auf SOLL- und IST-Werte verteilen. Damit ist ersichtlich, dass die Aufteilung der SRL nach der durch die MOL-Liste vorgegebenen Reihenfolge abgebildet werden kann (siehe Abbildung 9.4).

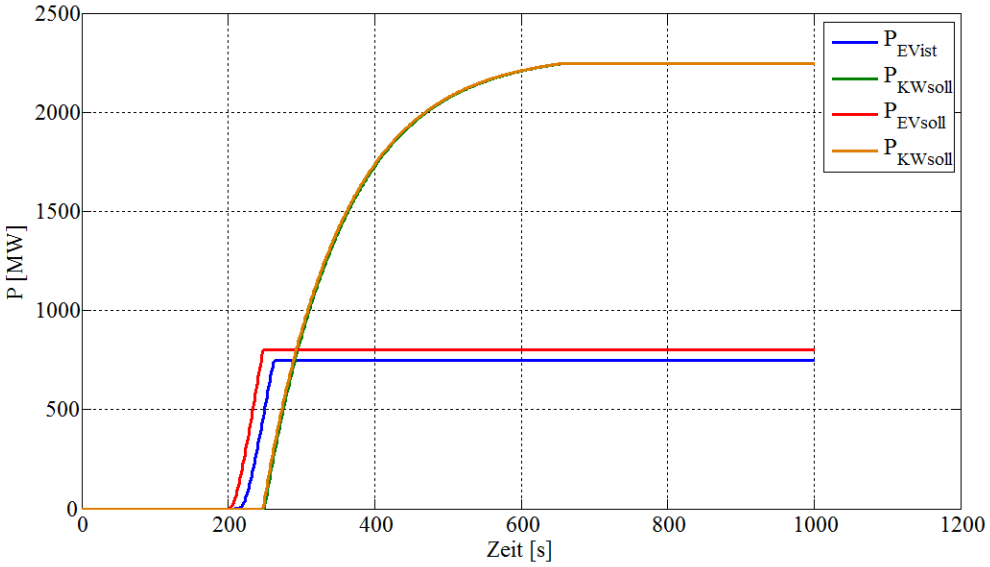


Abbildung 9.4: Simulierte Verlauf SRL EV-Pool & Konventionelle Erzeugung nach 3 GW Störung

In Abbildung 9.5 ist der Leistungsverlauf der PRL des EV-Pools sowie die SRL des EV-Pools und konventioneller Kraftwerke abgebildet. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Regelgeschwindigkeit des EV-Pools deutlich schneller als die konventioneller Kraftwerke ist. Außerdem ist zu sehen, dass die zeitlichen Vorgaben an die Regelleistungen problemlos eingehalten werden könnten.

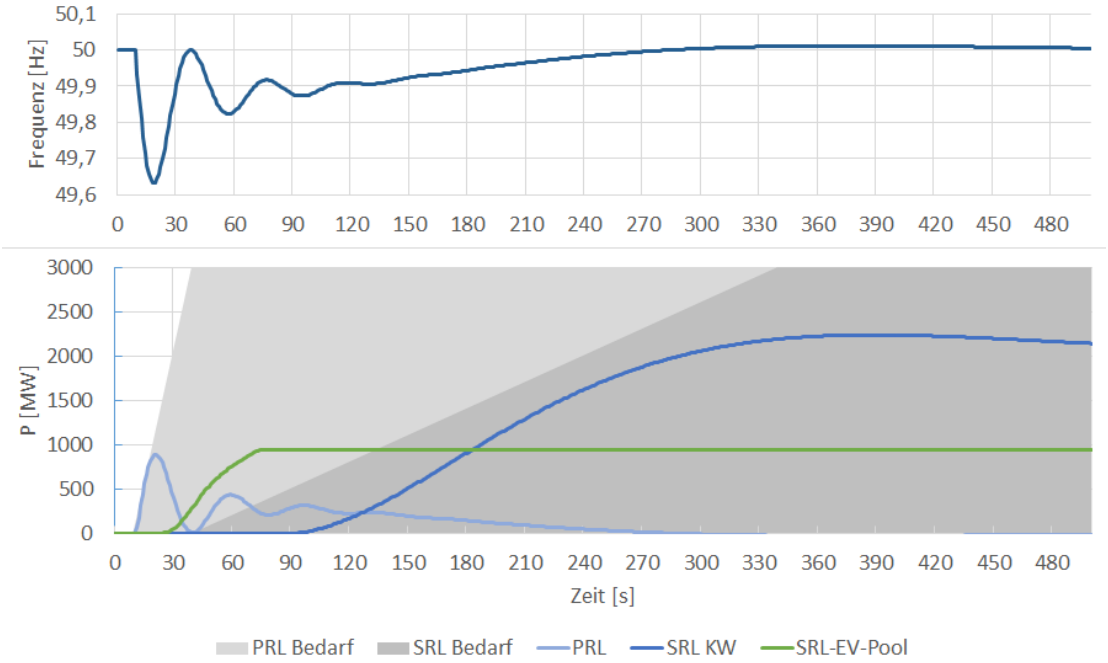


Abbildung 9.5: Leistungsverlauf der PRL und der SRL des EV-Pools und konventioneller Kraftwerke

9.4.2. Sensitivitätsanalyse

Zur Überprüfung der Systemeigenschaften eines Netzwerkes dient die Anwendung einer Sensitivitätsanalyse. Hierbei wird getestet, wie sensibel KPIs auf minimale Änderungen von Variablen bzw. Inputparameter reagieren. Für den Aufbau der Simulationsuntersuchung wird eine RZ betrachtet und eine Simulationszeit von 900 s gewählt. Als KPI dienen folgende Indikatoren:

- Maximale Schwingungsauslenkung der Frequenz

Der Indikator Δf_{max} beschreibt die maximale Schwingungsauslenkung der Frequenz, welche in der RZ durch eine positive oder negative Laständerung erzeugt wird. Dabei ist diese von der Trägheit des Systems bzw. der RZ, welche durch die Anzahl und Masse der direkt an das Netz angeschlossenen Schwungmassen bestimmt wird, abhängig. Als weitere Größe ist der KPI für die maximale Auslenkung und die Schnelligkeit der PR der RZ von Bedeutung, denn diese reagiert als erste Kontrollinstanz auf die Frequenzabweichung und fängt die Frequenz wieder ein. Je schneller die PR demnach reagiert, desto geringer ist der Betrag der maximalen Frequenzabweichung.

- Summe der Frequenzabweichungen

Neben der maximalen Schwingungsauslenkung ist auch die Summe der Frequenzabweichungen $\int |d_f|$ bis zu deren Einregelung um den Sollwert von 50 Hz von Bedeutung. Diese Kennzahl ist ein Maß für die Schnelligkeit der Regeleinrichtungen als Reaktion auf die Abweichung. Je geringer die Summe der Frequenzabweichung ist, desto schneller reagiert folglich die Kontrolleinheit. Hierbei ist die Parametrierung der Regeleinheiten ausschlaggeben.

- Ausschwingzeit „t_{EC}“ (Error Clearance Time)

Die Ausschwingzeit (Abbildung 9.6) gibt an, nach welcher Zeit t_{EC} die Frequenzänderung ausgeregelt und wieder die Sollfrequenz erreicht wurde. Dabei gilt, je schneller die Sollfrequenz wieder erreicht wird, desto schneller erfolgt die Ausregelung durch die Regeleinheiten. Demnach ist dies ein Maß für deren Reaktionsfähigkeit. Man spricht von der Ausregelung von Lastsprüngen, wenn sich die Frequenz wieder in einem Bereich von ± 20 mHz von der Sollfrequenz bewegt [30].

- Regelleistung

Regelleistung wird aufgebracht, um eine ausgeglichene Bilanz zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung zu gewährleisten. Zur Ausregelung von Lastsprüngen wird ein zweistufiges System angewandt. Dieses teilt sich in die PR und SR auf.

Die PR dient dabei zur ersten Ausregelung der Laständerung. Sie wird durch einen P-Regler dargestellt, der jedoch zu einer bleibenden Regelabweichung führt. Der Regler simuliert beispielsweise das Verstellen des Ventils vom Dampfdruckkessel zur Turbine. Um eine bleibende Regelabweichung zu verhindern, wird mit zunehmendem Zeitverlauf die PR durch die SR, welche mittels PI-Regler ausgeführt wird, abgelöst. Dieser passt die Zufuhr an Primärenergie in den Verbrennungskessel an, um den Leistungsausgleich zu gewährleisten.

Die aufgebrachte Gesamtenergie (summe der Sekundärregelenergie und Primärregelenergie), welche bis zum Erreichen des Ausregelzeitpunktes t_{EC} aufgebracht wird, ist aus folgender Gleichung zu entnehmen:

$$E_{sum} = \int_{0}^{t_{ec}} (P_{pri} + P_{sek})dt \tag{9.1}$$

Mittels der Gesamtenergie wird eine Anpassung des Fahrplanprofils an die real benötigte Leistung vorgenommen. Die Leistungen der PR E_{Pri} und der SR E_{Sek} Verlaufen dabei entgegengesetzt (Abbildung 9.6). Während die PR schnell anspricht, um eine erste Ausregelung der Laständerung vorzunehmen, greift die SR durch ihr integrales Verhalten erst mit zunehmendem Zeitverlauf.

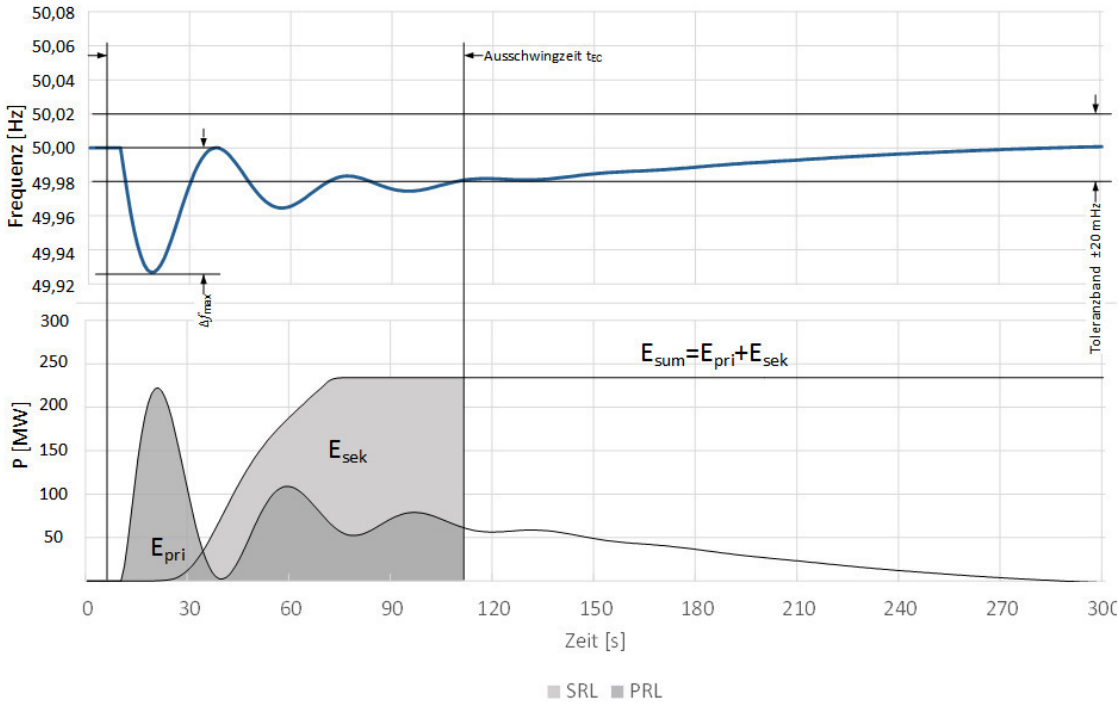


Abbildung 9.6: KPIs für Senstivitätsanalyse

Einstellungsvariablen

Als Einstellungsvariablen werden drei Inputgrößen untersucht:

i) Poolgröße: 0 - 1000 MW

Die Poolgröße (siehe Tabelle 9.3) stellt die Gesamtladeleistung der in der RZ installierten EVs dar. Die Gesamtladeleistung wird als bis zu 1 GW einstellbare Regelleistung definiert. Sie kann dabei als Zwischenladespeicher innerhalb der RZ definiert werden, um Lastsprünge für einen ausgeglichenen Bilanzkreiswert auszubalancieren.

Tabelle 9.3: Einstellungsvariablen

Begriff	Pool Leistung [MW]
P_0	0
P_5	5
P_{100}	100
P_{500}	500
P_{1000}	1000

ii) Systemanlaufzeitkonstant (T_A: 2 – 15 s)

Als weitere Variable für die Sensitivitätsanalyse wird die Systemanlaufzeitkonstant bzw. die Trägheit des Systems / der RZ, die sich in Hinblick auf die Schwungmasse der direkt mit dem Netz

der RZ verbundenen elektrischen Betriebsmittel ergeben, untersucht. Diese wird durch die Trägheitswerte bzw. Anlaufzeitkonstanten der jeweiligen elektrischen Anlagen gegeben.

Die Trägheit des Systems der RZ hängt dabei sowohl von der Anzahl als auch von der Größe der Schwungmasse der ohne Frequenzrichterstationen direkt mit dem Energienetz verbundenen Energieeinspeiseeinheiten ab. EE, z. B. Photovoltaik und Windkraft, sind durch Frequenzrichterstationen bzw. durch das Fehlen von rotierenden Massen ohne Einfluss für die Systemträgheit der RZ, sodass ihr Einfluss bei der Untersuchung zur Deckung des Energiebedarfes nicht berücksichtigt werden muss.

Die direkt mit der RZ verbundenen Schwungmassen fungieren dabei als Energiespeicher und gleichen Laständerungen aus. Dabei gilt, je höher die Trägheit der RZ ist, umso geringer fällt die maximale Frequenzabweichung aus.

Somit wird der Anteil von konventionellen Kraftwerken und EE zur Energieeinspeisung für den Zeitpunkt $t = 0$, zu Beginn der Sensitivitätsanalyse, betrachtet.

Typische Werte der Systemanlaufzeitkonstant von Generatoren bzw. Kraftwerke und Motoren sind in Tabelle 9.4 gegeben.

Tabelle 9.4: Werte der Systemanlaufzeitkonstant für Generatoren (abgeleitet aus [42])

Typ	**Anlaufzeitkonstant / s**
Wasserkraftgenerator	6 - 8
Thermalgenerator (Fremdkühlungstyp)	7 - 10
Thermalgenerator (natürlicher Kühlungstyp)	10 - 15
Synchronmotor	3 - 5

iii) Latenzzeit (T_D: 0 - 10 s)

Hiermit wird die Kommunikationstotzeit bzw. die Latenzzeit des Systems bis zur Ausgabe von Arbeitsanweisungen definiert. Diese hängt von der angewandten Technologie zur Datenübertragung und der zu überwindenden Strecke ab, sodass die Zeitspanne demnach variiert. Die Zeitdauer liegt dabei in einem Intervall von Millisekunde bis zu einigen Sekunden (siehe Tabelle 9.5).

Tabelle 9.5: Latenzzeit verschiedener Datenkommunikationsdienste (abgeleitet aus [43])

Datenkommunikationsdienst	**Resultierende Totzeit / s**
WLAN	0,025
ISDN	0,01
UMTS	0,3

9.4.3. Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse

Basierend auf den angeführten KPIs (Abbildung 9.6) wird deren Einfluss auf die zu untersuchenden Variablen dargestellt. Hierfür werden für die Variablen Δf_{max}, Ausschwingzeit Δt und der aufgebrachten Regelenergien jeweils der Einfluss der Poolgrößen T_A und T_D betrachtet.

Frequenzauslenkung

Die Untersuchung zeigt, dass mit einer zunehmenden Poolgröße der Betrag der maximalen Frequenzauslenkung Δf_{max} abnimmt. Bei einigen MW beträgt diese 0,93 Hz und nimmt bei steigenden Poolgröße bis zu einem Wert von 280 MW linear bis zu dem Wert von 0,87 Hz ab (vgl. Abbildung 9.7) und sinkt mit steigender Leistung nicht weiter.

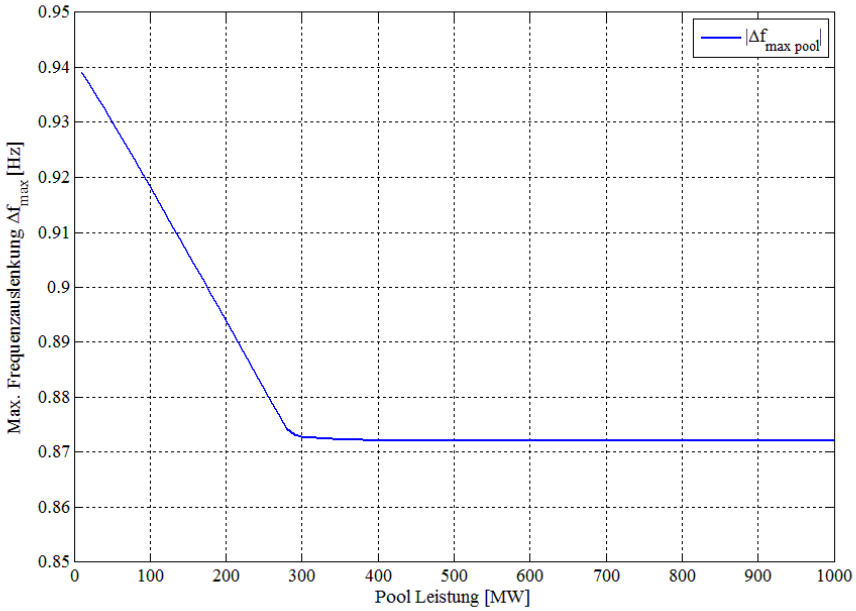


Abbildung 9.7: Einfluss der Poolgröße auf den Betrag des maximalen Deltas der Frequenz $|\Delta f_{max}|$, mit T_A = 11 s & T_D = 10 s

Die maximale Frequenzabweichung wird durch ein zunehmendes T_A gesenkt (vgl. Abbildung 9.8). Dies ist auf die zunehmende Massenträgheit in der RZ zurückzuführen. Zudem zeigt die Abbildung 9.8, dass ein steigender EV-Pool zu einer weiteren Absenkung der maximalen Frequenzabweichung führt. Des Weiteren führt ein steigendes T_A zu einem Sinken des Sättigungspunktes.

Erst ab T_A = 1,8 s unterscheiden sich der Sättigungseffekte auf die Pools mit 500 MW bzw. 1000 MW signifikant, weshalb die Kurven ab hier unterschiedliche Steigungen aufweisen.

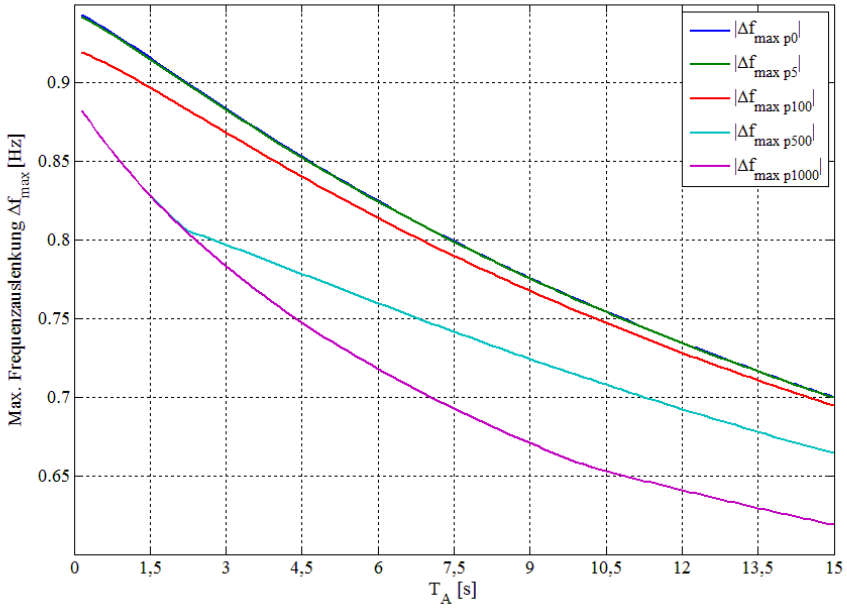


Abbildung 9.8: Wirkung der System Anlaufzeitkonstant T_A in Abhängigkeit von der Poolgröße auf die $|\Delta f_{max}|$ mit T_D = 10 s

Im Gegensatz dazu führt ein zunehmendes T_D zu einem Anstieg der maximalen Frequenzauslenkung (Abbildung 9.9). Dieser nimmt mit größer werdenden EV-Pool zu. Jedoch ist dabei kein Unterschied zwischen einem EV-Pool mit 1000 MW und 500 MW festzustellen. Der Grund dafür liegt darin, dass EV-Pools als Anbieter für SRL einen wesentlich besseren Leistungsänderungsgradienten haben, als es bei konventioneller Erzeugung der Fall ist. Aufgrund des schnellen Ansprechverhaltens des EV-Pools wirkt dessen SRL-Erbringung bereits im PRs-Zeitbereich. Da die Abstände der Poolgrößen nicht linear sind, unterscheiden sich auch die Abstände der Kurven. Bei dem 1000 MW-Pool ist der Effekt von T_D deutlicher erkennbar als bei den kleinen Pools, weil hier ein größerer Teil des Regelleistungsbedarfs vom Pool übernommen wird.

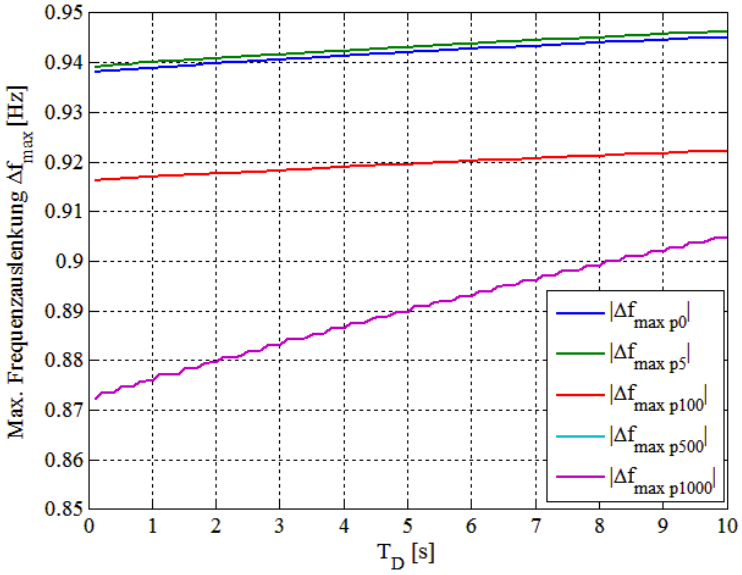


Abbildung 9.9: $|\Delta f_{max}|$ in Abhängigkeit der T_D für verschiedene EV-Poolgrößen mit T_A = 12 s

Ausschwingzeit

Der Einfluss der Ausschwingzeit Δt in Abhängigkeit von T_A, zeigt, dass mit zunehmender Massenträgheit in der RZ die Ausschwingzeit steigt. Mit zunehmenden T_A steigt sie rasant an und erreicht bei über 5 s ein Maximum von 900 s (vgl. Abbildung 9.10). Die Ausschwingzeiten unterscheiden sich in Abhängigkeit von der Poolgröße nur geringfügig. Aufgrund des dynamischen Verhaltens kommt es ab einem bestimmten T_A zu einem abrupten Anstieg der Ausschwingzeit (vgl. auch Abbildung 9.6).

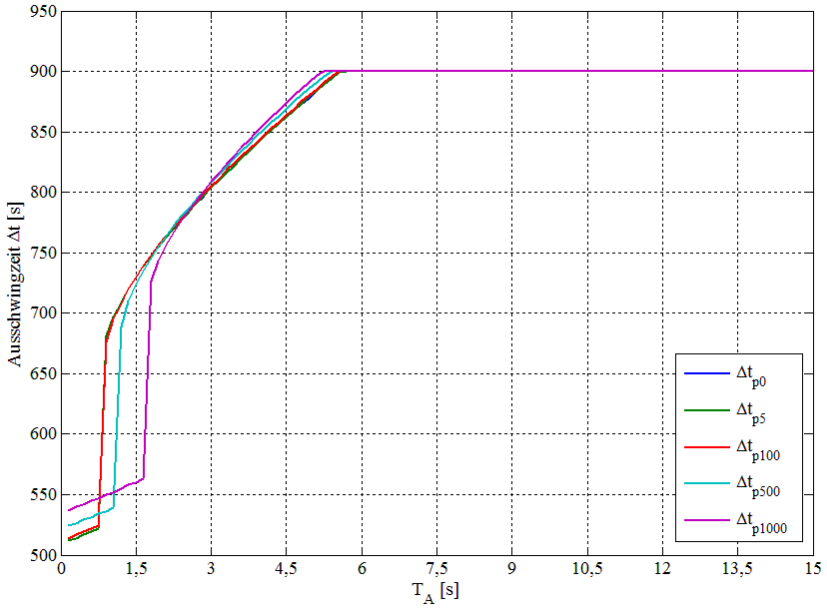


Abbildung 9.10: Wirkung der T_A auf die Ausschwingzeit unter Berücksichtigung unterschiedlicher Poolgrößen an EV

Dagegen weist die Variable T_D eine größere Wirkung in Hinsicht auf die Poolgröße an EVs auf (vgl. Abbildung 9.11). Während sich mit zunehmendem T_D alle Kennlinien der verschiedenen

Poolgrößen in derselben Zeitspanne von ca. 520 s bis 750 s befinden, weisen deren Verläufe jedoch stark zeitlich verschobene Anstiege der Funktionen auf. Mit steigender Poolgröße liegen die Sprünge der Ausschwingzeit von T_D = 2 s für eine Poolgröße von 0 MW bzw. 5 MW bis zu einem T_D von knapp unter 7 s für einen 1000 MW-EV-Pool. Ein steigendes T_D verursacht einen Sprung in der Ausschwingzeit und folglich auch in E_{SUM}. Grund für den Sprung ist auch hier die sich schlagartig ändernde Ausschwingzeit.

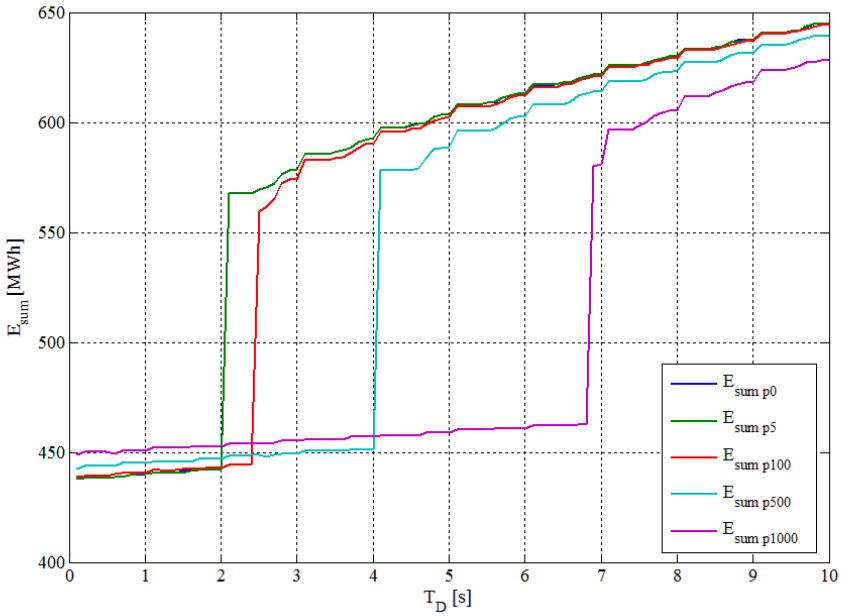


Abbildung 9.11: Abhängigkeit der notwendigen Regelenergie von T_D in Hinsicht auf unterschiedliche Poolgrößen

Regelenergie

Abschließend wird die im Zuge der Ausregelung aufgebrachte Regelenergie für die betrachtete Analyse untersucht. Hierbei wird die benötigte PRL und SRL sowie ihre Summe betrachtet.

Mit steigender EV-Poolgröße nimmt das Integral der benötigten Primärregelenergie $\int |P_{pri}|\, dt$ linear ab (vgl. Abbildung 9.12). Diese reicht von knapp über 110 MWh bei einer geringfügigen Poolgröße von einigen MW bis zu knapp 50 MWh bei einer Poolgröße von 1000 MW. Durch die schnelle Reaktion des EV-Pools, könnte PRL teilweise durch Pool-SRL ersetz werden, was zu einer Reduzierung der benötigten PRL-Energie führt.

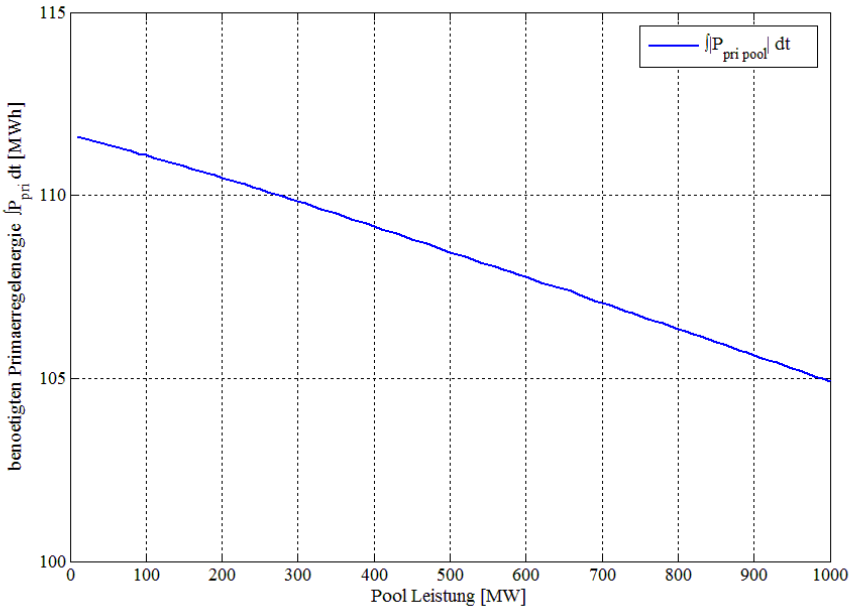


Abbildung 9.12: Erforderliche Energiemenge an PR in Abhängigkeit der Poolgröße

Bei Betrachtung der Korrelation von T_A und dem EV-Pool, ist erkenntlich, dass mit steigendem T_A mehr Primärregelenergie benötigt wird. Der Verlauf der Funktionen ist degressiv und liegt zwischen 100 MWh bis zu knapp über 170 MWh bei einem T_A von 0 – 15 s. Unter dem Einfluss einer steigender Poolgröße wird die Funktion der benötigen Regelenergie nach unten verschoben (vgl. Abbildung 9.13).

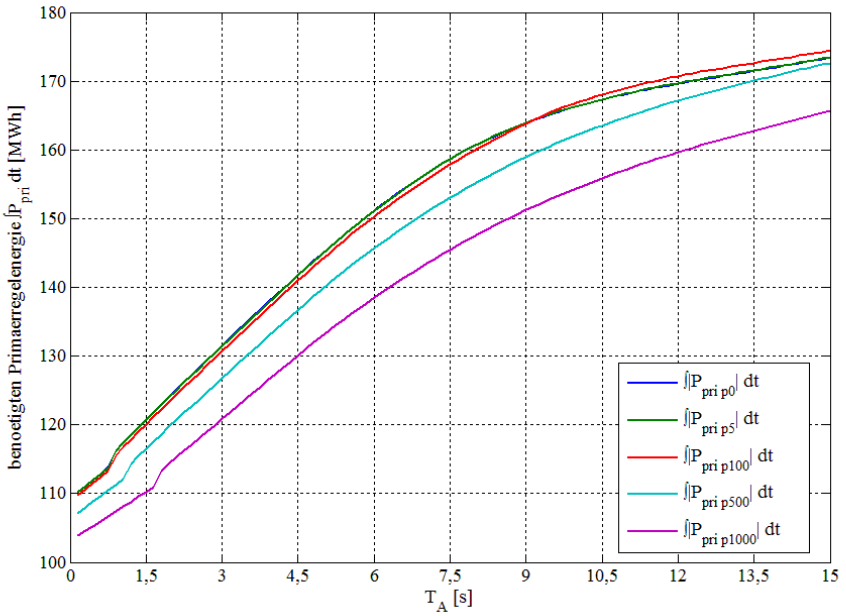


Abbildung 9.13: Aufgebrachte Primärregelenergie in Abhängigkeit von T_A

Der Einfluss eines steigenden T_D resultiert auch in einem Anstieg der Primärregelenergie (vgl. Abbildung 9.14). Hierbei steigt in Abhängigkeit der verschiedenen Poolgrößen der Betrag der Regelenergie von ca. 70 MWh auf bis zu 130 MWh an. Es zeigt sich, dass mit zunehmender

Poolgröße der benötigte Betrag an Primärregelenergie sinkt, wodurch die Kennlinien auf der Grafik nach unten verschoben werden.

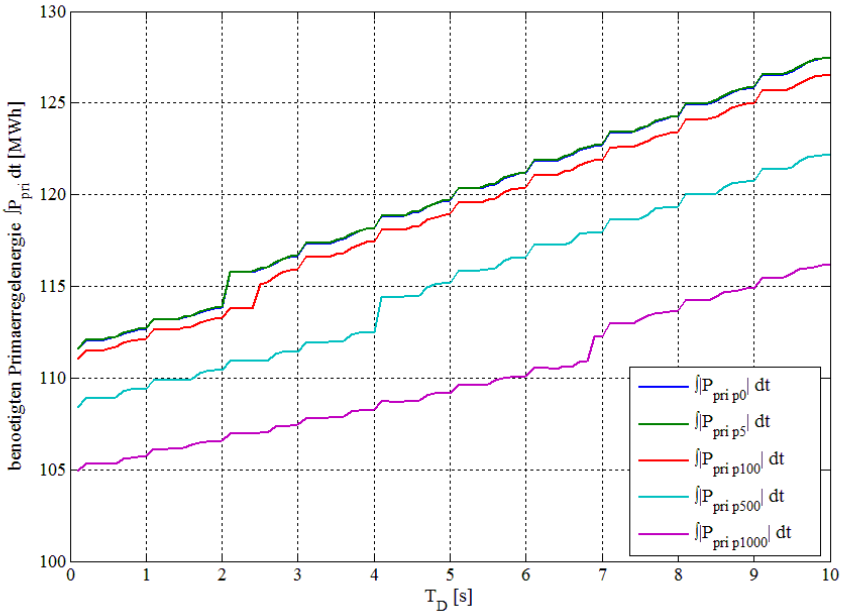


Abbildung 9.14: Primärregelenergie in Abhängigkeit von T_D

Mit steigender EV-Poolgröße nimmt das Integral der benötigten Sekundärrregelenergie $\int |P_{sec}| \, dt$ linear zu (vgl. Abbildung 9.15). Diese steigt von 330 MWh bei einer geringfügigen Poolgröße von einigen MW bis zu knapp unter 350 MWh bei einer Poolgröße von 1000 MW an.

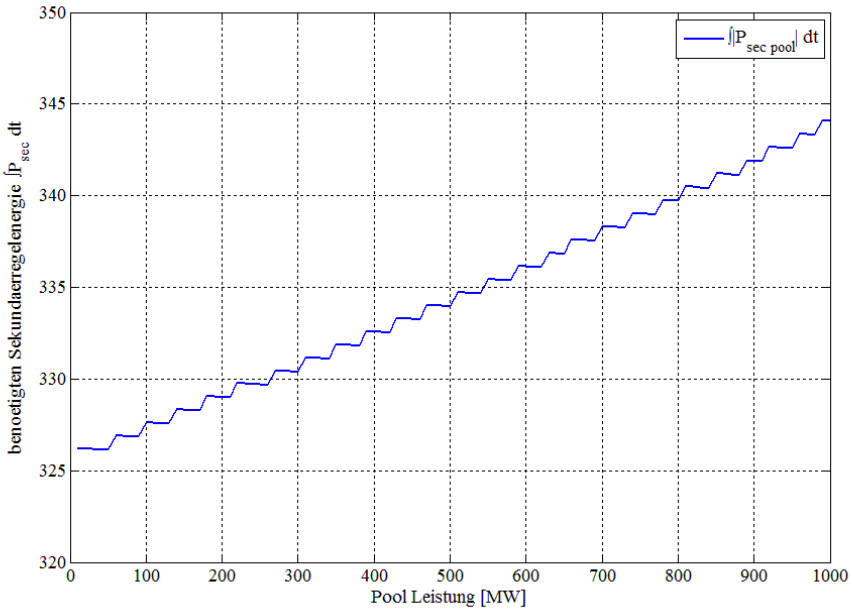


Abbildung 9.15: benötigte Sekundärregelenergie in Abhängigkeit der Poolgröße

Bei Betrachtung der Korrelation von T_A und dem EV-Pool, ist zu erkennen, dass mit steigendem T_A auch mehr Sekundärregelenergie benötigt wird. Der Verlauf der Funktionen ist degressiv und

zwischen 300 MWh bis zu knapp über 650 MWh bei einem T_A von 0 – 15 s. Unter dem Einfluss einer steigenden Poolgröße wird die Funktion der benötigen Regelenergie nach unten verschoben (vgl. Abbildung 9.16). Ein steigendes T_A verursacht drei Stufen in den Kurven der Ausschwingzeit bzw. der benötigten Sekundärregelenergie.

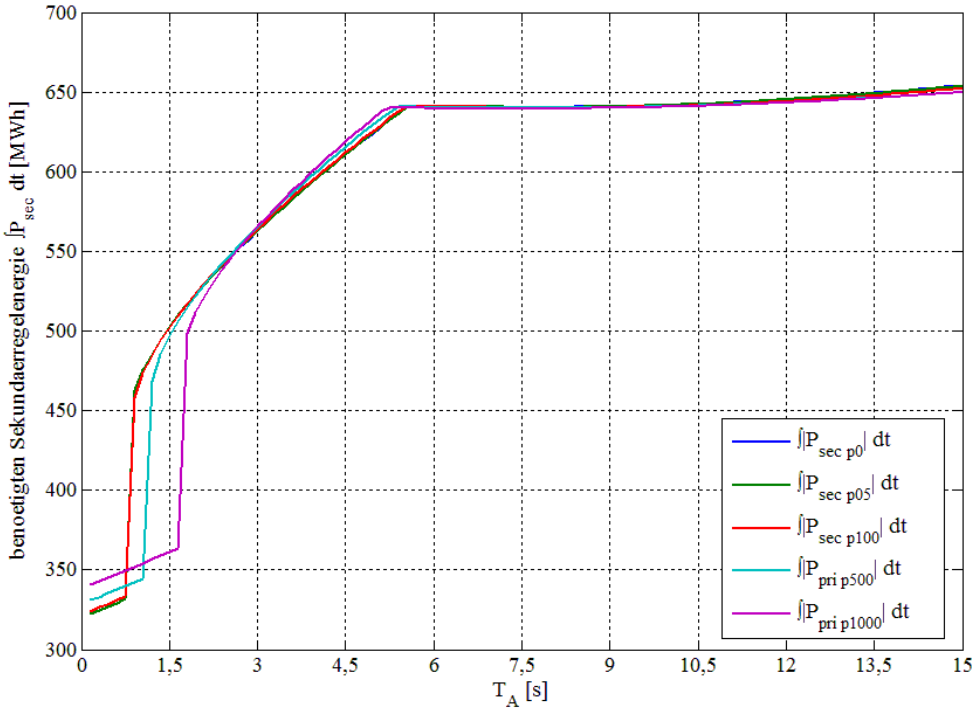


Abbildung 9.16: Sekundärregelenergie im Einfluss von T_A

Der Einfluss eines steigenden T_D resultiert ebenfalls in einem Anstieg von Sekundärregelenergie (vgl. Abbildung 9.17). Hierbei steigt jeweils in Abhängigkeit der verschiedenen Poolgrößen der Betrag der Regelenergie von ca. 330 MWh auf bis zu 520 MWh an. Der Verlauf der Kennlinien ist durch einen überproportionalen Anstieg bzw. Sprung gekennzeichnet. Je größer der EV-Pool ist, desto später tritt dieser Sprung auf. Bei einem T_D von 10 s haben sich alle Kennlinien, unabhängig von der Poolgröße, wieder einem Wert von ca. 530 MWh angeglichen.

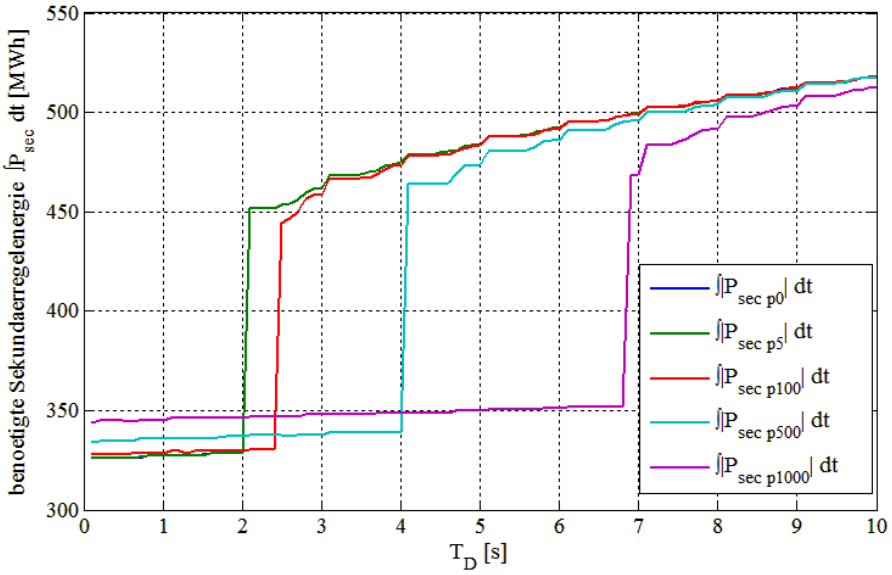


Abbildung 9.17: Sekundärregelenergie im Einfluss von T_D

Die Regelenergie E_{sum} stellt die Summe der Integrale der PR und SR über die Ausregelzeit dar. Zuletzt wird daher die Summe der Primär- und Sekundärregelenergie in Abhängigkeit der KPIs untersucht. Die aufgebrachte Summe an Regelenergie in Abhängigkeit von der EV-Poolgröße steigt hierbei linear von knapp 440 MWh auf bis zu 450 MWh an (Abbildung 9.18). Hierbei wirken die Verläufe der Primär- und der Sekundärregelenergie entgegen (vgl. $\int|P_{pri}|\,dt$ und $\int|P_{sec}|\,dt$), sodass sich diese fast ausgleichen.

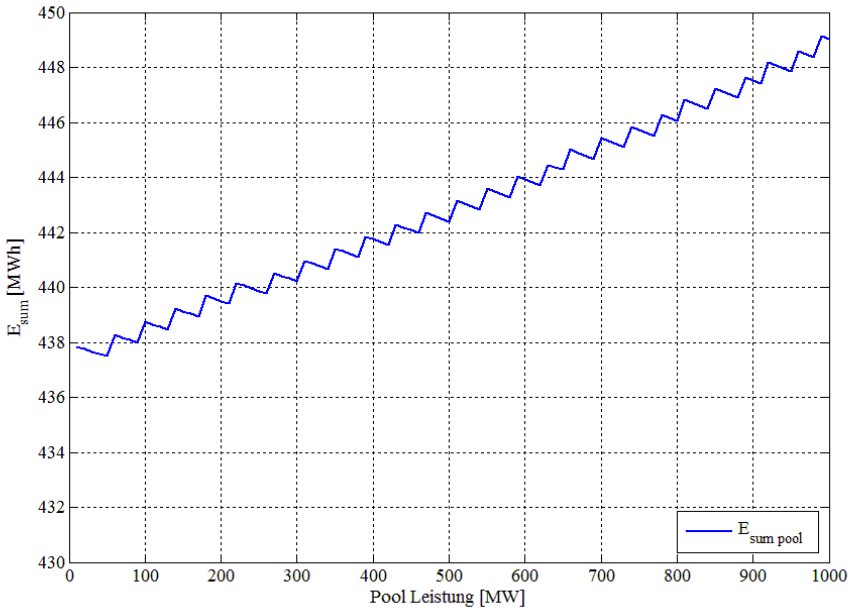


Abbildung 9.18: Summe der Primär- und Sekundärregelenergie abhängig von der Poolgröße

Die Summe der Primär- und Sekundärregelenergie in Abhängigkeit von T_A beträgt, je nach Größe des EV-Pool, zwischen 430 MWh und ca. 845 MWh (vgl. Abbildung 9.19). Die Entwicklung der Kennwerte ist dabei ebenfalls durch einen Sprung wie bei $\int|P_{sec}|\,dt$ gekennzeichnet.

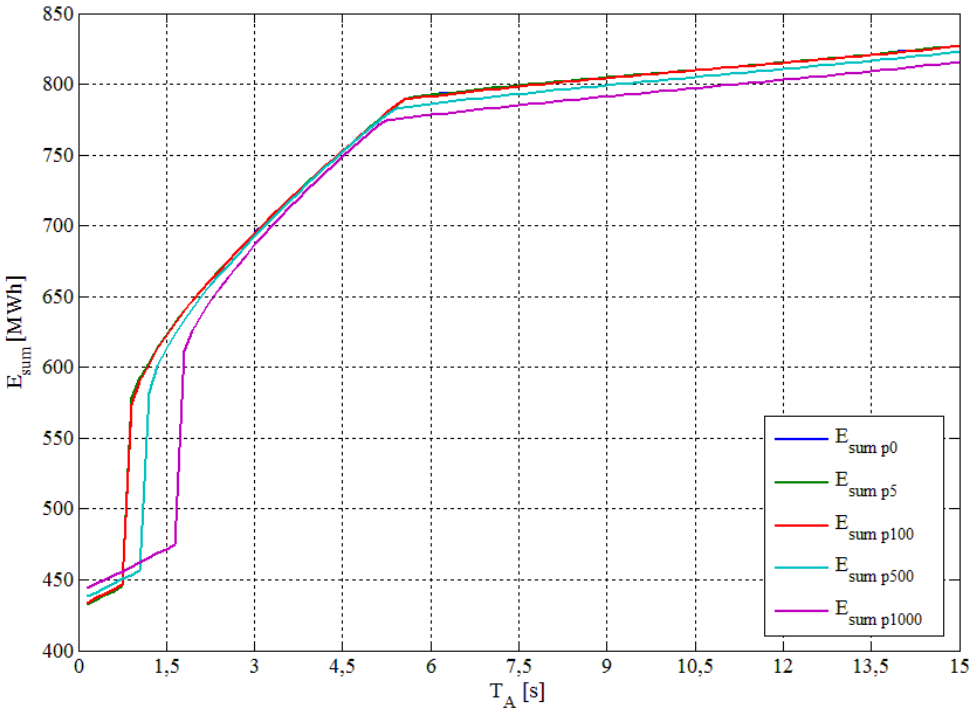


Abbildung 9.19: Summe der Primär- und Sekundärregelenergie im Einfluss von T_A

Bei dem Verlauf der Summe der Primär- und Sekundärregelenergie in Abhängigkeit von T_D für verschiedene Poolgrößen ist in Abbildung 9.20 dargestellt. Die Kennlinien sind durch einen überproportionalen Anstieg bzw. Sprung gekennzeichnet. Je größer der EV-Pool ist, desto später ist dieser Anstieg. Bei einem T_D von 10 s haben sich alle Kennlinien, unabhängig von der Poolgröße, wieder einem Wert von ca. 640 MWh angeglichen.

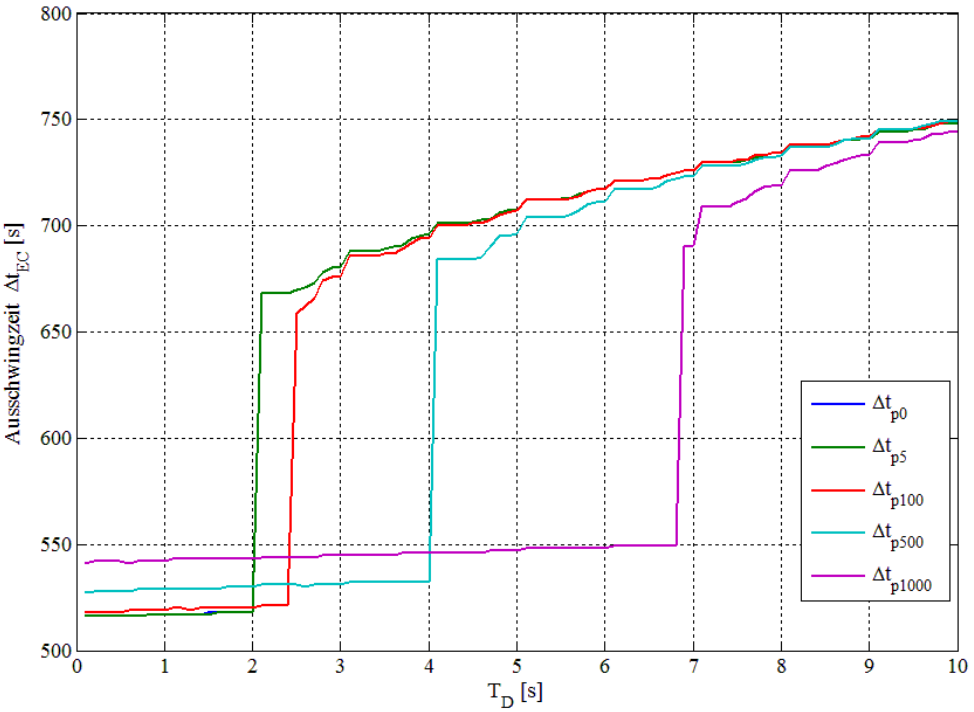


Abbildung 9.20: Summe der Primär- und Sekundärregelenergie im Einfluss von T_D

9.4.4. Sensitivitätsanalyse für ein 2-Regelzonen-Modell

Bei dieser Analyse wird eine Veränderung an dem Untersuchungsmodell vorgenommen. Es wird nun ein Modell mit zwei RZs betrachtet. Hierfür wird exemplarisch angenommen, dass die erste RZ durch Deutschland repräsentiert wird und die zweite RZ durch das restliche ENTSO-E-Netz.

Das Untersuchungsszenario für diese Simulation beinhaltet den Ausfall einer 3 GW Erzeugereinheit und seinen Einfluss auf den zeitlichen Verlauf für die Änderung der Frequenz *Δf* auf die bereitgestellte primäre und die sekundäre Regelenergie. Dabei wird der Verlauf der Untersuchungsparameter für die jeweiligen RZs betrachtet. Als zusätzliche Variable steht die Wirkung der EV-Poolgröße im Fokus. Dieser wird bei der Simulation zwischen den Werten 0 MW, 100 MW, 500 MW und 1000 MW variiert, um seinen Einfluss zu analysieren.

Regelzone 1 mit 3GW Erzeugerausfall (Deutschland)

Der Einfluss des zunehmenden EV-Pools auf die Frequenzabweichungen Δf_{DE} und $\Delta f_{ENTSO\text{-}E}$ zeigt, dass je größer dieser ist desto mehr die Ausschwingungen des zeitlichen Verlaufes abgeschwächt werden. Dies ist bei den beiden Schwingungen der *Δf* im Zeitverlauf von bis zu 100 s nach dem Störfall beobachtbar (vgl. Abbildung 9.21). Danach nimmt die negative Frequenzabweichung mit zunehmender Zeit wieder ab und erreicht ab ca. 250 s eine positive Auslenkung. Dabei fällt vor allem auf, dass mit zunehmender Poolgröße die positive Frequenzabweichung geringer ausfällt.

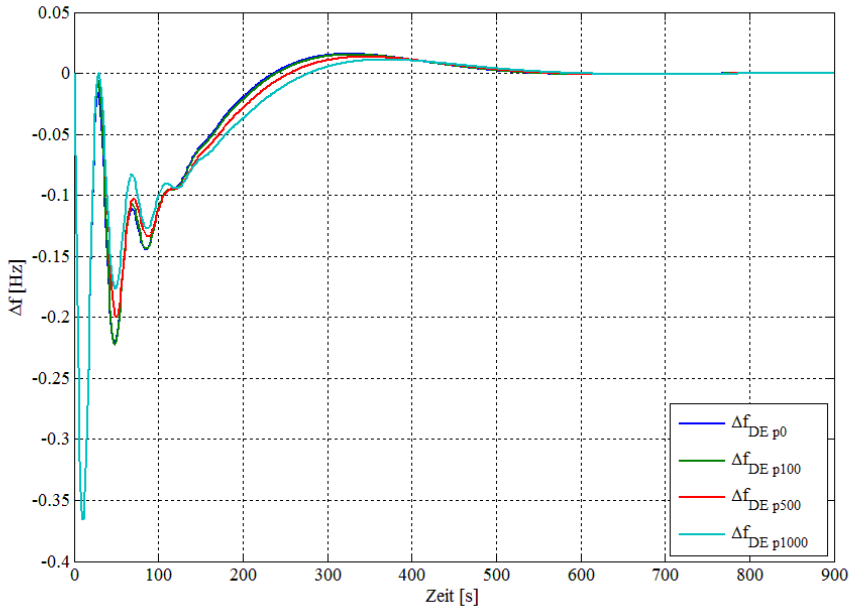


Abbildung 9.21: Verlauf der Frequenzabweichung Δf in Deutschland

Bei der bereitgestellten PRL ist festzustellen, dass wie bei dem zeitlichen Verlauf der Frequenzabweichung auch hier zwei Schwingungen des Zeitverlaufes von P_{pri} erkennbar sind (vgl. Abbildung 9.22). Mit steigender EV-Poolgröße werden die Ausschläge der zur Verfügung gestellten PRL, die ihr Maximum bei knapp 900 MW erreicht, reduziert.

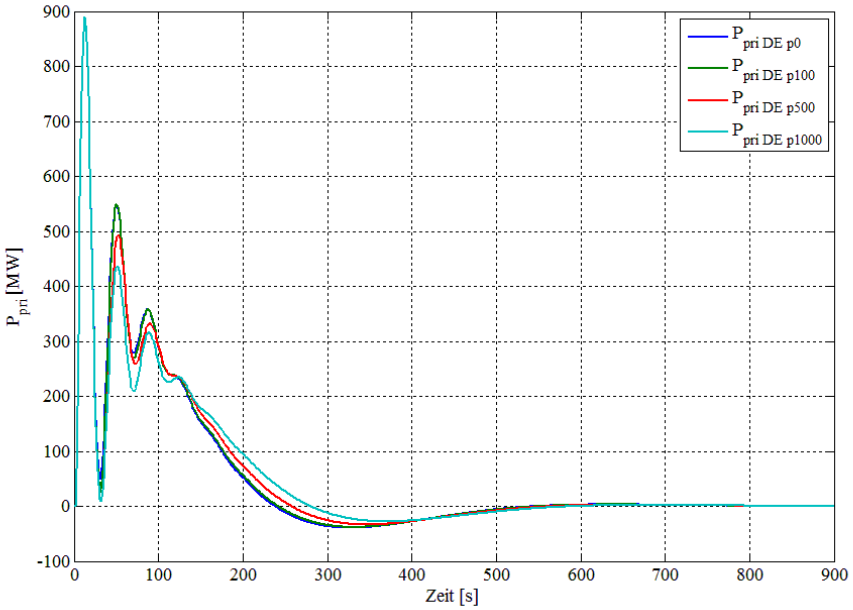


Abbildung 9.22: zeitlicher Verlauf der zur Verfügung gestellten PRL P_{pri} in RZ 1

Ab ca. 100 s nach Eintritt des Störfalles nehmen die Zeitverläufe der PRL in Abhängigkeit von der EV-Poolgröße ab. Mit steigender Poolgröße besitzen die Verläufe einen geringeren Abfall der Funktionen mit kleineren Gradienten. Bevor die PRL vollständig zurückgefahren wird, durchlaufen

die Leistungen eine negative Bereitstellung der Primärenergie. Die Untersuchungseinheit mit der größtmöglichen Poolgröße von 1000 MW weist die geringste Ausschwingung auf.

Zur Ausregelung des Störfalls werden die Primärregeleinheiten mit zunehmendem Verlauf von den Sekundärregeleinrichtungen abgelöst. Der Verlauf der Sekundärregeleinrichtung in der RZ 1 (Deutschland) weist über die gesamte Ausregelzeit einen Anstieg bis zum Ausgleich des Störfalles auf. Je nach Größe des EV-Pools wird ein Teil der benötigten SRL P_{sec}, erkennbar durch die charakteristische Stufe im zeitlichen Verlauf je nach Poolgröße, durch diese gedeckt (vgl. Abbildung 9.23).

Die erforderliche SRL wird in ca. 250-300 s zur Verfügung gestellt. Dabei sinkt mit zunehmender Poolgröße die Auslenkung der Überregelung (mehr als 3 GW), bevor dieser ausgeglichen wird.

P_{sec} bildet die SRL für den EV-Pool und konventionelle Kraftwerke ab. Die Stufen in den Kurven entstehen beim Anfahren der konventionellen Kraftwerke nach Erreichen der Maximalleistung des EV-Pools, da die Änderungsgeschwindigkeit konventioneller Kraftwerke langsamer als die der EV-Pools ist.

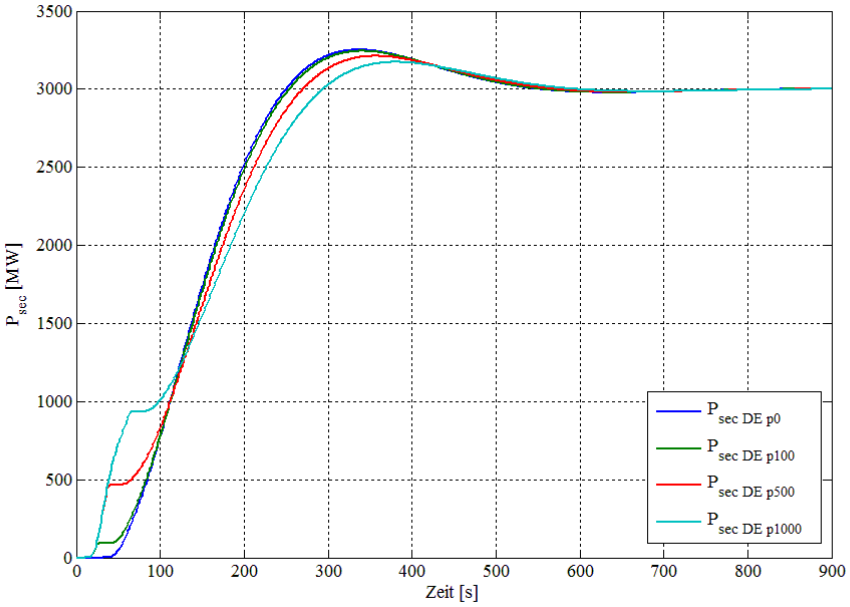


Abbildung 9.23: zeitlicher Verlauf der zur Verfügung gestellten SRL P_{sec} in RZ 1

Regelzone 2 (restliche ENTSO-E)

In diesem Abschnitt wird der Einfluss eines 3 GW-Störfalles in einer RZ, z.B. in Deutschland, auf eine benachbarte RZ wie z.B. die restliche ENTSO-E betrachtet.

Hierbei ist erkennbar, dass der Störfall in RZ 1 auch Einfluss auf RZ 2 hat bzw. in dieser wahrnehmbar ist. Der Zeitverlauf der Δf in RZ 2 weist einen Ausschlag von 0,18 Hz auf, während dieser in der gestörten RZ über 0,35 Hz beträgt. Folglich ist der Ausschlag in RZ 2 geringer als in der gestörten RZ (vgl. Abbildung 9.24). Die Ausschwingungen, welche in RZ 1 auftreten, sind auch in der RZ 2 feststellbar, jedoch sind diese abgeschwächt und mit steigender EV-Poolgröße zunehmend im Verlauf gedämpft. Weiterhin weist die RZ 2 in ihrem zeitlichen Verlauf der Frequenzabweichung die gleichen Charakteristika wie RZ 1 auf. Mit steigender Poolgröße kann der

SRL-Bedarf schneller gedeckt werden, weshalb die Frequenzabweichung schneller korrigiert wird.

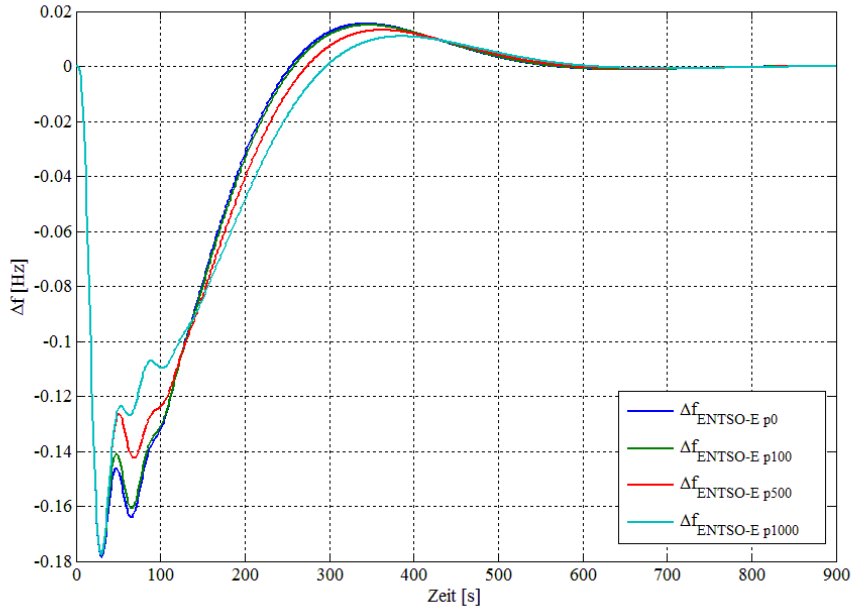


Abbildung 9.24: zeitliche Verlauf der Δf in RZ 2

Bei der Bereitstellung der PRL weist die RZ 2 mit einem maximalen Wert von über 2100 MW ein signifikantes Übertreffen zu den Ergebnissen von RZ 1 auf (vgl. Abbildung 9.25). Demnach leistet RZ 2 einen entscheidenden Beitrag zur Bereitstellung von PRL. Zudem ist erkennbar, dass der Einfluss der EV-Poolgröße mit zunehmendem Volumen die Schwingungen des PRL-Abrufs abfängt und die Überregelung abschwächt.

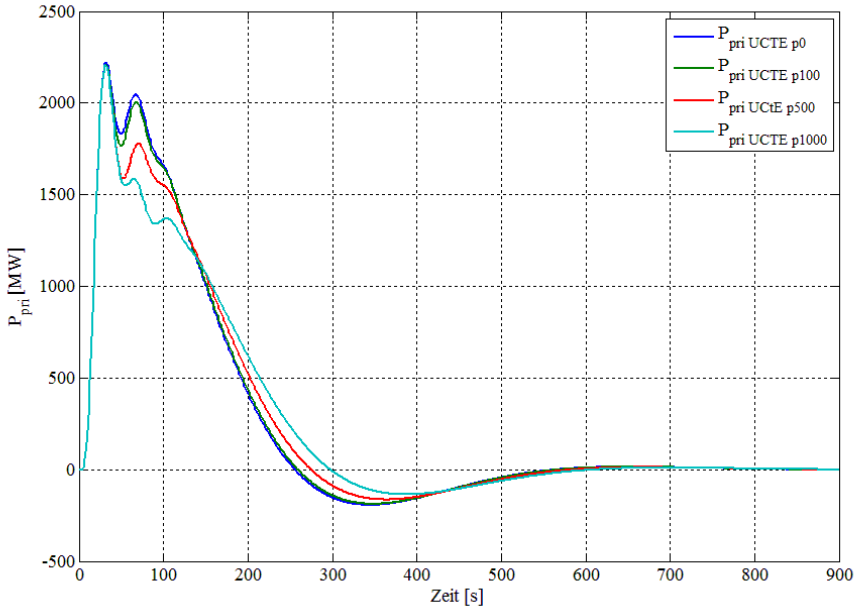


Abbildung 9.25: zeitlicher Verlauf der zur Verfügung gestellten PRL P_{pri} in RZ 2

Im Gegensatz dazu kommt den Sekundärregeleinheiten der RZ 2 kein Beitrag zur Bereitstellung dieser zu, da diese alleinig von der mit dem Störfall betroffenen RZ zur Verfügung gestellt werden soll. Die Sekundärregeleinrichtung stellt anfangs negative Regelleistung mit einem Maximum von über 200 MW zur Verfügung und fährt diese danach wieder zurück. Die charakteristischen Schwingungen, die bei zu vorigen Diagrammen erläutert wurden, werden mit steigendem EV-Pool abgeschwächt (vgl. Abbildung 9.26).

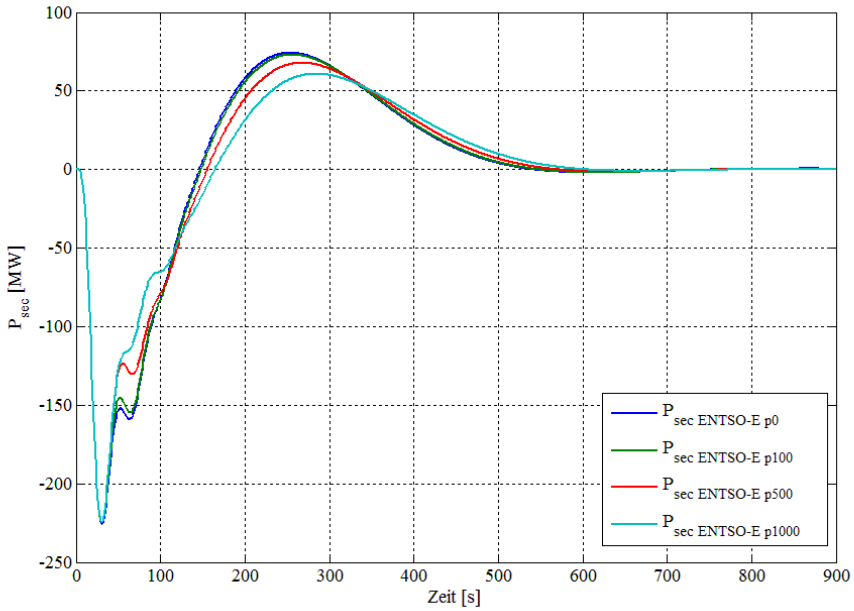


Abbildung 9.26: zeitlicher Verlauf der zur Verfügung gestellten SRL P_{sec} in RZ 2

9.4.5. Validierung mit NETOMAC

Zur Validierung wird das Zwei-Regelzonen-Modell in der Software PSS NETOMAC implementiert. Während in Simulink alle Eingaben per Hand getätigt werden müssen, besitzt NETOMAC eine standardisierte Bibliothek für elektronische Bauteile und Komponenten.

Das in NETOMAC simulierte Extremszenario evaluiert die Systemantwort auf einen Ausfall von 3 GW Einspeiseleistung nach 10 s. Dazu werden 2 Generatoren mit 25 GVA Scheinleistung implementiert, die jeweils für die Bereitstellung von PRL bzw. SRL verantwortlich und über eine Doppelleitung verbunden sind. Nach einem bestehenden Ausfall von 40 s fällt zudem eine dieser Leitungen aus.

Die Durchführung der Simulation erfolgte dabei in drei Schritten:

1. Anfangswertbestimmung der stationären Arbeitspunkte
2. Lösung des DGL-Systems durch NETOMAC
3. Auswahl und Visualisierung der Knotenzustandsgrößen *f(t)* und *p(t)*.

Als Verifikation der Modelle dient die Quelle [44]. Das hier beschriebene „Ein-Maschinen-Modell„ wurde mit realen Messdaten validiert und beschriebt den Frequenzverlauf (vgl. Abbildung 9.27) einer 3 GW Störung in Szenario B.

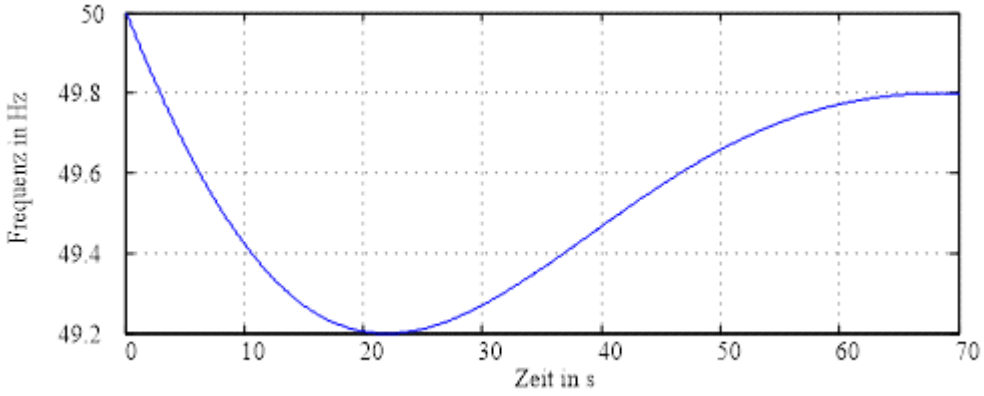


Abbildung 9.27: Frequenzverlauf in Matlab Simulink

Im Rahmen der Simulation erwiesen sich Netzdynamik und Rückwirkungen als gut abbildbar. Während das Arbeiten mit validierten Modellen problemlos funktionierte, stellte sich die Implementierung eigener Modelle, im Besonderen die Poolsteuerung und der Sekundärregler, jedoch als schwierig dar. Das NETOMAC-Modell konnte mit Hilfe des Simulink-Modells validiert werden. Beide Modelle zeigen ähnliche, wenn auch leicht voneinander abweichende Ergebnisse aufgrund unterschiedlicher Modelordnungen (vgl. Abbildung 9.27 und Abbildung 9.28). Tabelle 9.6 beschreibt die Ergebnisse des NETOMAC-Modells mit den Ergebnissen des Simulink-Modells für die Größe und Dauer der maximalen Schwankungen als auch die Ausschwingungszeit.

Tabelle 9.6: Model Validierung NETOMAC und Simulink

Modell	**Δf_{max} / mHz**	**t(Δf_{max}) /s**	**ΔT / s**	**e / mHz**
CIGRE Paper	- 800	18	70	- 200
Simulink	- 800	22	70	- 200
Sincal 12	- 800	18	200	- 300

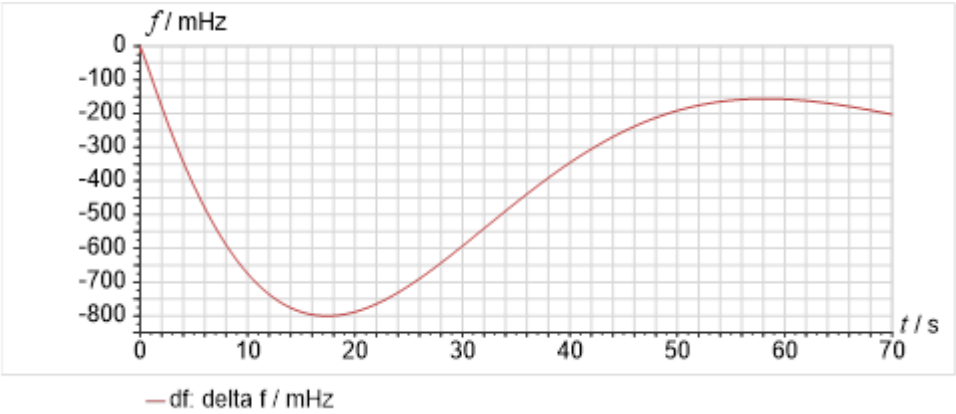


Abbildung 9.28: Frequenzverlauf im Sincal-Modell

9.4.6. Auswirkung auf die Netzsicherheit

Eine Gefährdung der Netzsicherheit liegt vor, wenn die Netzsicherheitsanalyse ein Risiko indiziert bzw. der Netzbetriebszustand normal nicht mehr gegeben ist. Zur Wiederherstellung werden

durch die Netzführung Gegenmaßnahmen eingeleitet, welche sowohl präventiv als auch kurativ erfolgen können. Einschränkungen für die Wahl der Gegenmaßnahmen stellt innerhalb dessen Geltungsbereich das EnWG dar. Daher sind zunächst durch den Netzbetreiber alle möglichen netzbezogenen Maßnahmen zu ergreifen, um die Systemsicherheit wiederherzustellen. Netzbezogene Maßnahmen haben keinen unmittelbaren Einfluss auf die Wirkleistungsbilanz und sind damit rückwirkungsfrei in Bezug auf den Energiemarkt. Innerhalb der beschriebenen netzbezogenen Maßnahmen gibt es keine Priorisierung, so dass der Netzbetreiber die für sich wirksamsten Maßnahmen selbst wählen kann. Generell haben netzbezogene Maßnahmen ein begrenztes Wirkpotenzial, so dass diese je nach Netzstruktur und Betriebsmittelbestückung sehr unterschiedlich ausfallen können. Ist die Anwendung der netzbezogenen Maßnahmen nicht ausreichend, um die Netzsicherheit wiederherzustellen, können marktbezogene Maßnahmen angewandt werden. Dabei nimmt der Netzbetreiber Einfluss auf die Wirkleistungsbereitstellung und hat somit eine unmittelbare Rückwirkung auf den Energiemarkt. Im Sinne der Markttransparenz sind daher alle Maßnahmen veröffentlichungspflichtig nach § 13 (5) EnWG und [39].

Das Anpassungspotenzial von Lasten kann durch die Netzführung nach Vorgabe des EnWG als marktbezogene Maßnahme betrachtet werden. Maßnahmen, die eine mögliche Reduzierung oder Erhöhung der Verbrauchsleistung abrufen, erweisen sich daher als grundsätzlich gleichwertig gegenüber Eingriffen in konventionelle Erzeugungsanlagen. EVs als flexible Last bilden dabei keine Ausnahme. Der prinzipielle Vorteil bei einer Berücksichtigung von EVs ergibt sich zum einen durch eine erhöhte Reserve an Anpassungsmaßnahmen. Zum anderen sind aufgrund der größeren Anpassungsreserve die Vermeidung von Notfallmaßnahmen und damit die Reduzierung von EE-Einspeisung denkbar. Untersuchungen zur exakteren Bestimmung sind Bestandteil der nachfolgenden Ausführungen.

Die Auswahl des Untersuchungsnetzes ergibt sich aus der Abbildung eines Netzbereiches im zentraleuropäischen Verbund. Des Weiteren unterliegt der gewählte Netzbereich aufgrund der geografischen Lage allen in Abbildung 9.29 skizzierten Herausforderungen. Neben dem Verantwortungsnetzbereich, welcher die Systemgrenze der Netzführung definiert, sind die benachbarten Netze ebenfalls abgebildet, um deren Einfluss aufzuzeigen. In Abbildung 9.29 ist das gesamte Untersuchungsnetz in seiner geografischen Ausprägung dargestellt.

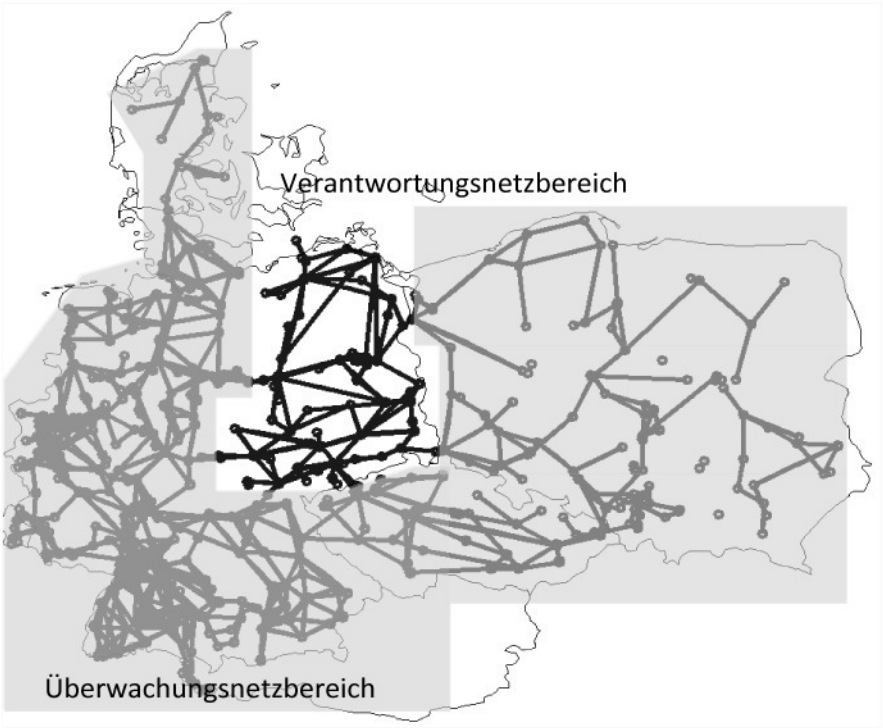


Abbildung 9.29: Geografische Darstellung des Untersuchungsnetzes

Die Modellierung erfolgt anhand der Datenverfügbarkeit für das Jahr 2012. Knoten und Regelungselemente, die nicht zum Verantwortungsnetzbereich gehören, werden passiv abgebildet und bei der Bestimmung von Maßnahmen zur Wahrung der Netzsicherheit nicht berücksichtigt. Insgesamt ergibt sich für das untersuchte Netz der in Tabelle 9.7 ersichtliche Satz an Parametern.

Tabelle 9.7: Allgemeine Netzparameter des Untersuchungsnetzes

Netzparameter	Wert
Max. Konventionelle KW-Leistung [MW]	86187
Anzahl an Knoten	1642
Anzahl an Leitungen	3771
Anzahl Ausfallelemente	270
Anzahl Schrägregler	2
Anzahl Stufensteller	22
Anzahl regelbarer Knoten in Anpassungsstufe 1	436
Anzahl regelbarer Knoten in Anpassungsstufe 2	835
Anzahl regelbarer Knoten in Anpassungsstufe 3	1073

Ungeplante Nicht-Verfügbarkeiten von Erzeugungs- und Leitungselementen sind nicht Gegenstand der Untersuchung. Weitere Gründe für die Wahl des Verantwortungsbereiches ergeben sich aus einem hohen Anteil von EE-Anlagen mit fluktuierender Einspeisung. In Tabelle 9.8 sind

die installierten Leistungen je EE-Typ in 2012 sowohl für das gesamte Netzgebiet als auch anteilig für den Verantwortungsnetzbereich hinterlegt.

Tabelle 9.8: Szenarienparameter

Bezeichnung	PV	Biomasse	Wasser	Wind
Installierte Leistung EE-Anlagen nach Typ in 2012 [MW], [45]	30304	5767	1471	30320
Davon Prozent im Verantwortungsnetzbereich	21,8 %	26,7 %	12,1 %	40 %

Unter Nutzung des gewählten Untersuchungsnetzes werden zwei numerische Fallstudien durchgeführt.

Die Klärung der Eignung von EVs zur Wahrung der Netzsicherheit wird durch eine „Schnappschussbetrachtung" vorgenommen. Dabei wird ein beispielhafter Zeitpunkt mit typischen Engpasssituationen ausgewählt und die Anpassungsmaßnahmen bestimmt, die zur Beseitigung notwendig sind. Es werden verschiedene Durchdringungsstufen mit EVs nach der Methode des gesteuerten Ladens in die möglichen Gegenmaßnahmen integriert und durch Verwendung eines SCOPF bestimmt. Die Steigerung der Durchdringung wird dabei als unabhängig vom dargestellten Modell angenommen. Die Anzahl an EVs ergibt sich aus einer Durchdringungsrate für den betrachteten Verantwortungsnetzbereich. Der KFZ-Bestand auf den sich damit bezogen wird, wurde mit ca. 7 Millionen Fahrzeugen ermittelt. Die Anzahl an EVs ergibt sich entsprechend daraus.

Weiterhin wird berücksichtig, dass sich bei höheren Durchdringungen mit EVs, Limitierungen der nutzbaren flexiblen Leistungen durch Netzrestriktionen im Verteilernetz ergeben.

c_{VN} repräsentiert den Begrenzungskoeffizient des Verteilernetzes, darin ist enthalten, dass durch das Verteilernetz eine Begrenzung des simultanen Leistungsaufrufes gegeben ist und damit keine Überlastung des Verteilernetzes auftreten kann.

$$\Delta P_{EV-k,ii} = n_{ii} \cdot \frac{c_{P-}}{\Delta k} \cdot P_{EV} \cdot c_{VN-}; c_{VN-} = f\left(\frac{c_{P-}}{\Delta k}, n_{ii}\right) \tag{9.2}$$

$$\Delta P_{EV+k,ii} = n_{ii} \cdot \frac{c_{P+}}{\Delta k} \cdot P_{EV} \cdot c_{VN+}; c_{VN+} = f\left(\frac{c_{P+}}{\Delta k}, n_{ii}\right) \tag{9.3}$$

Dabei stellt $\Delta P_{EV-_{k,ii}}$den negativen Anteil, also die mögliche Lasterhöhung, dar. Hingegen definiert $\Delta P_{EV+_{k,ii}}$ den positiven Anteil, was der möglichen Lastreduzierung entspricht. Die maximale Ladeleistung eines EV ist durch P_{EV} definiert. Δk gibt den maximalen Erbringungszeitraum der flexiblen Leistung an. Die Limitierungsfaktoren durch das Verteilernetz $\boldsymbol{c_{VN+}}$ sowie $\boldsymbol{c_{VN-}}$ sind dabei abhängig von der Anzahl der EVs an einem Netzknoten n_{ii}, aber auch von der verfügbaren spezifischen Leistung je EV unter Berücksichtigung einer Erbringungsdauer $\frac{\boldsymbol{c_{P-}}}{\boldsymbol{\Delta k}}$ und $\frac{\boldsymbol{c_{P+}}}{\boldsymbol{\Delta k}}$. Der spezifische Leistungswert $\boldsymbol{c_{P-}}$ und$\boldsymbol{c_{P+}}$ ergibt sich aus dem in Tabelle 9.9 angenommen Faktoren.

Tabelle 9.9: spezifische verfügbare Leistung je Zeitscheibe

		20:00 bis 8:00 sowie WE und Feiertage	Werktag 8:00 bis 20:00
	Lasterhöhung: $c_{\Delta P-}$	0,4	0,05

Für Modellierung angenommen	**Lastreduzierung:** $c_{\Delta P+}$	0,2	0

Die vorgestellte Methode berücksichtigt damit die folgenden relevanten Anforderungen zur Bestimmung der flexiblen Leistung von EVs in der Netzführung:

- Netzführung hinsichtlich Erbringungsdauer und Zuverlässigkeit
- Nutzung von EVs
- Räumliche und zeitliche Verfügbarkeit
- Limitierung durch Netzbetriebsmittel

Die Bewertung der Eignung von EVs zur Wahrung der Netzsicherheit ist gegeben, wenn eine nachweisliche zusätzliche Reserve in Engpasssituationen zur Verfügung steht, mit der der sonst notwendige Reduzierungseingriff in EE-Anlagen vermieden werden kann.

Für den untersuchten Simulationsfall ergibt sich die aus Tabelle 9.10 ersichtliche Einspeise- und Lastsituation. Aufgrund der durch die EE-Einspeisung bedingten negativen Netzlast entsteht insgesamt eine Exportsituation. Die Netzsicherheitsanalyse ergibt dabei mehrere (n-1) Betriebsmittelüberlastungen, deren Summe 2708 MVA beträgt. In Abbildung 9.30 sind die dargestellten Leitungen entsprechend ihrer (n-1) -Belastung eingefärbt. Eine rote Einfärbung markiert dabei die überlasteten Betriebsmittel.

Tabelle 9.10: Ausgangsituation zu ausgewähltem Simulationszeitschritt

EE-Ausbauszenario	**WIND x2**	
Uhrzeit	Werktag 00:00 Uhr	
	Verantwortungsnetzbereich	Gesamt
Einspeisung EE [MW]	4976	17095
Einspeisung konventionelle Kraftwerke [MW]	5838	47022
Vertikale Netzlast [MW]	-2030	45247
Summe der (n-1)-Betriebsmittelüberlastungen [MVA]	2708	

In Abbildung 9.30, Abbildung 9.31 und Abbildung 9.32 sind jeweils die durch den SCOPF bestimmten notwendigen Anpassungsmaßnahmen zur Wahrung der Netzsicherheit in geografischer Verteilung je Typ dargestellt. Die Anpassungsmaßnahmen für den Typ „Elektrofahrzeug“ sind in Abbildung 9.30 demonstriert. Die Höhe der Anpassungsmaßnahmen ist entsprechend der dargestellten Farbskala je Netzknoten durch ein eingefärbtes Dreieck abgebildet. Zur besseren Veranschaulichung markiert die Richtung des Dreiecks zusätzlich, ob es sich um eine Lastreduzierung (dP_POS) oder eine Lasterhöhung (dP_NEG) der Wirkleistung handelt. Auf der rechten, der drei Kartendarstellungen, ist zusätzlich die maximal mögliche Anpassungsmaßnahme je Netzknoten für einen 16 %-igen Anteil von EVs dargestellt.

Tabelle 9.11: Summe der maximal möglichen Anpassungsmaßnahmen bei gewählten EV-Anteil

EV-Anteil [%]	2	16
Summe der Anpassungsleistung durch EV im Verantwortungsnetzbereich [MW]	479	3834
Maximalwert der Anpassungsleistung durch EV an einem Netzknoten [MW] (in Darstellung teilweise Aggregation von Knoten)	18	146

In Folge der insgesamt geringen Gesamtleistung bei einem Elektrofahrzeuganteil von 2 % kann eine annähernd gleichmäßige Verteilung der Anpassungsmaßnahmen festgestellt werden. Weiterhin liegt für nahezu alle Knoten eine Anpassung durch Lasterhöhung vor. Bei einem EV-Anteil von 16 % ist die verfügbare Anpassungsleistung, ersichtlich aus Tabelle 9.11, größer. Tendenziell ergeben sich an Netzknoten, die in mittelbarer und unmittelbarer Nähe zu den von der (n-1)-Überlastung betroffenen Leitungselementen liegen, betragsmäßig höhere Leistungsanpassungen. Die Anpassungsmaßnahmen durch EVs sind daher als verteilte Maßnahme zu betrachten und werden nicht von einzelnen Knoten dominiert.

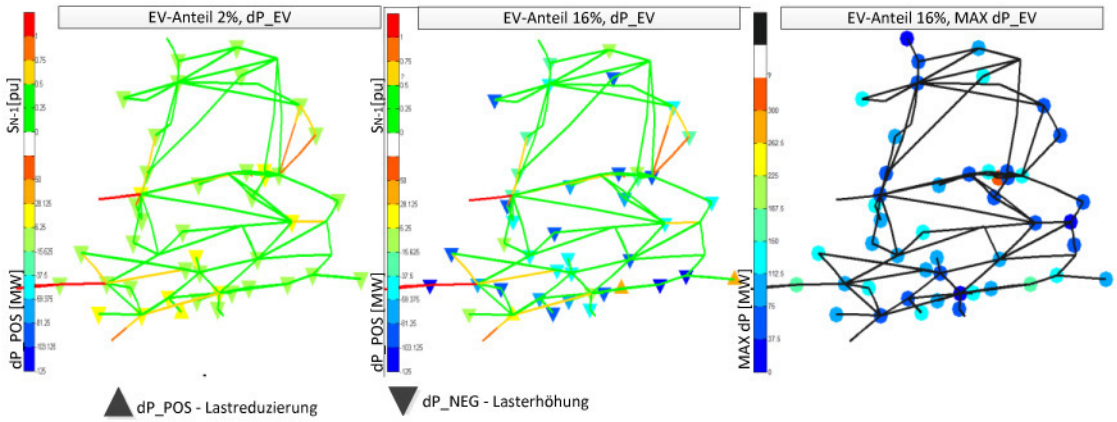


Abbildung 9.30: Geografische Übersicht der Anpassungsmaßnahmen an EVs

In Abbildung 9.31 sind die Anpassungsmaßnahmen für den Typ EE-Anlagen dargestellt. Auf der rechten, der drei Kartendarstellungen, ist zusätzlich die maximal mögliche Anpassungsmaßnahme je Netzknoten dargestellt. Weiterhin ist in Tabelle 9.12 eine Zusammenfassung angegeben.

Tabelle 9.12: Summe der maximal möglichen Anpassungsmaßnahmen bei EE-Anlagen

Summe der Anpassungsleistung durch EE-Anlagen im Verantwortungsnetzbereich [MW]	4976
Maximalwert der Anpassungsleistung durch EE-Anlagen an einem Netzknoten [MW] (in Darstellung teilweise Aggregation von Knoten)	386

Bei einem EV-Anteil von 2 % kann keine ausreichende Anpassungsleistung durch EVs bereitgestellt werden. Dadurch werden zusätzliche Anpassungen von EE-Anlagen zur Wiederherstellung

der Netzsicherheit notwendig. Definitionsgemäß sind bei Anpassungen von EE-Anlagen nur negative Anpassungen, also eine Reduzierung der Einspeiseleistung, zulässig. Hierbei stellt sich eine Konzentration der Anpassungsmaßnahmen auf die Netzknoten in mittelbarer und unmittelbarer Nähe zu den von der (n-1)-Überlastung betroffenen Leitungselementen ein. Aus dem Vergleich zu den dargestellten maximal möglichen Anpassungsoptionen ist ersichtlich, dass Netzknoten mit hohem Anpassungspotenzial mit hohen Beträgen angepasst werden. Bei einem EV-Anteil von 16 % kann ausreichend Anpassungsleistung durch EV bereitgestellt werden, wodurch zur Wiederherstellung der Netzsicherheit keine Anpassungen von EE-Anlagen mehr notwendig sind.

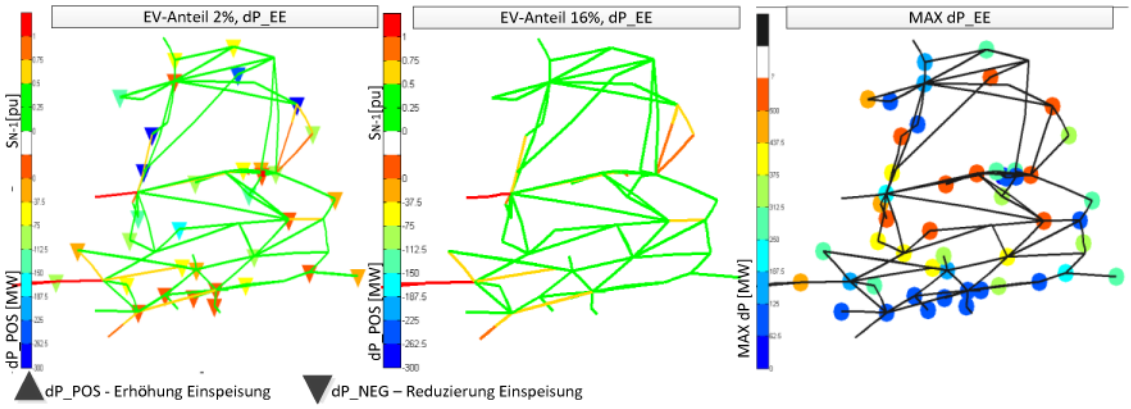


Abbildung 9.31: Geografische Übersicht der Anpassungsmaßnahmen an EE-Anlagen

In Abbildung 9.32 sind die Anpassungsmaßnahmen für den Typ „konventionelle Kraftwerksanlagen“ dargestellt. Auf der rechten, der drei Kartendarstellungen, ist zusätzlich die maximal mögliche Anpassungsmaßnahme je Netzknoten zu erkennen. Weiterhin ist in Tabelle 9.13 eine Zusammenfassung angegeben.

Tabelle 9.13: Summe der maximal möglichen Anpassungsmaßnahmen bei Kraftwerksanlagen

Richtung der Anpassung	**Positiv**	**Negativ**
Summe der Anpassungsleistung durch Kraftwerksanlagen im Verantwortungsnetzbereich [MW]	4717	3238
Maximalwert der Anpassungsleistung durch Kraftwerksanlagen an einem Netzknoten [MW] (in Darstellung teilweise Aggregation von Knoten)	932	574

Im Gegensatz zu den vorher betrachteten Anpassungsoptionen ist hier eine Konzentration auf wenige zentralisierte Standorte ersichtlich. Weiterhin sind in mittelbarer und unmittelbarer Nähe zu den von der (n-1)-Überlastung betroffenen Leitungselementen kaum Anpassungsoptionen vorhanden. Der bestimmte Betrag der Anpassungsmaßnahmen folgt den Anpassungspotenzialen. Die Richtung der Anpassungsoptionen ist wie bei EV- und EE-Anlagen vorwiegend negativ und entspricht damit einer Reduzierung der Einspeisung. Zusätzliche Anpassungsoptionen durch die Bereitstellung der flexiblen EV-Last führt zu einer geringfügigen Umverteilung bzw. verminderter Anpassung an einzelnen Netzknoten.

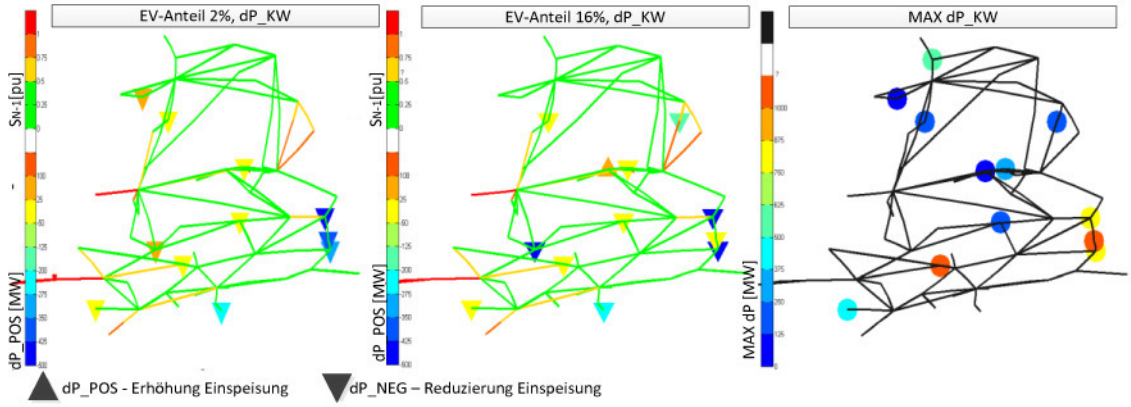


Abbildung 9.32: Geografische Übersicht der Anpassungsmaßnahmen an konventionellen Kraftwerksanlagen

Nachfolgend werden die Anpassungsoptionen hinsichtlich ihrer Summe untersucht. Dafür ist in Abbildung 9.33 die Abhängigkeit der Summe der notwendigen Wirkleistungsanpassungen zur Herstellung der Netzsicherheit vom Anteil an EVs dargestellt. Die Anpassungsmaßnahmen sind als vorzeichenlose Summe der jeweiligen positiven und negativen Wirkleistungsanpassungen gebildet.

$$P_{Typ} = \left(\sum_{ii=1}^{n} (|P_{RM_{ii,Typ}}| - |P_{0_{ii,Typ}}|) \right) \tag{9.4}$$

P_{Typ} ist hier die Anpassungsleistung eines Typs (EV-Pool, konv. Kraftwerke oder EE-Anlagen), P_{RM} die Anpassungsleistung an einen Knoten je Typ und $P_{oii,Typ}$ der ursprüngliche Arbeitspunkt je Knoten und Typ. Dabei ist ersichtlich, dass mit steigendem Anteil von EVs die Anpassungsmaßnahmen durch konventionelle Kraftwerke (dP_KW) und EE-Anlagen (dP_EE) reduziert werden. Bis zu einem EV-Anteil von 16 % sind zur Wiederherstellung der Netzsicherheit alle Anpassungsstufen der Netzführung notwendig. Wirkleistungsanpassungen finden daher sowohl bei konventionellen Kraftwerksanlagen, EE-Anlagen als auch durch gesteuertes Laden von EVs (dP_EV) statt. Ab einem Anteil ≥16 % wird durch die EVs ausreichend Anpassungsleistung zur Verfügung gestellt, um auf eine Anpassung von EE-Anlagen verzichten zu können. Eine weitere Steigerung des Anteils an EVs reduziert tendenziell die notwendigen Anpassungsmaßnahmen bei konventionellen Kraftwerksanlagen. Ab 20 % Anteil ist ein maximales Anpassungspotenzial von EVs bedingt durch die angenommenen Limitierungen des Verteilernetzes erreicht.

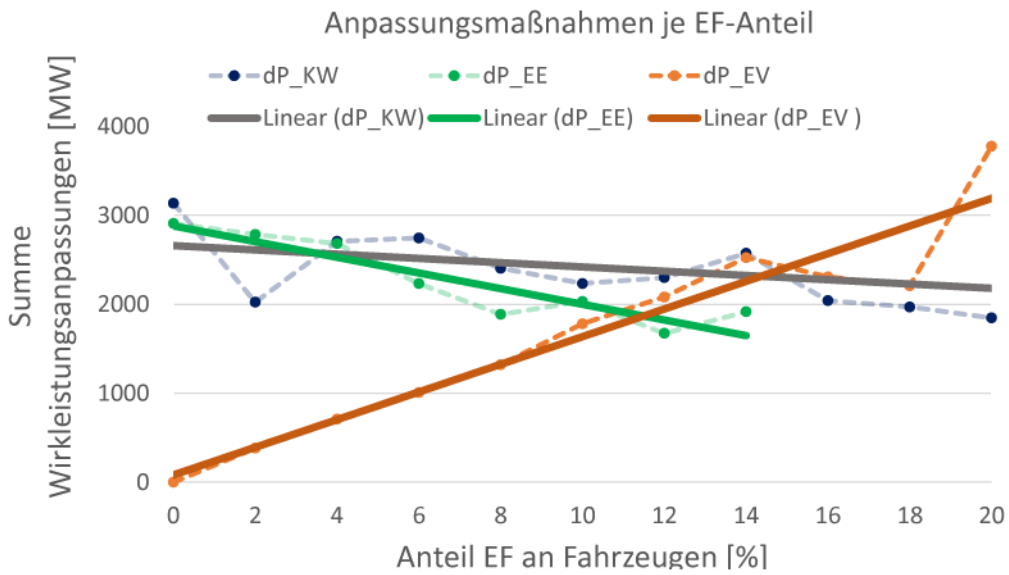


Abbildung 9.33: Anpassungsmaßnahmen je EF (EV)-Anteil

Der verwendete SCOPF-Algorithmus stellt eine stochastisch basierte Methode dar. Daher ist das Auftreten von Streuungen in der Minima-Bestimmung zu berücksichtigen. Die sprunghafte Reduzierung der Anpassungsmaßnahmen durch EE-Anlagen bei einem EV-Anteil von 16 % erklärt sich durch die Formulierung des Optimierungsproblems. Dessen Schwerpunkt liegt auf der Wahrung der Netzsicherheit im SCOPF-Algorithmus und nicht auf der Minimierung der Summe der Anpassungsoptionen selbst. Aus diesem Grund wird nicht das globale Minimum der Summe der Anpassungsmaßnahmen erreicht. Für die Eignung von EVs zur Wahrung der Netzsicherheit bedeutet dies lediglich, dass sich die Vermeidung der Reduzierung von EE-Anlagen bereits bei einem geringen Anteil von EVs ergeben kann.

Eine grundlegende Eignung von EVs zur Wahrung der Netzsicherheit ist gegeben, da im dargestellten Fall ab einer Durchdringung von 16 % ausreichend flexible Last bereitgestellt wird, um die Reduzierung von EE-Anlagen, unter Maßgabe der Wahrung der Netzsicherheit, vermieden werden kann.

10. Erweiterung – Umsetzung Simulationsplattform zur technischen Optimierung der Aggregatorfunktion

Ziel dieser Erweiterung ist es, eine erweiterte Simulationsumgebung zu implementieren, mit der die Poolsteuerung von EVs hinsichtlich der Erbringung von Regelleistung ökonomisch optimiert wird. Der Fokus besteht dabei auf der Bestimmung von optimalen Poolsteuerungscharakteristiken, die bei Auftreten eine Störung Einfluss auf die Systemstabilität haben, sowie eine Balance zwischen Regelleistungskosten und Ertrag ermöglichen. Diese Untersuchung dient somit der möglichen Identifizierung von verbesserten Einflussmöglichkeiten auf die EV-Pool Steuerung.

Als Störung sind in dieser Erweiterungsaktivität ungeplante Nicht-Verfügbarkeiten von Erzeugungsleistungen gemeint, deren Ausfall durch die Kompensation mit Hilfe des EV-Pools erreicht werden soll. Diese Kompensation beinhaltet ein Optimierungspotenzial, welches sich vor allem aus dem Zusammenspiel der schnellen Regelleistungserbringungsfähigkeit und der hohen Verfügbarkeit der EVs ergibt.

Zur Identifizierung dieses Optimierungspotenzials untergliedert sich die Erweiterungsaktivität in folgende Arbeitspunkte:

- Erweiterung des bestehenden Simulationssystems um eine Testplattform für die EV-Poolsteuerung des Aggregators mit unterschiedlichen technischen Einheiten,
- Optimierung der EV-Poolsteuerung mittels dieser Testplattform und
- Bewertung der optimierten EV-Poolsteuerung hinsichtlich der Einhaltung der Präqualifikationsbedingungen und den Auswirkungen auf die Systemstabilität.

Die Motivation zu diesem Erweiterungspaket besteht darin, die optimalen EV-Pool-Charakteristiken zu untersuchen, die eine kostenoptimale Regelleistungsbereitstellung in Höhe des SRL-Bedarfs liefern. Diese zu optimierenden Charakteristiken sind in der Simulation durch die Parameter K_{EV} und T_{EV} dargestellt, die die Verstärkung der Pool-Antwort und die Anlaufzeitkonstante repräsentieren (siehe Abbildung 10.1 und Abschnitt 8.2).

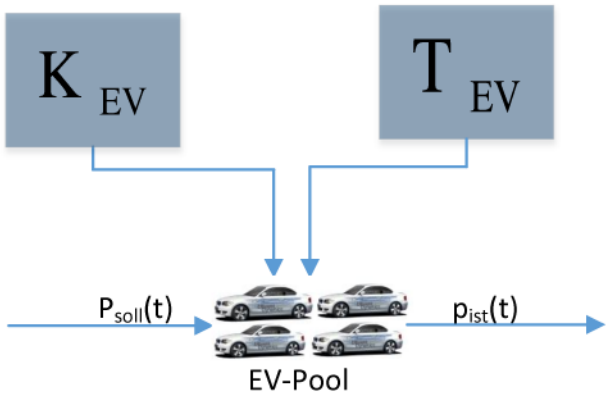


Abbildung 10.1: Motivation der Optimierung

Um ein optimales K_{EV} zu erreichen, existieren beispielsweise die folgenden zwei Möglichkeiten:

- Einmal ist die Erhöhung der EV-Anzahl möglich, wobei die Variation der Poolleistung nur innerhalb der Grenzen des LLM vorgenommen werden kann.
- Ebenso möglich ist es eine spannungsabfallgeregelte Steuerung des EV-Pools durch Blindleistung zu verwenden.

Entsprechend der genannten Arbeitspunkte wird in Abschnitt 10.1 die Erweiterung des Simulationssystems erläutert und anschließend in Abschnitt 10.2 auf das generelle Ziel und den Optimierungsgrund eingegangen. Die dazugehörigen Optimierungsvariablen und die verwendete Zielfunktion finden Erwähnung in den Abschnitten 10.2.1 und 10.2.2. Zu beachtende Nebenbedingungen und die gewählten SRL-Abrufszenarien werden in Abschnitt 10.2.3 und 10.2.4 vorgestellt. Die abschließende Präsentation und Interpretation der Ergebnisse erfolgt in Abschnitt 10.3.

10.1. Erweiterung des Simulationssystems

Für die Simulation des Störungseinflusses auf die EV-Poolsteuerung wird das in Abschnitt 8.3 beschriebene DE-Netz-Modell verwendet und entsprechend erweitert.

Der Simulink-Baustein EV-Pool wird in der Simulationsumgebung, um die Möglichkeit ergänzt, den Verstärkungsfaktor des EV-Pools zu ändern, sowie die Berechnung der energiebasierten Erträge und Kosten vornehmen zu können. Weiterhin werden Optimierungsnebenbedingungen implementiert und in den nachfolgenden Optimierungen berücksichtigt. Das RZ-Model wird so erweitert, dass fiktive Störungen implementiert werden können. Diese Störungen repräsentieren den Ausfall von Kraftwerkseinspeisungen mit fiktiver Ausfallleistung, Ausfalldauer und Intervallen zwischen den Ausfällen.

10.2. Pooloptimierung

Beim Auftreten eines Störfalls erhält der EV-Pool einen vom ÜNB festgelegten Regelleistungssollwert. Die EV-Pool-Antwort auf diesen Regelleistungsabruf muss den vorgegebenen Anforderungen der ÜNB entsprechen. Dies beinhaltet das Einhalten der vorgegebenen Reaktionszeit und die vollständige Erbringung der Regelleistung innerhalb eines definierten Toleranzbandes in der maximal erlaubten Zeit. Die Mindestanforderungen zur Erbringung von Regelleistung sind ursprünglich für konventionelle Kraftwerke ausgelegt, die eine relativ langsame Leistungsänderungsgeschwindigkeit besitzen. EV-Pools weisen eine schnellere Leistungsanpassung auf und können somit ihren Arbeitspunkt in kürzerer Zeit an das Sollsignal angleichen. Während dieser schnellen Adaption ist es möglich, dass die EV-Pool-Leistung den geforderten Regelleistungsbedarf überschreitet und es zu einem Überschwingen des Istwertes gegenüber dem Sollwert kommt. Bei der Regelung kommt es zu einem Einpendelungsprozess, bis der Istwert dem Sollwert innerhalb eines Toleranzbandes entspricht. Auch in dem Fall, dass das Überschwingen innerhalb der erlaubten Toleranz liegt, bedeutet dies zu viel gelieferte Regelenergie, die nicht vom ÜNB vergütet wird. Um diese Menge an nichtvergüteter Energie zu verringern, ist es das Ziel der Optimierung die Bereitstellung der Regelleistung so zu steuern, dass das Überschwingen mithilfe der Poolsteuerung minimiert wird.

Dieser erläuterte Zusammenhang ist in Abbildung 10.2 visualisiert. Zu erkennen ist die Vorgabe eines Sollsignals (P_{soll}), welches durch die Anpassung der EV-Pool Leistung (P_{ist}) bestmöglich umzusetzen ist. Je nach Wahl der Optimierungsvariablen (Erläuterung siehe Abschnitt 10.2.1) ergeben sich verschiedene Leistungsverläufe für P_{ist}.

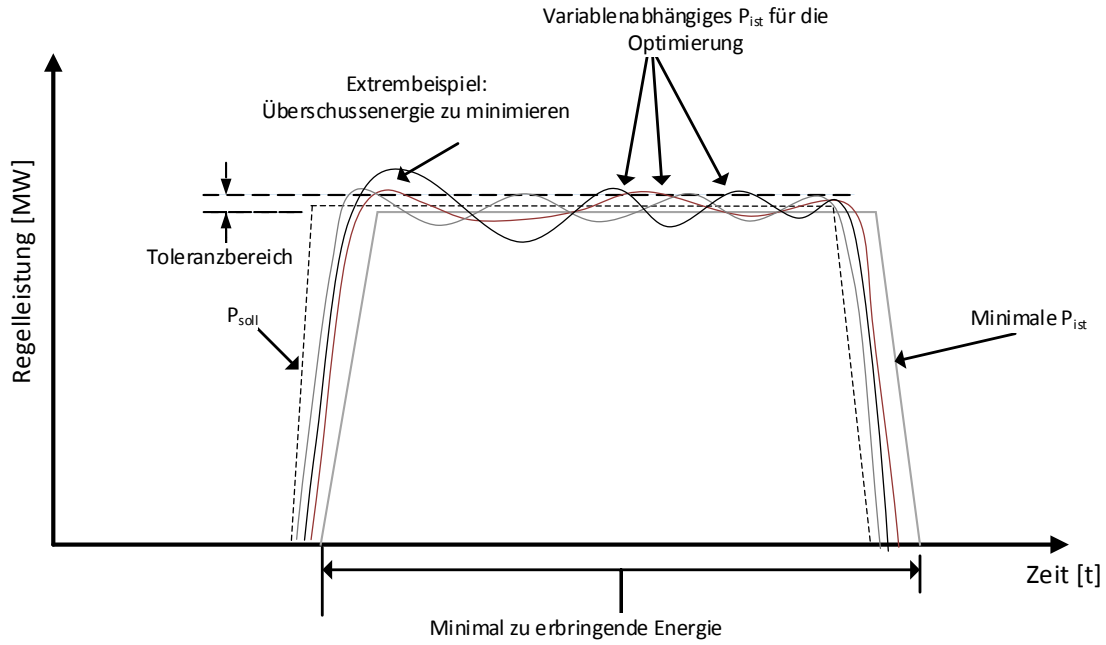


Abbildung 10.2: Optimierungsmöglichkeiten und Toleranzbereich für P_{ist} (Beispiel, nicht maßstabsgetreu)

10.2.1. Optimierungsvariablen

Die Zielfunktion in Abschnitt 10.2.2 wird auf Basis der variablen Verstärkung K_{EV} und der Anlaufzeitkonstante T_{EV} evaluiert. Das Ziel dieser Optimierung ist die Identifikation der Verstärkung K_{EVO} und der Anlaufzeitkonstant T_{EVO} für die gilt, dass das Ertrags / Kosten-Verhältnis p nah an dem Wert 1 liegt. Durch Variation der Variablen werden alle definierten Störfallszenarien simuliert und die Ergebnisse genutzt, um ein Einnahmen-Ausgaben Verhältnis zu berechnen.

Das Steuerungssystem des EV-Pools stellt das Bindeglied zwischen Netz und EV-Pool dar. Es erhält vom ÜNB das Sollsignal P_{soll} und leitet es aufgeschlüsselt als $P_{soll,intern}$ an jedes EV weiter. Die Verstärkung von P_{soll} wird mithilfe einer Korrekturverstärkung K_{corr} vorgenommen. Diese Korrektur von P_{soll} erfolgt, bevor das Signal als $P_{soll,intern}$ an die EVs weitergeleitet wird (siehe Abbildung 10.3). Der Quotient aus K_{EVO} und K_{EV} ergibt die Korrekturverstärkung K_{corr} für den EV-Pool, wobei K_{EVO} durch die Optimierung identifiziert wird. Das Verhältnis kann wie folgt beschrieben werden:

$$K_{corr} = \frac{K_{EVO}}{K_{EV}} \tag{10.1}$$

$$P_{intern,soll} = P_{soll} \cdot K_{corr} \tag{10.2}$$

Die Anlaufzeitkonstante T_{EV} bezieht sich auf die Eigenschaft des dynamischen Systems seine Leistungsabgabe von 0 % ($P_{ist,min}$) auf den Maximalwert von 100 % ($P_{ist,max}$) zu erhöhen. Sie gibt die Zeit an, die benötigt wird bis der Momentanwert der Istleistung (P_{ist}) 63,2 % des Maximalwertes ($P_{ist,max}$) erreicht.

$$t = T_{EV} \text{ wenn } P_{ist} = \left[1 - e^{-1}\right] \cdot P_{ist,max}(i) \tag{10.3}$$

Gleichbedeutend repräsentiert T_{EV} ebenfalls eine interne Charakteristik des EV-Poolsteuerungssystems, die durch eine Korrekturanlaufzeitkonstante T_{corr} optimiert werden kann. Eine Erhöhung von T_{EV} durch T_{corr} bewirkt eine Drosselung des EV-Pools unterhalb seines ursprünglichen Arbeitspunktes:

$$T_{corr} = T_{EVO} - T_{EV} \tag{10.4}$$

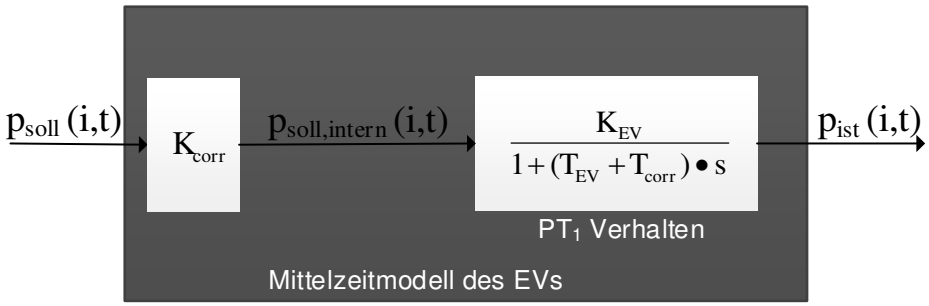


Abbildung 10.3: PT1-Verhalten der EV-Poolsteuerung

Inwiefern K_{EV} und T_{EV} im Modell berücksichtigt werden, ist in Abbildung 10.4 dargestellt.

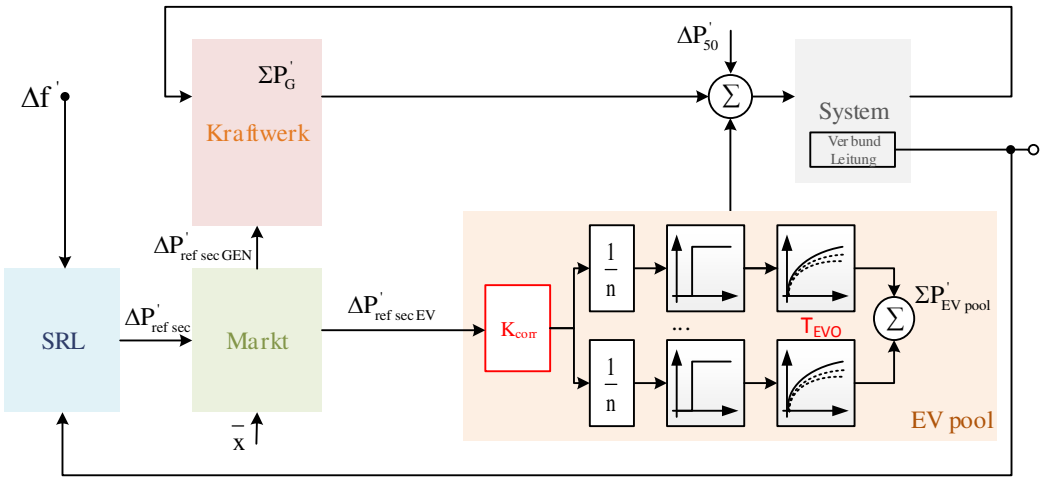


Abbildung 10.4: genutzte Variablen für die Optimierung

10.2.2. Zielfunktion

Die Zielfunktion minimiert die Abweichung des Verhältnisses zwischen Ertrag und Kosten zum Wert 1. Dieses Verhältnis ist abhängig von der EV-Pool-Verstärkung (K_{EV}), der Zeitverzögerung (T_D), der Anlaufzeit (T_{EV}) und dem Einnahmen-Ausgaben Verhältnis pro kWh (p_f):

$$\rho = f(K_{EV}, T_D, T_{EV}, \rho_f) \tag{10.5}$$

Der Zielfunktionswert kann wie folgt berechnet werden:

$$\max \rho = \rho_{\mathrm{f}} \cdot \frac{\int_{0}^{t_{se}} \mathrm{P_{ist}}(\mathrm{t}, \mathrm{K_{EV}}, \mathrm{T_{EV}})\mathrm{dt}}{\int_{0}^{t_{se}} \mathrm{P_{soll}}(\mathrm{t}, \mathrm{K_{EV}}, \mathrm{T_{EV}})\mathrm{dt}} \tag{10.6}$$

wobei

$P_{ist}(t) = \text{Poolleistung in MW}$

$P_{soll}(t) = \text{angeforderter Regelleistungssollwert in MW}$

$p_f = \text{Einnahmen/Ausgaben Verhältnis der Regelenergie pro kWh}$

Für diese Untersuchung wird ein konstantes p_f gewählt, das mit dem Wert von 1 ein ausgegliches Verhältnis von Einnahmen und Ausgaben pro bereitgestellter kWh an Regelenergie widerspiegelt. Dabei wird das Verhältnis von 1 verwendet, um sicherzustellen, dass sich das resultierende Gesamtverhältnis p über den gesamten Simulationszeitraum t_{SE} ungewichtet bestimmen lässt.

$$\rho_{\mathrm{f}} = \frac{\mathrm{e}}{\mathrm{a}} = 1 \tag{10.7}$$

wobei

$e = Einnahmen\ (€/kWh)$

$a = Ausgaben\ (€/kWh)$

10.2.3. Stabilitäts-Nebenbedingungen

Für den Aufbau der Simulationsuntersuchung wird das in Abschnitt 8.3 beschriebenen DE-Netz-Modell betrachtet und eine Simulationszeit von 2700 s gewählt. Zur Einhaltung der Systemstabilität werden folgende Nebenbedingungen berücksichtigt:

- Regelleistungstoleranz

Bei der Variation der K_{EV}-Werte gilt es zu beachten, dass die vollständige Leistung des Pools ($P_{ist,\ max}$) innerhalb des festgelegten Toleranzbandes des Sollsignals ($P_{soll,\ max}$) liegt. Hierfür wird ein Toleranzband von ± 5 % um $P_{soll,\ max}$ verwendet (wie empfohlen in [46]:

$$\mathrm{P_{max,ist}} - \mathrm{P_{max,soll}} \leq 0{,}05 \cdot \mathrm{P_{max,soll}} \tag{10.8}$$

- Systemfrequenzinstabilität

Es muss sichergestellt werden, dass die angeforderte EV-Pool-Aktivierung die Systemstabilität nicht verschlechtert. Dies wird eingehalten durch die Berechnung der Frequenzabweichung nach der Simulationsdauer von 1000 s und zum Ende der Simulation nach 2700 s. Diese beiden Messzeitpunkte sind gewählt um sicherzustellen, dass der EV Pool seinen stationären Arbeitspunkt erreicht hat. Ist über die beiden Messzeitpunkte eine verringerte oder eine gleichbleibende Frequenzabweichung erkennbar, wird von einem Einschwingen bis zu einem stabilen Frequenzbe-

reich ausgegangen. Kommt es zu einem Anstieg der Frequenzabweichung über die beiden Messzeitpunkte, gilt die folgende Nebenbedingung als nicht eingehalten. Somit wird die untersuchte Variablenkombination, die zu dieser Nebenbedingungsverletzung geführt hat, nicht weiter betrachtet.

$$\Delta f_{end} \leq \Delta f_{1000} \tag{10.9}$$

10.2.4. Störfallszenarien

Die Szenarien repräsentieren fiktive Abrufleistungen, die explizit für diese Untersuchung der EV-Pool-Charakteristiken verwendet werden, um das Optimierungspotenzial zu ermitteln. Als ausfallende Leistung werden die Werte implementiert, die sich an der Höhe vom ACE in der ENTSO-E-Zone orientieren. Reale Messdaten zeigen, dass zum Beispiel im November 2015 der durchschnittliche Bedarf an SRL über eine Viertelstunde 146 MW betrug, bezogen auf den Netzregelverbund [38]. Um einen gleichwertigen Bedarf an SRL, bezogen auf den historischen Mittelwert, zu simulieren, werden folgende Annahmen getroffen:

- Zwei SRL-Abrufe während der Simulationszeit,
- SRL-Abrufdauer von 65,7 s und 900 s und
- Zeitintervall zwischen zwei SRL-Abrufen von 50 s und 150 s.

Der historische mittlere SRL-Bedarf von 146 MW ergibt sich ebenfalls im Durchschnitt über die gesamte Simulationsdauer, die aus Vereinfachungsgründen in Höhe von 2700 s (45 Minuten) gewählt wird. Die zwei unterschiedlichen SRL-Abrufdauern werden simuliert um zwei realitätsnahe Phänomene und deren Effekte auf die Zielfunktion zu untersuchen. Die längere Abrufdauer wird verwendet, um den folgenden Fall zu analysieren:

$$T_{soll} \gg T_{EV} \tag{10.10}$$

Wobei T_{soll} die SRL-Abrufdauer widerspiegelt. Die kürzere Abrufdauer wird für den Fall implementiert, wenn der SRL-Abruf beendet ist, bevor der EV-Pool seinen stationären Arbeitspunkt erreicht hat. Dieser Fall ist wie folgt definiert:

$$T_{soll} < T_{EV} \tag{10.11}$$

Die verwendete Höhe der Abrufleistung wird so gewählt, dass sie über den gesamten Simulationszeitraum im Mittel dem historischen Wert der Energieerbringung entspricht. Eine kürzere Energieerbringung über die gesamte Simulationsdauer entspricht somit einer hohen SRL-Abrufleistung und einer längere Abrufdauer einer geringeren Abrufleistung. Bei Verwendung der oben genannten Annahmen ergeben sich die in der Tabelle 10.1 aufgelisteten SRL-Abrufleistungen.

In der Realität ist ein SRL-Abruf alle vier Sekunden möglich [35], wobei nicht in jedem Intervall SRL abgerufen wird. Da keine öffentlich zugänglichen Informationen von der Häufigkeit und der Dauer realer Störfälle verfügbar sind, werden die in Tabelle 10.1 gegebenen Ausfalldauern und Zeitintervalle verwendet. Die Zeitintervalle (siehe Tabelle 10.2) beschreiben dabei die Zeit zwischen der Klärung einer Störung und einem erneuten Auftreten einer nachfolgenden Störung.

Tabelle 10.1: Simulationsparamter

Parameter	Fall 1	Fall 2
Mittlerer SRL-Bedarf [MW] über die Simulationszeit	146	146

Abrufhäufigkeit pro Simulation	2	2
Simulationszeit [s]	2700	2700
Dauer pro SRL-Abruf [s]	900	65,7
simulierte Abrufleistung [MW] im Bedarfsfall	219	3000

Tabelle 10.2: Leistungsausfall Zeitintervalle

Zeitintervall zwischen zwei Störungen [s]	
50	150

Insgesamt ergeben sich aus der Variation des SRL-Bedarfs, der Abrufdauer und der Zeitintervalle zwischen zwei Störungen, $2^2 = 4$ zu untersuchende Szenarien (Tabelle 10.3).

Tabelle 10.3: Untersuchte Szenarien

	Szenario 1	**Szenario 2**	**Szenario 3**	**Szenario 4**
Dauer pro SRL-Abruf [s]	900	900	65,7	65,7
Abrufleistung [MW]	219	219	3000	3000
Zeitintervall [s]	50	150	50	150

10.3. Optimierungsergebnisse

Im folgenden Abschnitt werden die Simulationsprozedur und deren generierte Ergebnisse der Optimierung erläutert.

Bei der Berechnung des Ertrages, der mithilfe der SRL-Erbringung generiert wird, erfolgt die Berücksichtigung des Verlaufes von P_{soll} und P_{ist}. Falls P_{soll} niedriger als die bereitgestellte Leistung P_{ist} ist, erfolgt nur eine Vergütung der angeforderten Leistung P_{soll}. Ist jedoch P_{ist} niedriger als P_{soll}, erfolgt nur eine Vergütung der tatsächlich erbrachten Leistung P_{ist}. Die Simultionsergebnisse zeigen, dass das vorgegebene Toleranzband (± 5 %) von P_{soll} durch die bereitgestellte Leistung P_{ist} des EV-Pools nicht eingehalten werden kann. Obwohl der EV-Pool weniger SRL liefert als angefordert wird, erfolgt eine annährend vollständige Kompensationszahlung für die bereitgestellte Regelenergie.

Das in AP 4.7 entwickelte Modell wird an den zuvor genannten Szenarien angewandt und die Variablen K_{EV} und T_{EV} werden variiert, so dass der Wert von p maximiert und die Nebenbedingungen eingehalten werden. Abbildung 10.5 und Abbildung 10.6 illustrieren entsprechend die Effekte von geänderten T_{EV} und K_{EV} innerhalb der in Tabelle 10.3 genannten vier Szenarien. Dabei variiert T_{EV} von 0,12 s bis 7,11 s und K_{EV} von 0,951 bis 1,001. Unterhalb dieser Variationsbereiche werden die Nebenbedingungen nicht mehr eingehalten. Die Verläufe von Szenario 1 und Szenario 2 zeigen die Ergebnisse für Fall 1 aus Tabelle 10.1, wobei Fall 2 mit einer kürzeren Abrufdauer von Szenario 3 und Szenario 4 dargestellt ist. Es ist erkennbar, dass die Zusammenhänge linear sind. Im Vergleich zur längeren Abrufdauer, ist das p-Verhältnis bei kurzen Abrufzeiten sensitiver auf Änderungen von T_{EV} und K_{EV}.

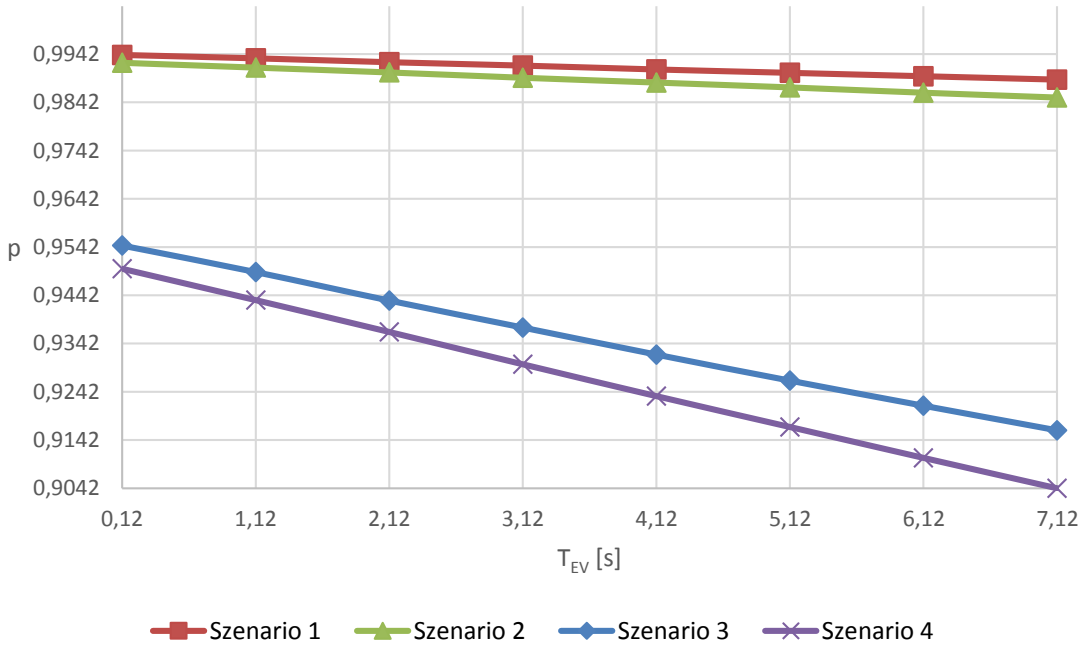


Abbildung 10.5: Auswirkungen der Variation von T_{EV} auf das p-Verhältnis

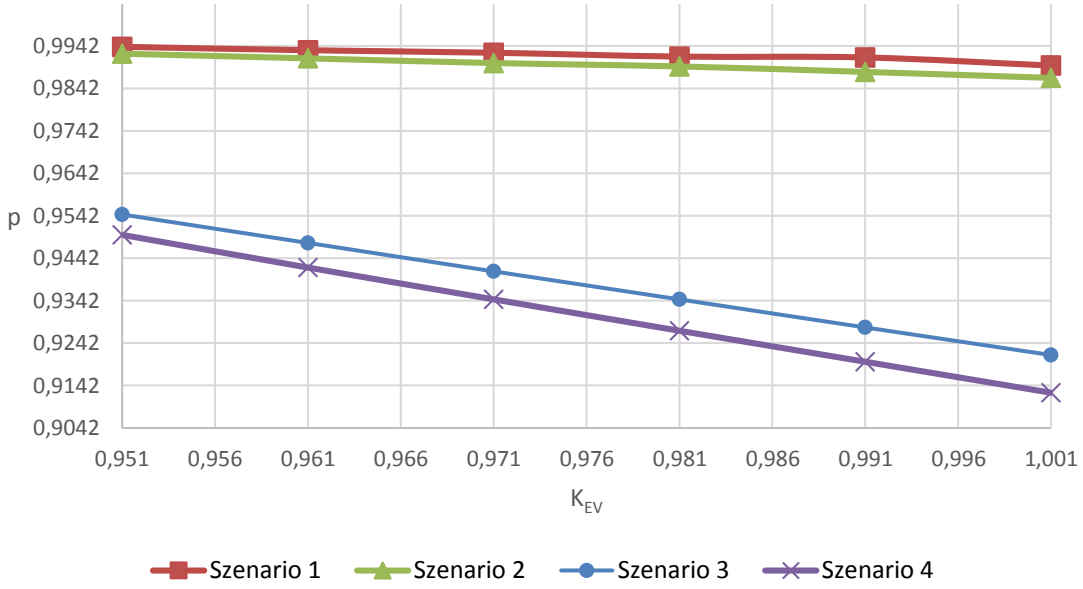


Abbildung 10.6: Auswirkungen der Variation von K_{EV} auf das p-Verhältnis

Die Ergebnisse der Optimierung und der Korrekturwerte sind in Tabelle 10.4 aufgelistet, wobei die optimalen K_{EVO} und T_{EVO} 0,951 und 0,12 s entsprechen. Die dazugehörigen Korrekturwerte K_{corr} und T_{corr} sind 1,0055 und -0,774.

Tabelle 10.4: Benutzte Variablen für optimiertes p

Variablen	**Gemessene Werte aus Probebetrieb (K_{EV}, T_{EV}) [abgeleitet aus Tabelle 8.2]**	**Korrekturwerte (K_{corr}, T_{corr})**	**Optimierte Werte (K_{EVO}, T_{EVO})**

Verstärkung (*K*)	0,9458	1,0055	0,951
Anlaufzeitkonstante (*T*) in s	0,8940	-0,774	0,12

Die Abbildung 10.7 zeigt die sich ergebende Einhaltung der Toleranznebenbedingungen des EV-Pools, begründet durch die optimierten Variablen T_{EVO} und K_{EVO}. P_{ist} liegt somit innerhalb der Toleranzen von P_{soll}.

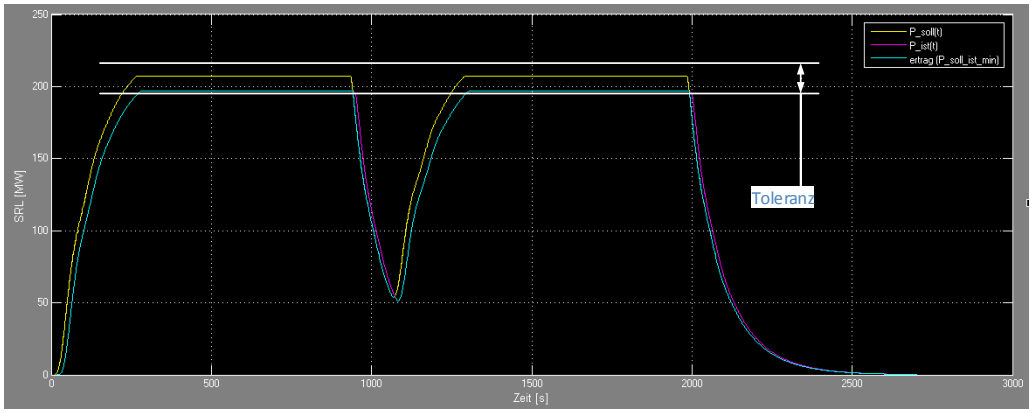


Abbildung 10.7: SRL-Erbringung mithilfe optimierter Werte T_{EVO} und K_{EVO} und Störung = -219 MW, Störungsdauer = 900 s und Störungszeitintervall = 150 s

Tabelle 10.5 spiegelt die Verbesserungen von p nach der Optimierung wider. Es ist erkennbar, dass bei Verwendung der Optimierten Werte p um 0,04 % erhöht werden kann. Dies ist insignifikant und korrespondiert zu eine Steigerung von K_{EV} um 0,55 % sowie eine Reduktion von T_{EV} um 86,6 %.

Tabelle 10.5: Ergebnisse durch gemessene & optimierte Werte nach 2700 s für Störung = 219 MW, Störungsdauer = 900 s und Störungszeitintervall = 150 s

	Prozentuelle Änderungen nach der Optimierung
Verstärkung K_{EV}	0,55
T_{EV}	-86,6
E_{soll} [MWh]	-0,10
E_{ist} [MWh]	0,5
Ertrag [€]	0,5
Kosten [€]	0,5
p	0,04

Die Einflüsse der Variationen der Optimierungsvariablen auf die relative Veränderung des p-Verhältnisses ist in Tabelle 10.6 angegeben. Es ist erkennbar, dass eine Veränderung von K_{EV} um 1 % zu eine Veränderung des p-Verhältnisses zwischen 0,08 % und 0,81 % führt. Ein ähnlicher Effekt ist nur möglich, wenn T_{EV} um 833 % erhöht wird. Tabelle 10.6 spiegelt zusammenfassend die Effekte unterschiedlicher K_{EV} und T_{EV} auf das p-Verhältnis für alle Szenarien wider. Die Ergebnisse implizieren, dass kleine Änderungen von T_{EV} nur einen geringfügigen Effekt auf die Profitabilität des EV-Pools haben.

Tabelle 10.6: Einflüsse der Optimierungsvariablen auf das p-Verhältnis

	Änderung in p [%]	
Szenario	**1,05 % Änderung in K_{EV}**	**833 % Änderung in T_{EV}**
Szenario 1	-0,08	-0,07
Szenario 2	-0,11	-0,10
Szenario 3	-0,70	-0,58
Szenario 4	-0,81	-0,68

Störungsintervall und deren Auswirkungen auf das Ertrag / Kosten Verhältnis

Bei einem geringeren Störungsintervall muss der EV-Pool das vorgegebene Sollsignal komplett neu umsetzen. Dies bedeutet, dass der EV-Pool die Istleistung erst komplett erhöhen muss. Diese Leistung bis zum Ende der Störung liefert und anschließend die Istleistung wieder verringert. Diese Reduzierung der Istleistung erfolgt verzögert zum Sollsignal (siehe Abbildung 10.2). Ist die Zeitdauer zwischen den Störfällen groß genug, hat der EV-Pool den neuen Istwert eingestellt. Bei zu geringen Zeitintervallen zwischen den Störfällen (siehe Abbildung 10.8) kann die zeitverzögerte Reduzierung auf den neuen Istwert nicht erfolgen, da die erneute Erhöhung des Sollwertes eine erneute Änderung des EV-Istwertes erfordert.

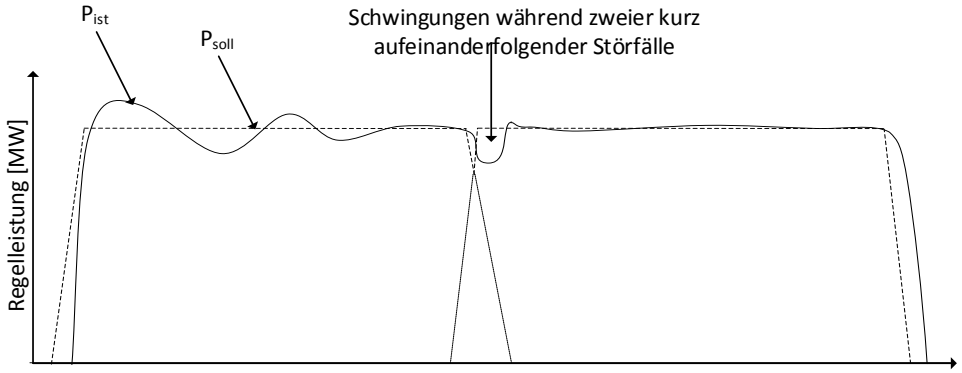


Abbildung 10.8: Schwingungen während geringerem Intervall zwischen Störungen (Beispiel, nicht maßstabsgetreu)

Diese überschneidende Änderung des Istwertes führt zu geringeren Überschwingungen, was zu einem bessere p-Wert führt. Eine Aktivierung des EV-Pools von einem eingestellten Istwert führt zu einem höheren Überschwingen und somit zu einem geringen p Verhältnis. Dies ist damit begründet, dass durch das größere Überschwingen mehr Energie bereitgestellt werden muss, die nicht vergütet wird. Dieses Überschwingen wird, wie bereits erläutert, vermieden, wenn die Störfälle in kürzeren Intervallen auftreten. Der Einfluss dieses Effektes auf das p Verhältnis ist in Abbildung 10.9 ersichtlich.

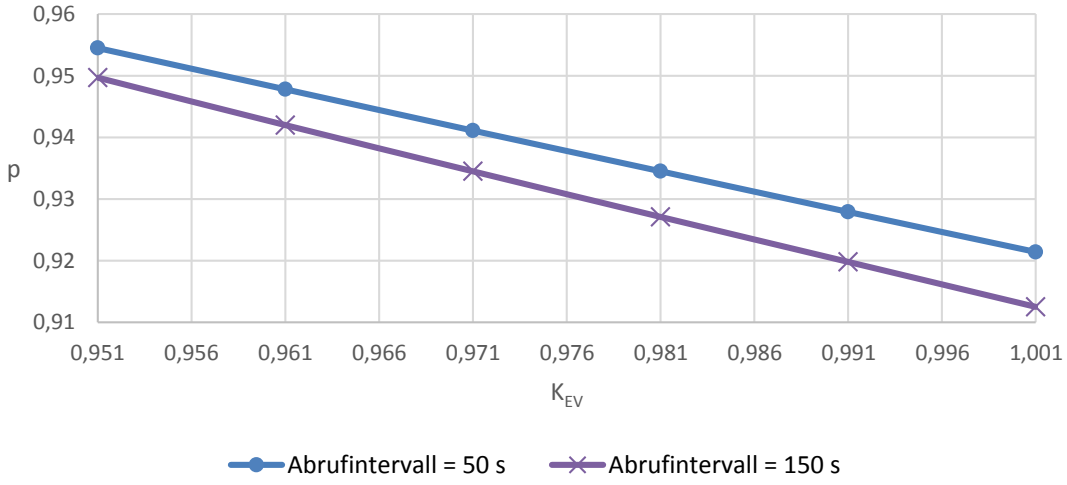


Abbildung 10.9: Zusammenhang zwischen Störungsintervall und p für Szenarien 3 & 4 mit T_{EVO} = 0,12 s

Der Vergleich der optimierten Werte (K_{EVO} und T_{EVO}) mit den im Probebetrieb bestimmten Messwerten zeigt, dass die positive Verstärkung des Sollwertes P_{soll} erforderlich ist. Diese Verstärkung kann in der EV-Poolsteuerung implementiert werden, in dem der in Abschnitt 10.2.1 genannte Korrekturverstärkungsfaktor K_{corr} mit dem Sollsignal multipliziert wird, bevor der Sollwert $P_{soll,intern}$ an die EVs gesendet wird. Der sich ergebende Bereich für die bestmöglichen p-Werte über alle 4 Szenarien ist in Tabelle 10.7 angegeben. Es ist zu erkennen, dass die optimierten p-Werte um -2,44 % und +2,1 % um den Median von p über alle 4 Szenarien variieren.

Tabelle 10.7: szenarienabhängige Variation der Zielfunktion durch optimierte Parameter

Zielvariable	Minimal	Median	Maximal
p-Verhältnis	0,9497	0,9735	0,9940

Zusammenfassung der Ergebnisse

Die EV-spezifischen K_{EV} und T_{EV} können mithilfe der Korrekturfaktoren K_{corr} und T_{corr} zu optimalen K_{EVO} und T_{EVO} angepasst werden. Optimal bedeutet dabei, dass diese Werte das Verhältnis zwischen Kosten und Ertrag der Regelleistungserbringung nah an den Wert 1 maximieren. In der tatsächlichen EV-Pool-Steuerung, während des Probebetriebs, kann das optimierte T_{EVO} aus der Simulation mithilfe der Anpassung der Leistungsänderungsgeschwindigkeit des EV-Pools erreicht werden.

Zusammenfassend illustrieren diese Ergebnisse die Stärken und Schwächen des EV-Pools bezüglich der Regelleistungserbringung. Die in diesem Erweiterungspaket durchgeführte Optimierung hat die notwendigen Werte von K_{EVO} und T_{EVO} ergeben. Die Optimierung führt dazu, dass P_{ist} innerhalb des Toleranzbandes von P_{soll} liegt, wobei sich gleichzeitig die Erträge und das p-Verhältnis geringfügig erhöhen. Dabei bleiben die Mindestanforderungen zur Erbringung von Regelleistung erfüllt. Es konnte identifiziert werden, dass das p-Verhältnis des EV-Pools nur sehr schwach von der Änderung von T_{EV} beeinflusst wird. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass ein größerer Wert von T_{EV} verwendet werden kann, ohne eine merkbare Verschlechterung des p-Verhältnisses zu bewirken (siehe Tabelle 10.6).

Abbildungen

Abbildung 1.1: Interaktion zwischen ÜNB und VNB 3
Abbildung 1.2: Projektteam im TP4 während der Projektlaufzeit. 4
Abbildung 2.1: Übersicht zu den möglichen Phänomenen während des Projektes. 6
Abbildung 2.2: Vorgehensmodell zur Referenznetzbildung und Gesamtvorgehensweise im Projekt GL3.0. 7
Abbildung 2.3: Geografisches Beispiel BB01. 8
Abbildung 2.4: Netzmodell BB01 8
Abbildung 2.5: Geografisches Beispiel SB01. 9
Abbildung 2.6: Netzmodell SB01 9
Abbildung 2.7: Geografisches Beispiel SB02. 10
Abbildung 2.8: Netzmodell SB02 10
Abbildung 2.9: Geografisches Beispiel L01. 11
Abbildung 2.10: Netzmodell L01 11
Abbildung 2.11: Geografisches Beispiel L02. 12
Abbildung 2.12: Netzmodell L02 12
Abbildung 2.13: Geografisches Beispiel L03. 13
Abbildung 2.14: Netzmodell L03 13
Abbildung 2.15: Einteilung der Szenarien Räume seitens des VNB. 16
Abbildung 2.16: Szenario 1: „Das Laden am HA“ 18
Abbildung 2.17: Szenario 2: „Laden am HA mit Ladestrombegrenzung“ 18
Abbildung 2.18: Szenario 3: „Laden am HA mit fixem Phasenregime“ 19
Abbildung 2.19: Szenario 4: „Laden am HA mit fixem Phasenregime und mit intelligenter Berücksichtigung der HA-Kapazität“ 19
Abbildung 2.20: Szenario 5: „Laden am HA mit fixem Phasenregime und LLEM“ 20
Abbildung 2.21: ELVIS mit der Simulation des EV-Fuhrparks zur Erbringung von Minutenreserveleistung. 21
Abbildung 2.22: Schematische Darstellung des ersten Teils des komplexen Energiesimulationsszenarios. 21
Abbildung 2.23: Beispiel für eine starke Belastung auf Phase 1 an ein HA. 22
Abbildung 2.24: Sternpunktdarstellung der symmetrischen (links) und der asymmetrischen Belastung (rechts). 23
Abbildung 2.25: Ausgangspunkt eines derzeit existierenden Netzanschlusspunktes im Verteilernetz. 23
Abbildung 2.26: Vorgehen der Netzbetreiber beim Genehmigungsverfahren nach Beantragung einer LI. 24
Abbildung 3.1: Vereinfachte Darstellung der Ein- und Ausgangsgrößen des ÖLM und des LLM. 26
Abbildung 3.2: Übersicht zu netzdienlichen und netzschädlichen Herausforderungen im Verteilernetz 27
Abbildung 3.3: Entwickelter Anwendungsfall UC ÖLM1 (Sperrzeiten für die EV-Beladung) 28
Abbildung 3.4: Entwickelter Anwendungsfall UC LLM1 (extra Trafo für „Tiefgarage“ (1ph Laden)) 29
Abbildung 3.5: Entwickelter Anwendungsfall UC LLM2 (elektrische Symmetrierung für „Tiefgarage“ (1ph Laden)) 29
Abbildung 3.6: Entwickelter Anwendungsfall UC LLM3 (analoge Symmetrierung für „Tiefgarage“ (1ph Laden)). 30

Abbildung 3.7: Entwickelter Anwendungsfall UC LLM4 („Switching CP“ für „Tiefgarage in Wallbox“ (1ph Laden)). 30
Abbildung 3.8: Entwickelter Anwendungsfall UC LLM5 („IKT Lösung“ für „Tiefgarage in Wallbox“ (1ph Laden)). 31
Abbildung 3.9: Entwickelter Anwendungsfall UC LLM6 („Tiefgarage“ (3ph Laden)). 32
Abbildung 3.10: Entwickelter Anwendungsfall UC LLM7 („Tiefgarage“ (3ph Laden DC an LI)). 32
Abbildung 3.11: Entwickelter Anwendungsfall UC LLM8 („Tiefgarage“ (3ph Laden globales Laden DC)) 33
Abbildung 3.12: Relevante Normen und Vorschriften für die V2G-Netzintegrationen. 34
Abbildung 3.13: Alle relevanten Akteure nach ISO 15118 für die Integration von V2G. 37
Abbildung 3.14: Grafische Zusammenfassung der gültigen Normen und Vorschriften für die Netzintegration von V2G. 38
Abbildung 4.1: Gesamtzielbild für die Umsetzung mit ÖLM. 42
Abbildung 4.2: Übersicht und Einordnung Schnittstellen für die ÖLM-Integration. 45
Abbildung 4.3: Implementierte IT-Infrastruktur des VNBs im Projekt. 46
Abbildung 4.4: Beispiel für einen Ladevorgang pro Tag an einer Wallbox. 47
Abbildung 4.5: für zwei bzw. mehrere Ladevorgänge pro Tag an einer Wallbox. 47
Abbildung 4.6: An den VNB übermittelter Ladefahrplan 48
Abbildung 4.7: Monatsscharfe Auswertung der VNB-Methoden-Aufrufe durch den Projektpartner BMW. 48
Abbildung 4.8: Übermittelte Ladefahrpläne an den VNB in der Feldtestphase 1. 49
Abbildung 4.9: Schematische Darstellung der ATC-Kurve. 50
Abbildung 4.10: Der vom VNB implementierte ÖLM-Workflow 50
Abbildung 4.11: Vergleich der EV-Messwerte beim Laden zu den durch die beiden Backends kommunizierten Ladefahrplan-Werten als Summensignal. 52
Abbildung 4.12: Vergleich der EV-Messwerte beim Laden zu den durch die beiden Backends kommunizierten Ladefahrplan-Werten als Summensignal und der prognostizierten verfügbaren Netzkapazität im Ortsnetz (Zeitraum 1). 53
Abbildung 4.13: Konzeptionierte ideale Systemarchitektur für die LLM-Umsetzung. 54
Abbildung 4.14: Der umgesetzte hardwareseitige Aufbau des LLM-Systems im Energieforschungspark in Ilmenau. 55
Abbildung 4.15: Während der LLM-Versuchsphase aufgenommene Messwerte zwei verschiedener EV-Klassen. 55
Abbildung 5.1: Beispiel für ein zukünftiges Aufkommen von Elektromobilität im Verteilernetz. 58
Abbildung 5.2: Verteilungsfunktion einer durchgeführten MC-Simulation. 60
Abbildung 5.3: Ermittelter "Fingerprint" einer MC-Simulation eines Referenznetzes.. 61
Abbildung 5.4: Detaillierte Spezifikation der Verteilernetzstrukturmodelle. 61
Abbildung 6.1: Screenshot des finalen Stands der Simulationsumgebung OROP. 63
Abbildung 6.2: Flussdiagramm der implementierten OROP Monte-Carlo Methodik. 66
Abbildung 6.3: Der definierte Szenarien Baum der Simulationen. 69
Abbildung 6.4: Festgestellte Restriktionsverletzungen (Fingerprint) im Netz: RG_SB01 während der Simulationen mit 10000 Iterationen ohne die Berücksichtigung des Schieflastkriteriums. 70
Abbildung 6.5: Festgestellte Restriktionsverletzungen (Fingerprint) im Netz: RG_BB01 während der Simulationen mit 10000 Iterationen mit Berücksichtigung der VDE-AR-N 4105. 71
Abbildung 6.6: Maximal mögliche EV-Verteilung im Modellnetz BB01 im V2G Rückspeiseszenario. 72

Abbildung 6.7: Maximal mögliche EV-Verteilung im Modellnetz SB01 im V2G Rückspeiseszenario. 72
Abbildung 6.8: Minimale Anzahl integrierbarer EVs je NB-Risiko in allen Netzen für ohne und mit die Berücksichtigung des Schieflastkriteriums für normale und V2G Betrieb 73
Abbildung 6.9: Minimale Anzahl integrierbarer EVs je NB-Risiko in allen Netzen für ohne und mit die Berücksichtigung des Schieflastkriteriums für normale und V2G Betrieb 74
Abbildung 7.1: Wahrung Systemsicherheit und Störungen 77
Abbildung 7.2: Die drei Unterscheidungsbereiche bei der ÜNB-Schnittstelle 80
Abbildung 7.3: Ladeprofilermittlung EV (Anschlusszeitraum = k…k+x) 81
Abbildung 7.4: Beispielzusammensetzung für den Abruf der negativen SRL 82
Abbildung 7.5: Softwaremodul Netzregler 82
Abbildung 7.6: GUI des SRL Reglers 84
Abbildung 8.1: Zielbild Simulationssystem 85
Abbildung 8.2: Abdeckung der Zeitbereiche / Phänomene durch Simulationen 85
Abbildung 8.3: Mittelzeitmodell eines EV 86
Abbildung 8.4: Kommunikationsstrecken zwischen ÜNB und EV 87
Abbildung 8.5: Messaufbau 88
Abbildung 8.6: Mittelzeitmodell EV 89
Abbildung 8.7: Vergleich der simulierten und der gemessenen Sprungantwort der EVs 90
Abbildung 8.8: Verteilung der Anzahl an zugelassenen KFZ je Netzknoten für Deutschland [eigene Darstellung] 91
Abbildung 8.9: Mittelzeitmodell in Verbundnetz 91
Abbildung 8.10: Regelzonendynamik 92
Abbildung 8.11: Simulink-Modell einer RZ 94
Abbildung 8.12. Mittelzeitmodell 94
Abbildung 8.13: Sincal-Modell 96
Abbildung 9.1: Abdeckung der Zeitbereiche durch verwendete Tools 98
Abbildung 9.2: Implementiertes Simulationssystem 100
Abbildung 9.3: Frequenz Verlauf nach 3 GW Störung 101
Abbildung 9.4: Simulierte Verlauf SRL EV-Pool & Konventionelle Erzeugung nach 3 GW Störung 101
Abbildung 9.5: Leistungsverlauf der PRL und der SRL des EV-Pools und konventioneller Kraftwerke 102
Abbildung 9.6: KPIs für Senstivitätsanalyse 104
Abbildung 9.7: Einfluss der Poolgröße auf den Betrag des maximalen Deltas der Frequenz $|\Delta f_{max}|$, mit $T_A = 11$ s & $T_D = 10$ s 106
Abbildung 9.8: Wirkung der System Anlaufzeitkonstant T_A in Abhängigkeit von der Poolgröße auf die $|\Delta f_{max}|$ mit $T_D = 10$ s 107
Abbildung 9.9: $|\Delta f_{max}|$ in Abhängigkeit der T_D für verschiedene EV-Poolgrößen mit $T_A = 12$ s 108
Abbildung 9.10: Wirkung der T_A auf die Ausschwingzeit unter Berücksichtigung unterschiedlicher Poolgrößen an EV 108
Abbildung 9.11: Abhängigkeit der notwendigen Regelenergie von T_D in Hinsicht auf unterschiedliche Poolgrößen 109
Abbildung 9.12: Erforderliche Energiemenge an PR in Abhängigkeit der Poolgröße 110
Abbildung 9.13: Aufgebrachte Primärregelenergie in Abhängigkeit von T_A 110
Abbildung 9.14: Primärregelenergie in Abhängigkeit von T_D 111
Abbildung 9.15: benötigte Sekundärregelenergie in Abhängigkeit der Poolgröße 111
Abbildung 9.16: Sekundärregelenergie im Einfluss von T_A 112

Abbildung 9.17: Sekundärregelenergie im Einfluss von T_D 113
Abbildung 9.18: Summe der Primär- und Sekundärregelenergie abhängig von der Poolgröße 113
Abbildung 9.19: Summe der Primär- und Sekundärregelenergie im Einfluss von T_A 114
Abbildung 9.20: Summe der Primär- und Sekundärregelenergie im Einfluss von T_D 115
Abbildung 9.21: Verlauf der Frequenzabweichung Δf in Deutschland 116
Abbildung 9.22: zeitlicher Verlauf der zur Verfügung gestellten PRL P_{pri} in RZ 1 116
Abbildung 9.23: zeitlicher Verlauf der zur Verfügung gestellten SRL P_{sec} in RZ 1 117
Abbildung 9.24: zeitliche Verlauf der Δf in RZ 2 118
Abbildung 9.25: zeitlicher Verlauf der zur Verfügung gestellten PRL P_{pri} in RZ 2 118
Abbildung 9.26: zeitlicher Verlauf der zur Verfügung gestellten SRL P_{sec} in RZ 2 119
Abbildung 9.27: Frequenzverlauf in Matlab Simulink 120
Abbildung 9.28: Frequenzverlauf im Sincal-Modell 120
Abbildung 9.29: Geografische Darstellung des Untersuchungsnetzes 122
Abbildung 9.30: Geografische Übersicht der Anpassungsmaßnahmen an EVs 125
Abbildung 9.31: Geografische Übersicht der Anpassungsmaßnahmen an EE-Anlagen 126
Abbildung 9.32: Geografische Übersicht der Anpassungsmaßnahmen an konventionellen Kraftwerksanlagen 127
Abbildung 9.33: Anpassungsmaßnahmen je EF (EV)-Anteil 128
Abbildung 10.1: Motivation der Optimierung 129
Abbildung 10.2: Optimierungsmöglichkeiten und Toleranzbereich für P_{ist} (Beispiel, nicht maßstabsgetreu) 131
Abbildung 10.3: PT1-Verhalten der EV-Poolsteuerung 132
Abbildung 10.4: genutzte Variablen für die Optimierung 132
Abbildung 10.5: Auswirkungen der Variation von T_{EV} auf das p-Verhältnis 136
Abbildung 10.6: Auswirkungen der Variation von K_{EV} auf das p-Verhältnis 136
Abbildung 10.7: SRL-Erbringung mithilfe optimierter Werte T_{EVO} und K_{EVO} und Störung = -219 MW, Störungsdauer = 900 s und Störungszeitintervall = 150 s 137
Abbildung 10.8: Schwingungen während geringerem Intervall zwischen Störungen (Beispiel, nicht maßstabsgetreu) 138
Abbildung 10.9: Zusammenhang zwischen Störungsintervall und p für Szenarien 3 & 4 mit T_{EVO} = 0,12 s 139
Abbildung 0.1: Refernzfall Störung 158
Abbildung 0.2: Funktionsnetz VNB für Simulationsumgebung GL3.0 159
Abbildung 0.3: Vergleich der errechneten möglichen Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_BB01 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., Vergl.) unter und ohne Berücksichtigung des Schieflastkriteriums. 207
Abbildung 0.4: Vergleich der errechneten möglichen Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_SB01 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., Vergl.) unter und ohne Berücksichtigung des Schieflastkriteriums. 207
Abbildung 0.5: Vergleich der errechneten möglichen Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_SB02 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., Vergl.) unter und ohne Berücksichtigung des Schieflastkriteriums. 208
Abbildung 0.6: Vergleich der errechneten möglichen Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_L01 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., Vergl.) unter und ohne Berücksichtigung des Schieflastkriteriums. 208
Abbildung 0.7: Vergleich der errechneten möglichen Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_L02 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., Vergl.) unter und ohne Berücksichtigung des Schieflastkriteriums. 209

Abbildung 0.8: Vergleich der errechneten möglichen Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_L03 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., Vergl.) unter und ohne Berücksichtigung des Schieflastkriteriums. 209
Abbildung 0.9: Mögliche Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_BB01 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., 20A Schl., V2G: 100%L & 0%E) unter Berücksichtigung alle relevanten Netzrestriktionen. 210
Abbildung 0.10: Mögliche Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_BB01 mit die Berücksichtigung des Schieflastkriteriums. 210
Abbildung 0.11: Mögliche Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_BB01 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., 20A Schl., V2G: 25%L & 75%E) unter Berücksichtigung alle relevanten Netzrestriktionen. 211
Abbildung 0.12: Mögliche Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_BB01 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., 20A Schl., V2G: 50%L & 50%E) unter Berücksichtigung alle relevanten Netzrestriktionen. 211
Abbildung 0.13: Mögliche Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_BB01 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., 20A Schl., V2G: 75%L & 25%E) unter Berücksichtigung alle relevanten Netzrestriktionen. 212
Abbildung 0.14: Mögliche Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_BB01 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., 20A Schl., V2G: 0%L & 100%E) unter Berücksichtigung alle relevanten Netzrestriktionen. 212
Abbildung 0.15: Fingerprints einphasig des Szenarions Last = 0% und Rückspeisung = 100% bei 10000 Iterationen im urbanen Bereich.....213
Abbildung 0.16: Fingerprints dreiphasig des Szenarions Last = 0% und Rückspeisung = 100% bei 10000 Iterationen im urbanen Bereich.....213
Abbildung 0.17: Fingerprints einphasig des Szenarions Last = 0% und Rückspeisung = 100% bei 10000 Iterationen im ländlichen Bereich.....214
Abbildung 0.18: Fingerprints dreiphasig des Szenarions Last = 0% und Rückspeisung = 100% bei 10000 Iterationen im ländlichen Bereich.....214
Abbildung 0.19: Fingerprints einphasig des Szenarions Last = 0% und Rückspeisung = 100% bei 10000 Iterationen im urbanen Bereich mit RONT. 215
Abbildung 0.20: Fingerprints dreiphasig des Szenarions Last = 0% und Rückspeisung = 100% bei 10000 Iterationen im urbanen Bereich mit Ront. 215
Abbildung 0.21: Fingerprints einphasig des Szenarions Last = 0% und Rückspeisung = 100% bei 10000 Iterationen im ländlichen Bereich mit RONT. 216
Abbildung 0.22: Fingerprints dreiphasig des Szenarions Last = 0% und Rückspeisung = 100% bei 10000 Iterationen im ländlichen Bereich mit RONT. 216
Abbildung 0.23: Fingerprints einphasig des Szenarions Last = 100% und Rückspeisung = 0% bei 10000 Iterationen im urbanen Bereich.....217
Abbildung 0.24: Fingerprints dreiphasig des Szenarions Last = 100% und Rückspeisung = 0% bei 10000 Iterationen im urbanen Bereich.....217
Abbildung 0.25: Fingerprints einphasig des Szenarions Last = 100% und Rückspeisung = 0% bei 10000 Iterationen im ländlichen Bereich.....218
Abbildung 0.26: Fingerprints dreiphasig des Szenarions Last = 100% und Rückspeisung = 0% bei 10000 Iterationen im ländlichen Bereich.....218
Abbildung 0.27: Fingerprints einphasig des Szenarions Last = 100% und Rückspeisung = 0% bei 10000 Iterationen im urbanen Bereich mit RONT. 219
Abbildung 0.28: Fingerprints dreiphasig des Szenarions Last = 100% und Rückspeisung = 0% bei 10000 Iterationen im urbanen Bereich mit RONT. 219
Abbildung 0.29: Fingerprints einphasig des Szenarions Last = 100% und Rückspeisung = 0% bei 10000 Iterationen im ländlichen Bereich mit RONT. 220

Abbildung 0.30: Fingerprints dreiphasig des Szenarions Last = 100% und Rückspeisung = 0% bei 10000 Iterationen im ländlichen Bereich mit RONT. 220

Tabellen

Tabelle 2.1: Parameter des Referenznetzes BB01 7
Tabelle 2.2: Parameter des Referenznetzes SB01 8
Tabelle 2.3: Parameter des Referenznetzes SB02. 10
Tabelle 2.4: Parameter des Referenznetzes L01. 11
Tabelle 2.5: Parameter des Referenznetzes L02. 12
Tabelle 2.6: Parameter des Referenznetzes L03. 13
Tabelle 2.7: Anforderungen an den Demonstrator zur Verteilernetzsimulation (Input für das spätere SCRUM-Vorgehen). 14
Tabelle 2.8: Geltende Normen und Vorschriften für den VNB-Betrieb. 16
Tabelle 3.1: Erarbeitete Anwendungsfälle des ÖLMs und des LLMs. 28
Tabelle 3.2: V2G relevante Punkte aus der TAB NS Nord 2012. 34
Tabelle 3.3: V2G relevante Vorgaben der VDE-AR-N 4105. 35
Tabelle 3.4: Zu beachtende Grenzwerte aus der DIN EN 50160 bei V2G Integration. 36
Tabelle 3.5: V2G Kriterien der VDE-AR-N 4102. 37
Tabelle 3.6: Einzelprozesse des Ladevorganges nach ISO IEC 15118 37
Tabelle 4.1: Erarbeitete Anwendungsfälle der ÖLM-Umsetzung für den realen Feldtest. 42
Tabelle 6.1: Ermittelte Netzkapazität für „RG_L01“ und den Starklastfall bei 10000 Iterationen. 67
Tabelle 6.2: Ermittelte Netzkapazität für „RG_SB01“ und den Starklastfall bei 10000 Iterationen. 68
Tabelle 6.3: Annahemen der Szenarien basierten MC-Simulation. 68
Tabelle 7.1: Anforderungen Netzsicherheit (abgeleitet aus [33]) 77
Tabelle 7.2: Anforderungen Leistungsfrequenzreglung (abgeleitet aus [36]) 78
Tabelle 7.3: Formen der Regelleistungsausschreibung (abgeleitet aus [36]) 79
Tabelle 8.1: Parameterschätzungen 89
Tabelle 8.2: Genutzte Parameter 89
Tabelle 9.1: Untersuchung der KPIs durch Simulationssystemen 98
Tabelle 9.2: Zuordnung untersuchte Szenarien zu Simulationstool 99
Tabelle 9.3: Einstellungsvariablen 104
Tabelle 9.4: Werte der Systemanlaufzeitkonstant für Generatoren (abgeleitet aus [42]) 105
Tabelle 9.5: Latenzzeit verschiedener Datenkommunikationsdienste (abgeleitet aus [43]) 105
Tabelle 9.6: Model Validierung NETOMAC und Simulink 120
Tabelle 9.7: Allgemeine Netzparameter des Untersuchungsnetzes 122
Tabelle 9.8: Szenarienparameter 123
Tabelle 9.9: spezifische verfügbare Leistung je Zeitscheibe 123
Tabelle 9.10: Ausgangsituation zu ausgewähltem Simulationszeitschritt 124
Tabelle 9.11: Summe der maximal möglichen Anpassungsmaßnahmen bei gewählten EV-Anteil 125
Tabelle 9.12: Summe der maximal möglichen Anpassungsmaßnahmen bei EE-Anlagen 125
Tabelle 9.13: Summe der maximal möglichen Anpassungsmaßnahmen bei Kraftwerksanlagen 126
Tabelle 10.1: Simulationsparamter 134
Tabelle 10.2: Leistungsausfall Zeitintervalle 135
Tabelle 10.3: Untersuchte Szenarien 135
Tabelle 10.4: Benutzte Variablen für optimiertes p 136
Tabelle 10.5: Ergebnisse durch gemessene & optimierte Werte nach 2700 s für Störung = 219 MW, Störungsdauer = 900 s und Störungszeitintervall = 150 s 137

Tabelle 10.6: Einflüsse der Optimierungsvariablen auf das p-Verhältnis 138
Tabelle 10.7: szenarienabhängige Variation der Zielfunktion durch optimierte Parameter 139
Tabelle 0.1: Beschreibung des "UC LLM 1" nach CEN-Standart. 162
Tabelle 0.2: Beschreibung des "UC LLM 2" nach CEN-Standart. 164
Tabelle 0.3: Beschreibung des "UC LLM 3" nach CEN-Standart. 166
Tabelle 0.4: Beschreibung des "UC LLM 4" nach CEN-Standart. 168
Tabelle 0.5: Beschreibung des "UC LLM 5" nach CEN-Standart. 170
Tabelle 0.6: Beschreibung des "UC LLM 6" nach CEN-Standart. 173
Tabelle 0.7: Beschreibung des "UC LLM 7" nach CEN-Standart. 175
Tabelle 0.8: Beschreibung des "UC LLM 8" nach CEN-Standart. 177
Tabelle 0.9: Durch die MC-Simulation ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos ohne Berücksichtigung des Schieflastkriteriums. 180
Tabelle 0.10: Ladeleistung S in Summe bezogen auf die ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos [kVA] ohne Berücksichtigung des Schieflastkriteriums. 181
Tabelle 0.11: Durch die MC-Simulation ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos mit Berücksichtigung der Schieflast nach VDE-AR-N 4105. 183
Tabelle 0.12: Ladeleistung S in Summe bezogen auf die ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos [kVA] mit Berücksichtigung der Schieflast nach VDE-AR-N 4105. 185
Tabelle 0.13: Durch die MC-Simulation ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 0% Last und 100% Erzeugung. 187
Tabelle 0.14: Ladeleistung S in Summe bezogen auf die ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos [kVA] mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 0% Last und 100% Erzeugung. 189
Tabelle 0.15: Durch die MC-Simulation ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 25% Last und 75% Erzeugung. 191
Tabelle 0.16: Ladeleistung S in Summe bezogen auf die ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos [kVA] mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 25% Last und 75% Erzeugung. 193
Tabelle 0.17: Durch die MC-Simulation ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 50% Last und 50% Erzeugung. 195
Tabelle 0.18: Ladeleistung S in Summe bezogen auf die ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos [kVA] mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 50% Last und 50% Erzeugung. 196
Tabelle 0.19: Durch die MC-Simulation ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos mit

Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 75% Last und 25% Erzeugung. 198
Tabelle 0.20: Ladeleistung S in Summe bezogen auf die ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos [kVA] mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 75% Last und 25% Erzeugung......200
Tabelle 0.21: Durch die MC-Simulation ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 100% Last und 0% Erzeugung. 202
Tabelle 0.22: Ladeleistung S in Summe bezogen auf die ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos [kVA] mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 100% Last und 0% Erzeugung......204

Literaturverzeichnis

[1] M. Kaltschmitt, A. Wiese, and W. Streicher, *Erneuerbare Energien–Systemtechnik–Wirtschaftlichkeit–Umweltaspekte, 3. Auflage, 2003*: Springer Verlag, Heidelberg, ISBN.

[2] J. Eyer and G. Corey, “Energy storage for the electricity grid: Benefits and market potential assessment guide,” *Sandia National Laboratories*, vol. 20, no. 10, p. 5, 2010.

[3] Energiespeicher, VDE ETG Task Force, “Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger–Bedeutung,” *Stand der Technik, Handlungsbedarf*, 2009.

[4] Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, *Akzeptanz Von Technik Und Infrastrukturen*: Springer Science & Business Media, 2011.

[5] B. Bundesnetzagentur, “Monitoringbericht 2013,” *Monitoringbericht gemäß*, vol. 63, 2014.

[6] B. Bundesnetzagentur, “Monitoringbericht 2014,” *Monitoringbericht gemäß*, vol. 63, 2014.

[7] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), “Die Energie der Zukunft,” 2012.

[8] P. Cappers, C. Goldman, and D. Kathan, “Demand response in US electricity markets: Empirical evidence,” *Energy*, vol. 35, no. 4, pp. 1526–1535, 2010.

[9] K. Schisler, T. Sick, and K. Brief, Eds, *The role of demand response in ancillary services markets*: IEEE, 2008.

[10] B. Bayer, “Demand Response–Is the USA a Role Model for Germany?,”

[11] P. Plötz, T. Gnann, A. Kühn, M. Wietschel, and I. S. Fraunhofer, “Markthochlaufszenarien für elektrofahrzeuge,” *Study commissioned by the National Academy of Science and Engineering and Working Group*, vol. 7, 2013.

[12] Michael Agsten, “Einfluss gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf die Netzbetriebsführung bei volatiler Windeinspeisung,” Dissertation, TU Ilmenau, Ilmenau, 2012.

[13] V. D. Elektrizitätswerke, *Technische Anschlußbedingungen für den Anschluß an das Niederspannungsnetz: TAB*: Verlag-und Wirtschaftsges. der Elektrizitätswerke, 1991.

[14] Informationstechnik, VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik, “eV: VDE-AR-N 4105: 2011-08: Power generation systems connected to the low-voltage distribution network Technical minimum requirements for the connection to and parallel operation with low-voltage distribution networks,” *English translation of the VDE application rule VDEAR-N-4105.*

[15] D. Beyer and P. Bretschneider, *Smarte Softwarelösungen für Verteilernetze und Smart Grid: Open Research And Opera-tion Prototype (OROP),* 2014th ed. Ilmenau.

[16] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V, “Positionspapier § 14a EnWG: Konkretisierung der Aggregationsebene und Verzahnung mit Netzausbau,” BDEW, 2013.

[17] B. Gloger, *Scrum: Produkte zuverlässig und schnell entwickeln*: Carl Hanser Verlag GmbH Co KG, 2013.

[18] E. N. DIN, *50160, 2011: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen.*

[19] *Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung*, 2015.

[20] *CEN - Standards development*, 2011.

[21] E8energy GmbH, *Dezentral. Intelligent. Vielseitig. Autark - DIVA.* Available: http://www.e8energy.de/portfolio-item/diva/. (2015, May. 05).

[22] MMD Automobile GmbH, *Mitsubishi mit bi-direktionaler Ladestation auf der „InterSolar Europe“ 2015.*

[23] Nissan Motor Company, *“Vehicle to Home” Electricity Supply System.* Available: http://www.nissan-global.com/EN/TECHNOLOGY/OVERVIEW/vehicle_to_home.html (2014, Dec. 12).
[24] Endesa Group, *Endesa Presents Charger That Enables Electric Vehicles To Return Power To The Grid.* Available: http://www.endesa.com/en/saladeprensa/noticias/V2G-eng (2014).
[25] *VDE-Anwendungsregel für Anschlussschränke im Freien*, VDE-AR-N 4102, 2012.
[26] *Road vehicles — Vehicle to grid communication interface*, ISO/IEC 15118, 2013.
[27] M. Mültin, *Das Elektrofahrzeug als flexibler Verbraucher und Energiespeicher im Smart Home*: Karlsruhe, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Diss, 2014, 2014.
[28] D. Bundestag, “Gesetz über die Elektrizitäts-und Gasversorgung,” *EnWG. Fassung vom*, vol. 21, p. 2009, 2005.
[29] I. Bundesgesetzblatt, “Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien,” *Berlin, den*, vol. 21, 2004.
[30] U. OpHB-Team, “UCTE Operation Handbook Policy 1: Load-Frequency Control and Performance,” *Available on: http://www. entsoe. eu*, 2009.
[31] U. O. Handbook, “Policy 3: Operational Security; B,” *Voltage Control and Reactive Power Management, final draft*, vol. 18, 2004.
[32] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), “TransmissionCode 2007 Anhang D1 Teil 1: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB,” Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Berlin, Aug. 2003.
[33] D. Bundestag, *Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung-StromNZV)*: Bonn.
[34] International Electrotechnical Commission, “Telecontrol Equipment and Systems. Part 5: Transmission Protocols. Section 104: Network Access for IEC 60870-5-101 Using Standard Transport Profiles,” *IEC-60870-5-104*, 2000.
[35] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), “TransmissionCode 2007 Anhang D2 Teil 2: Anforderungen für die Umsetzung des SRL Poolkonzepts zwischen ÜNB und Anbietern,” Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Berlin, Nov. 2009.
[36] H. Berndt, M. Hermann, H. D. Kreye, R. Reinisch, U. Scherer, and J. Vanzetta, “Transmission code 2007–network and system rules of the German transmission system operators,” *Verband der Netzbetreiber–VDN–eV beim VDEW*, 2007.
[37] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), “TransmissionCode 2007 Anhang D3 Teil 1: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung vonMinutenreserveleistung,” Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Berlin, Aug. 2007.
[38] Netzregelverbund, *Internetplattform der ÜNBs zur Vergabe von Regelleistung, „regelleistung.net".* Available: https://www.regelleistung.net/ext/ (2013, Jul. 01).
[39] *Beschlusskammer 6: „Festlegung zu Verfahren zur Ausschreibung von Regelenergie in Gestalt der Sekundärregelung“*, 2011.
[40] R. Follmer, “ua: Mobilität in Deutschland 2008 Ergebnisbericht Struktur–Aufkommen–Emissionen–Trends; infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH,” *Deutsches Zentrum für Luft-und Raumfahrt eV, Bonn und Berlin*, 2010.
[41] P. Kundur, M. Klein, G. J. Rogers, and M. S. Zywno, “Application of power system stabilizers for enhancement of overall system stability,” *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 2, pp. 614–626, 1989.
[42] Y. Hase, *Handbook of power system engineering*: John Wiley & Sons, 2007.
[43] R. Thomas and M. Zehrfeldt, “IP-basierte Fernwirknetze über GSM, UMTS, WLAN, Wimax und Tetra,” *etz-Elektronik+ Automation*, 2008.

[44] H.P. Asal, P. Barth, E. Grebe, and D. Quadflieg, Eds, *Dynamic system studies of new requirements and strategies for the primary control in the UCPTE/CENTREL power system*, 1998.

[45] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS), “EEG-Anlagenregister,” Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS), 2014.

[46] K. Ogata, “Frequency response analysis,” *Modern Control Engineering*, vol. 3, pp. 471–609, 1997.

Abkürzungen

BMW	Bayerische Motorenwerke Aktiengesellschaft
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ELViS	Electric Load and Vehicle Simulation
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ENTSO-E-OH	European Network of Transmission System Operators for Electricity Operations Handbook
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EV	Electric vehicle; deutsch: Elektrofahrzeug
EWE	EWE Aktiengesellschaft
FTP	File Transfer Protocol; deutsch: Datenübertragungsprotokoll
GUI	Graphical user interface; deutsch: grafische Benutzeroberfläche
HA	Hausanschluss
HT	Hauptzeit
KFZ	Kraftfahrzeug
KPI	Key Performance Indikator
LFCR	Leistungs-Frequenz-Regelung
LLM	Lokales Lastmanagement
MOL	Merit-Order-Liste
MRL	Minutenreserveleistung
NT	Nebenzeit
NE	Netzebene
ÖLM	Öffentliches Lastmanagement
PR	Primärregelung
PRL	Primärregelleistung
PQ-100	Messbox Power Quality
RZ	Regelzone
SQL	Structured Query Language; Datenbanksprache
SRL	Sekundärregelleistung
TE	Technische Einheit
TUIL	Technische Universität Ilmenau
UCTE	Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

VNB	Verteilnetzbetreiber
V2G	Vehicle to Grid
V2H	Vehicle to Home

Einheiten

A	Ampere
GWh	Gigawattstunden
h	Stunde
Hz	Hertz
kg	Kilogramm
kW	Kilowatt
m	Meter
m^2	Quadratmeter
min	Minute
ms	Millisekunden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
Nm	Newtonmeter
p.u.	per Unit
RAD	Winkelmaß
s	Sekunden
V	Volt
W	Watt
kV	Kilovolt

Formelzeichen

d_f	Frequenzabweichungen
f_0	Referenzwert der Frequenz
Δf	Netzfrequenzdifferenz
$\Delta f'$	Änderung der Frequenz in Regelzone 1
Δf_{max}	maximale Schwingungsauslenkung der Frequenz
p	Poolpaarzahl
p_{12}	Austauschleistung zwischen Regelzone 1 und Regelzone 2
P_C	Abzuregelnde Leistung aufgrund der Engpässe
p_d	Dämpfungsleistung in Leistungsbilanz
p_e	elektrische Leistung
p_m	aggregierte Turbinenleistung
t_{EC}	Ausregelungszeit
$1/n$	Verteilungsfaktor
$1/s$	Integrator
ω	Netzdynamiken
ω_1	Winkelgeschwindigkeit des aggregierten Rotors Regelzone 1
ω_2	Winkelgeschwindigkeit des aggregierten Rotors Regelzone 2
ω_e	elektrische Winkelgeschwindigkeit des Rotors
ω_{e0}	Durch Polpaarzahl geteilte elektrische Winkelgeschwindigkeit des Rotors
ω_m	Winkelgeschwindigkeit des Rotors
x	Menge
β	Systemreaktionskoeffizient (Laststatik)
δ_e	elektrische Winkel des Rotors
δ_m	machanischer Winkel des Rotors
ζ_{merit}	Merit-Order Funktion
σ_Δ	Standardabweichung der Frequenzabweichung
ACE	Area Control Error
AP	Arbeitspreis
Agg_EV_Pool	Aggregator EV Pool
DC LF	Gleichstromleistungsflussberechnung
D	Dämpfungskonstante
E_C	Verlorene Arbeit aufgrund der Engpässe

E_{Pri}	Energie der Primärregelung
E_{Sek}	Energie der Sekundärregelung
E_{sum}	Regelenergie
G	Übertrangsungsfunktion
G_{EV}	Übertragungsfunktion der Fahrzeugstrecke
G_{kom}	Übertragungsfunktion der Kommunikationsstrecke
H_C	Häufigkeit der Engpässe
H_{SDL}	Häufigkeit des SDL-Abrufs
J	mechanisches Trägheitsmoment
K	Verstärkung
K_{EV}	Verstärkung EV
K_L	Verstärkung des elektrischen Netzes
K_i	Verstärkung des Sekundärregelers
K_B	Versärkung des Kessel
LP	Leistungspreis
M_e	Summe aller elektrischen Gegenmomente
M_m	mechanisches Antriebsmoment
ΔP_L	Änderung elektrische Last
ΔP	Leistungsdifferenz
P	Leistung
P_{abruf}	Abgerufene Leistung
P_{istl}	Ist-Leistung
P_{PRL}	Primärregelleistung
P_{sec1}	SRL-Bedarf
P_{sec1}'	Korrektur des SRL-Bedarfs
P_{soll}	Soll-Leistung
P_{soll}	Sollleistung
P_{SRL}	Sekundärregelleistung
P_{KW}	Kraftwerkdynamiken
P_{RZ}	Lastfrequenzabhängigkeiten
ΣP_G	Summe der normierten Generatorleistungen in Regelzone 1
$\Sigma P_{EV\ Pool}$	Normierter Istwert der Sekundärregelleistung für EV Pool
$\Delta P'_{ref\ Sec\ EV}$	Normierter Sollwert der Sekundärregelleistung für EV Pool
$\Delta P'_{ref\ Sec}$	Normierter Sollwert der Sekundärregelleistung

$\Delta P'_{ref\ Pri}$	Normierter Sollwert der Primärregelleistung
$\Delta P'_{ref\ Sec\ Gen}$	Normierter Sollwert der Sekundärregelleistung des konventionellen Kraftwerks
$\Delta P'_{50}$	Normierter Änderung der Leistung Regelzone 1
P_L	Lasten in den Regelzonenknoten (Inselnetz)
$\Sigma\Delta P_{KWRZ1}$	Summe der Leistungsänderung des Kraftwerks in Regelzone 1
$\Sigma\Delta P_{KWRZ2}$	Summe der Leistungsänderung des Kraftwerks in Regelzone 2
RZ1	Regelzone 1
RZ2	Regelzone 2
S_N	Nennleistung
T_a	Anlaufkonstant
T_s	Zeitkonstant des sekundären Reglers
T	Anlaufkonstante
T_T	Zeitkonstant der Turbine
T_t	Totzeit der Kommunikationsstrecke
T_A	Anlaufkonstante
T_D	Latenzzeit
T_{EV}	Anlaufkonstante EV
T_{grid}	Zeitkonstant des elektrischen Netzes
V'_r	Normierte Verstärkung des Primärregler des konventionellen Kraftwerks

Anhang A: Abbildungen

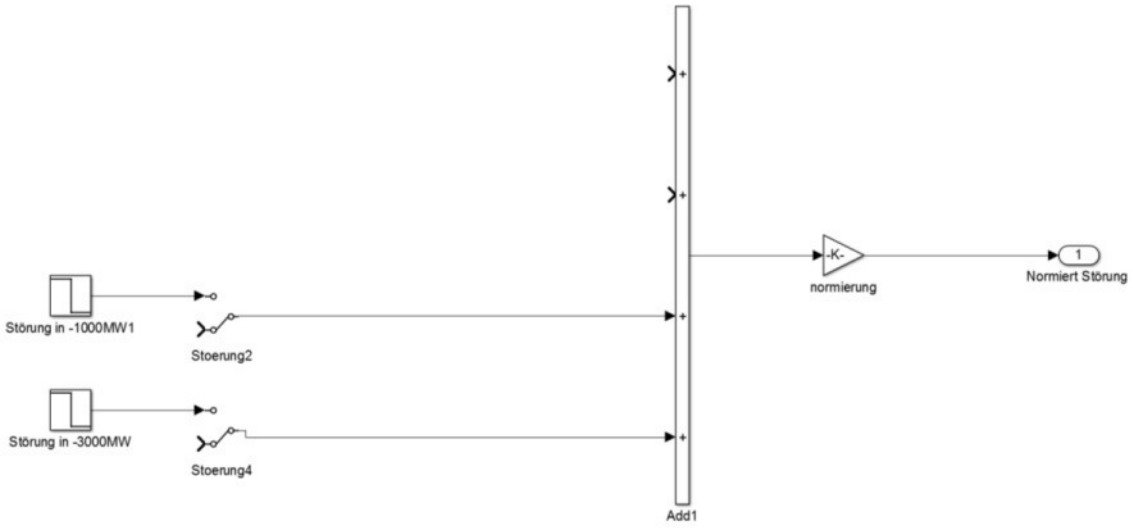


Abbildung 0.1: Refernzfall Störung

Anhang B: OROP Funktionsnetz VNB

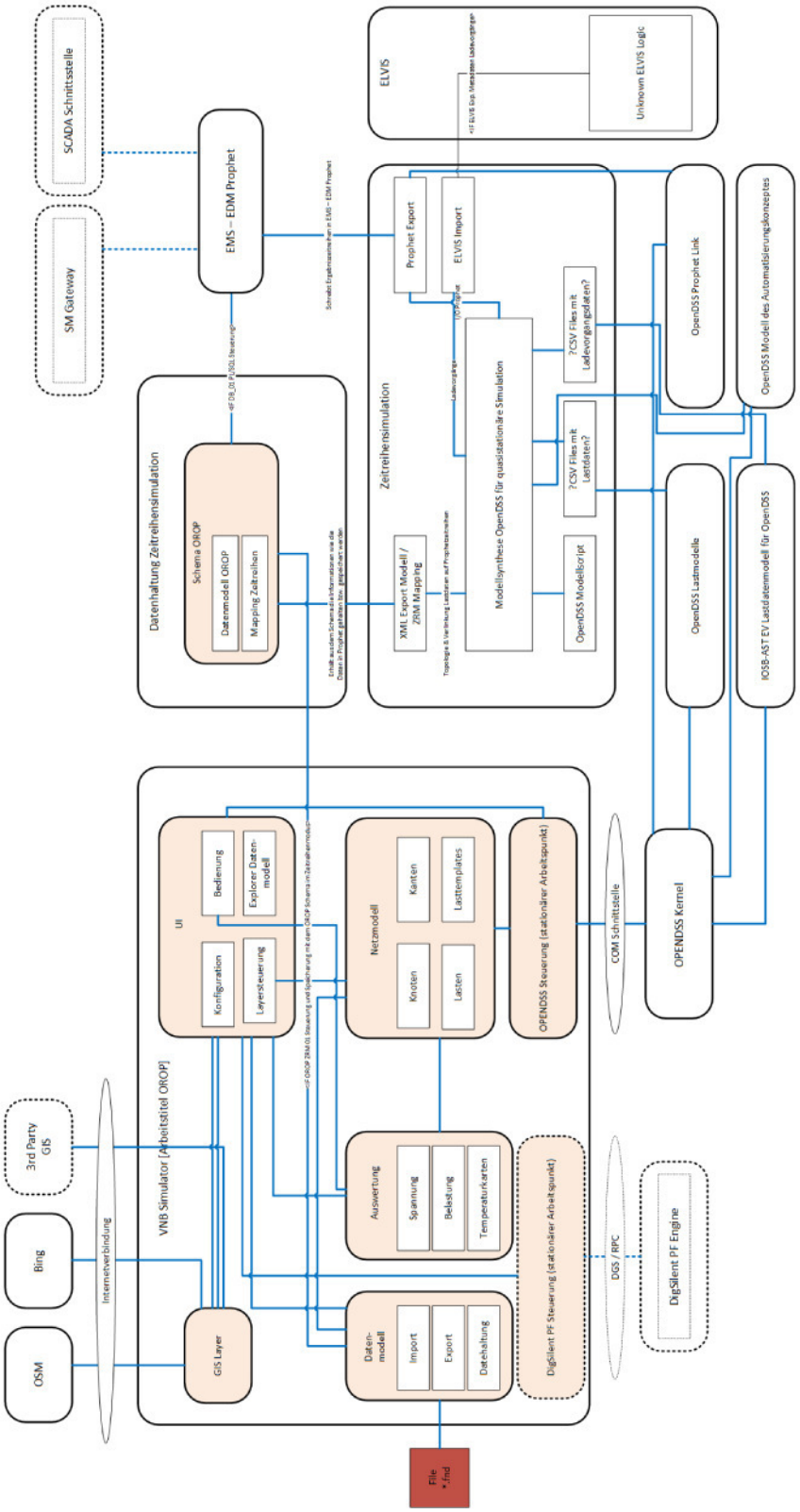


Abbildung 0.2: Funktionsnetz VNB für Simulationsumgebung GL3.0

Anhang C: Anwendungsfälle ÖLM/LLEM detailliert

Dieser Abschnitt listet alle die in Abscnitt 3.2 erarbeitetn Anwndungsfälle detailliert auf.

Table 0.I: Beschreibung des "UC ÖLM 1" nach CEN-Standart.

Geltungsbereich und Zielvorgaben/Ziele des Anwendungsfalles	**Kurzbeschreibung**
Ziel: Integration des ÖLM-Ansatzes in einem mit LI versetzten Verteilernetz in Form einer Ladesperrzeiten Vorgabe.	Dieser Use-Case beschreibt im Projekt „gesteuertes Laden 3.0“ den Ansatz der Integration des ÖLM‘s in einem Verteilernetz. Damit soll nach erfolgter Integration von LI‘en das Einhalten der geltenden Normen (TAB Nord 2012, VDE-AR-N 4105 und DIN-EN 50160) und die damit einhergehende Netzstabilität gewährleistet werden.

Ausführliche Beschreibung
In einem Verteilernetz (Niederspannungsnetz) in dem eine PEV-Infrastruktur, mit der OEM Maßgabe der 1-phasigen elektrischen Beladung, eingebunden werden soll sind die derzeit gültigen Normen und Verordnungen in dieser Netzebene bindend. Dabei ist zum einen auf die Einhaltung der Spannungsqualität am betroffenen Netzknoten bzw. Netzanschluss nach DIN-EN 50160 und zum anderen auf die Symmetriegrenzen hinsichtlich der Ströme und Spannungen nach TAB Nord 2010 und VDE-AR-N 4105 zu achten. Weiterhin ist aus Sicht eines DSO die LI als Verbrauchseinheit anzusehen, unabhängig davon ob es sich um einen Verbrauchs- oder Erzeugungsanlagencharakter handelt. Aus diesem Fakt heraus gilt hier für das Einbringen der 1-phasigen Laste(n) die zuvor aufgeführte VDE-Anwendungsregel (4105) in vollem Umfang. Nach erfolgter Einbringung von LI‘en für EV müssen diese mit einer IKT-Lösung in das Verteilernetz mit eingegliedert werden. Dies soll hier analog zu dem Ansatz der Sperrzeiten von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen (vgl. TAB 2007) im Verteilernetz erfolgen. Dabei werden für den hier beschriebenen Anwendungsfall Überwachungen der notwendigen Betriebsgrößen (wie Strom und Spannung) am Ortsnetztransformator und am Hausanschluss der betreffenden LI‘en vorgenommen. Das Auslegen des Monitorings erfolgt hier dreiphasig. Unter Zuhilfenahme der zyklisch gewonnenen Messgrößen und der Ladefahrpläne vom Vortag wird mit einem neu entwickelten Berechnungsalgorithmuses ein globales Sperrzeitenprofil (SZP) generiert. Dies besitzt einen Zeithorizont von 24 Stunden für den Folgetag. Die Abtastrate wird 15 Minuten betragen. Die Berechnung setzt die genaue Kenntnis des betroffenen Niederspannungsnetzbereiches hinsichtlich seiner Struktur und seiner Betriebsmittel voraus. Die betroffnenen Netzebenen nach ENTSO-E sind 6 und 7.

Akteur Beschreibungen (Rollen laut DKE)	**Voraussetzungen**
• Hausanschluss [HA] • Ladeanschluss IEC61851 [LI] • Ortsnetzstation [ONS] • Verteilernetzbetreiber [DSO] • Fahrzeugnutzer [EVUser] • Elektrofahrzeug [EV] • Sonstige Lasten [LD] • Messtechnik/ -stellenbetreiber [MSB]	• EV-Kunde(n) die eine entsprechende LI benötigen • DSO muss das Messen tolerieren • Mess- bzw. Monitoring Equipment (IKT-fähig) • ÖLM-Algorithmus zur Sperrzeitenprofil-Generierung muss vorhanden sein • Kommunikation zwischen ÖLM-Erzeuger (VNB-Simulator) und EV-Pool muss existieren • IKT-fähige LI muss existent sein

Ausführliche Beschreibung				
Schritt	**Primärer Akteur**	**Auslöseereignis**	**Vorbedingung**	**Ergebnis**
1	(1) DSO (2) EV-Kunde	Anfrage zur Integration einer LI	Identifikation eines mgl. Netzanschlusses (an HA)	Ermittelter potentieller Netzanschlusspunkt (an HA)
2	(1) DSO (2) EV-Kunde	Bewilligung der Integration LI	Ermittelter potentieller Netzanschlusspunkt (an HA)	Integration der IKT-fähigen LI und Messtechnik
3	(1) MSB (2) EV Pool	Laden eines EV	IKT-fähiges Messequipment und LI-Struktur muss eingebracht sein	Übermittlung der Messdaten (und Ladefahrpläne an den VNB-Simulator)
4	(1) DSO/VNB-Simulator (2) EV-Pool	Ermittlung des SZP	Gemessene Daten und übermittelte ex post Ladefahrpläne	SZP
5	(1) DSO/VNB-Simulator (2) EV-Pool	SZP-Anfrage durch den EV-Pools	Berechnung des SZP erfolgreich	Abruf des SZP durch EV-Pool erfolgreich
Abfolge „Normal“-Sequenz				
Schritt	**Ereignis**	**Beschreibung des Prozesses bzw. der Aktivität**	**Information des Erzeugers**	**Information des Empfängers**
1	LI Integration mgl?	siehe. LD No. 1	EV-Kunde	DSO
2	LI Integration → bewilligt	Integration LI an HA	DSO	EV-Kunde (evtl. Installateur)
3	Übermittlung der Ladefahrpläne (LFP)	Senden der LFP an DSO	EV-Pool	DSO
4	SZP Erstellung	Generierung des SZP für den Folgetag	DSO	DSO
5	SZP Anfrage	EV-Pool fordert mgl. SZP an	DSO	EV-Pool
Alternative, Fehler Behandlung, und/oder Wartung/Backup Szenario				
Schritt	**Ereignis**	**Beschreibung des Prozesses bzw. der Aktivität**	**Information des Erzeugers**	**Information des Empfängers**
1	LI Integration → nicht bewilligt	Keine Integration LI an HA	DSO	EV-Kunde (evtl. Installateur)

2	LI Integration → neu beweteren	Nächst mgl. Netzanschlusspunkt ermitteln	DSO	EV-Kunde

Allgemeines	**Relevante Normen**
Es ist notwendig für IKT-Fähigkeit hinsichtlich der LI'en zu sorgen um auf diesem Wege den Einhalt der geltenden Normen zu gewährleisten Die genaue Kenntnis über die Netztopologie ist ebenfalls notwendig. Der Algorithmus zur Generierung des SZP muss belastbar sein.	• IEC EN 61851-1 • ISO15118-1 2012, ISO15118-2 CD • VDE-AR-N 4102, 4105 • DIN-EN 50160

Tabelle 0.1: Beschreibung des "UC LLM 1" nach CEN-Standart.

Geltungsbereich und Zielvorgaben/Ziele des Anwendungsfalles	**Kurzbeschreibung**
Integration des LLM-Ansatzes in einem mit LI versetzten Verteilernetzstrang unter der Vorgabe eines zusätzlich installierten Trafos.	Im Dichteversuch werden die EV's in einer Tiefgarage oder auf einem Parkplatz über einen separaten Netzanschluss (Netzknoten) unter Zuhilfenahme eines eigens dafür installierten (extra) Trafos geladen. In dieser Struktur werden alle 10 LI angebunden und ermöglichen das 1-phasige Laden der EV's.

Ausführliche Beschreibung

Dieser UC betrachtet die mögliche Integration der PEV's in einem sehr lokalen Bereich (und zwar ab Netzanschlusspunkt unterhalb der ONS) und steht somit eine Instanz unter dem zuvor beschriebenen ÖLM.
Im Dichteversuch werden die PEV's in einer Tiefgarage oder auf einem dafür vorgesehenen Parkplatz über einen separaten Haus- bzw. Netzanschluss unter Zuhilfenahme eines eigens dafür installierten Trafos geladen. Dieser Trafo muss so gewählt werden dass er den netztechnischen Bedürfnissen dieses Use-Cases entspricht. Weiterhin werden in dieser Struktur alle notwendigen (10) Wallboxen mit angebunden. Der Trafo übernimmt die Funktion des Symmetrierers aufgrund seiner Bauart. Als Grenzen sind hier die geltenden Vorschriften des DSO's am Trafo sekundär und primärseitig einzuhalten. Desweitern gelten auch hier die Kriterien der Netzbetriebsführung im Verteilernetz. Um die Einhaltung der TAB Nord 2012, der VDE-AN-R 4105 und der DIN EN 50160 gewährleisten zu können bedarf es eines Monitorings am Trafo (oberspannungsseitig) und am Netzanschlusspunkt.
Die Gesamtkosten in dieser Betrachtung werden sich auch ca. 20000 € belaufen, wobei ca 5000 € für den Trafo und 15000 € für die ONS anfallen (heutiger Stand der Technik). Diese Investition müsste dann für jeden Anschluss getätigt werden, deshalb ist dieser Anwendungsfall kaum praxisrelevant.

Akteur Beschreibungen (Rollen laut DKE)	**Voraussetzungen**
• Hausanschluss [HA] • Ladeanschluss IEC61851 [LI] • Ortsnetzstation [ONS] • Verteilernetzbetreiber [DSO] • Fahrzeugnutzer [EVUser] • Elektrofahrzeug [EV]	• EV-Kunde(n) die eine entsprechende LI benötigen • Beantragung einer LI-Integration in ein bestehendes ON • DSO Monitoring durchführen

• Sonstige Lasten [LD] • Messtechnik/ -stellenbetreiber [MSB]	• Mess- bzw. Monitoring Equipment (IKT-fähig) • (IKT-fähige LI sollte existent sein → hier wird nicht IT-seitig gesteuert)

Ausführliche Beschreibung

Schritt	Primärer Akteur	Auslöseereignis	Vorbedingung	Ergebnis
1	(1) DSO (2) EV-Pool	Anfrage zur Integration einer LI	Identifikation eines mgl. Netzanschlusses im Verteilernetz unterhalb der ONS	Ermittelter potentieller Netzanschlusspunkt mit Trafobemessungsgröße im Verteilernetz
2	(1) DSO (2) EV-Pool	Bewilligung der LI Integration	Ermittlung eines potentiellen Netzanschlusspunkts im Verteilernetz	Erstellung des Netzanschlusses & Integration des notwendigen Trafos
3	(1) MSB (2) DSO	Einbringen der IKT-fähigen Monitoringsysteme	Netzanschluss und Trafo müssen vollständig installiert sein	Abgeschlossene Installation und Inbetriebnahme der Messeinheiten
4	(1) DSO (2) EV-Pool	Einbringen der LI	Gesamtinstallation aller notwendigen Betriebsmittel muss abgeschlossen sein	Integrierte LI's stehen den EVUsern vollumfänglich zur Verfügung

Abfolge „Normal"-Sequenz

Schritt	Ereignis	Beschreibung des Prozesses bzw. der Aktivität	Information des Erzeugers	Information des Empfängers
1	LI Integration mgl?	Kann eine LI an einem bestimmten lokalen Punkt im Verteilernetz installiert werden?	EV-Pool	DSO
2	Bewilligung LI	Integration LI an HA	DSO	EV-Pool
3	Trafo Bemessung	Dimensionierung des zusätzl. Notwendigen Trafos	DSO	EV-Pool
4	Trafo Anschluss	Installation des notwendigen Trafos	DSO	EV-Pool
5	Messtechnik Integration	Einbringen der Monitoringsysteme	DSO	MSB
6	LI Integration	Installation der LI Struktur	DSO	EV-Pool

Alternative, Fehler Behandlung, und/oder Wartung/Backup Szenario

Schritt	Ereignis	Beschreibung des Prozesses bzw. der Aktivität	Information des Erzeugers	Information des Empfängers
1	LI Integration → nicht bewilligt	Keine Integration der LI an Netzanschluss-punkt mgl.	DSO	EV-Pool
2	LI Integration → neu bewerten	Nächst mgl. Netzan-schlusspunkt ermit-teln	DSO	EV-Pool
3	Integration eines Trafos nicht mgl.	Eine Trafo Integra-tion ist netz- oder bauartbedingt unmgl.	DSO	EV-Pool

Allgemeines	Relevante Normen
• Es ist notwendig einen geeigneten Netz-anschluss zu finden/ zu ermitteln der den Kriterien einer Trafo-Neuintegration entspricht • Die genaue Kenntnis über die Netztopo-logie ist ebenfalls notwendig.	• IEC EN 61851-1 • ISO15118-1 2012, ISO15118-2 CD • VDE-AR-N 4102, 4105 • DIN-EN 50160

Tabelle 0.2: Beschreibung des "UC LLM 2" nach CEN-Standart.

Geltungsbereich und Zielvorgaben/Ziele des Anwendungsfalles	Kurzbeschreibung
Integration des LLM-Ansatzes in einem mit LI versetzten Verteilernetzstrang unter der Vor-gabe einer zusätzlich eingebrachten elektri-schen Symmetrierungskomponente (ESK).	Im Dichteversuch werden die EV‘s in einer Tiefgarage oder auf einem Park-platz über einen separaten Haus- bzw. Netzanschluss unter Zuhilfenahme ei-ner eigens dafür global installierten ESK geladen. In dieser Struktur wer-den alle 10 LI angebunden und ermög-lichen das 1-phasige Laden der EV‘s.

Ausführliche Beschreibung

Auch in diesem Anwendungsfall befindet sich der LLM-Ansatz an einem einzelnen lokalen Punkt eines Ortsnetzes. Dabei soll das elektrische Beladen der angedachten/zu erwarten-den EV‘s durch das Einbringen einer zusätzlichen ESK gewährleistet werden. Sie wird zwischen HA und LI geschalten. Dies ist notwendig um die zu erwartenden Asymmetrieen hinsichtlich der Spannungen und Ströme normgerecht zu begrenzen. Außerdem können so die aus Asymmetrie resultierenden Effekte durch die EV-Beladung auf das gesamte betroffene Verteilernetz stark minimiert werden. Somit ist ein reibungsloser Netzbetriebs-führung zu erwarten. Um die Einhaltung der TAB Nord 2012, der VDE-AN-R 4105 und der DIN EN 50160 gewährleisten zu können bedarf es eines Monitorings HA.
Die Gesamtkosten in dieser Betrachtung werden sich auch ca. 50000 bis 60000 € belau-fen nach heutigem Stand der Technik. Diese Investition müsste dann für das Einbringen einer jeder solch**er Struktur getätigt werden, deshalb ist dieser Anwendungsfall nicht praxisrelevant**.

Akteur Beschreibungen (Rollen laut DKE)	Voraussetzungen
• Hausanschluss [HA] • Ladeanschluss IEC61851 [LI] • Ortsnetzstation [ONS]	• EV-Kunde(n) die eine entsprechende LI benötigen

• Verteilernetzbetreiber [DSO] • Fahrzeugnutzer [EVUser] • Elektrofahrzeug [EV] • Sonstige Lasten [LD] • Messtechnik/ -stellenbetreiber [MSB]	• Beantragung einer LI-Integration in ein bestehendes ON • Verfügbarkeit der ESK • DSO Monitoring durchführen • Mess- bzw. Monitoring Equipment (IKT-fähig) • (IKT-fähige LI sollte existent sein → hier wird nicht IT-seitig gesteuert)

Ausführliche Beschreibung

Schritt	Primärer Akteur	Auslöseereignis	Vorbedingung	Ergebnis
1	(1) DSO (2) EV-Pool	Anfrage zur Integration einer LI	Identifikation eines mgl. Netzanschlusses im Verteilernetz unterhalb der ONS	Ermittelter potentieller Netzanschlusspunkt mit Trafobemessungsgröße im Verteilernetz
2	(1) DSO (2) EV-Pool	Bewilligung der LI Integration	Ermittlung eines potentiellen HA im Verteilernetz	Erstellung des HA & Integration des ESK
3	(1) MSB (2) DSO	Einbringen der IKT-fähigen Monitoringsysteme	HA und ESK müssen vollständig installiert sein	Abgeschlossene Installation und Inbetriebnahme der Messeinheiten
4	(1) DSO (2) EV-Pool	Einbringen der LI	Gesamtinstallation aller notwendigen Betriebsmittel muss abgeschlossen sein	Integrierte LI's stehen den EVUsern vollumfänglich zur Verfügung

Abfolge „Normal"-Sequenz

Schritt	Ereignis	Beschreibung des Prozesses bzw. der Aktivität	Information des Erzeugers	Information des Empfängers
1	LI Integration mgl?	Kann eine LI an einem bestimmten lokalen Punkt im Verteilernetz installiert werden?	EV-Pool	DSO
2	Bewilligung LI	Integration LI an HA	DSO	EV-Pool
3	Bemessung der ESK	Dimensionierung des zusätzl. notwendigen ESK	DSO	EV-Pool
4	Anschluss der ESK	Installation ESK	DSO	EV-Pool
5	Messtechnik Integration	Einbringen der Monitoringsysteme	DSO	MSB
6	LI Integration	Installation der LI Struktur am HA	DSO	EV-Pool

Alternative, Fehler Behandlung, und/oder Wartung/Backup Szenario				
Schritt	**Ereignis**	**Beschreibung des Prozesses bzw. der Aktivität**	**Information des Erzeugers**	**Information des Empfängers**
1	LI Integration → nicht bewilligt	Keine Integration der LI an HA mgl.	DSO	EV-Pool
2	LI Integration → neu bewerten	Nächst mgl. HA ermitteln	DSO	EV-Pool
3	ESK nicht integrierbar	ESK ist in die Topologie nicht integrierbar	DSO	EV-Pool

Allgemeines	Relevante Normen
• Es ist notwendig einen geeigneten HA zu finden/ zu ermitteln der den Kriterien einer LI-Integration entspricht und weiterhin das Einbinden einer ESK ermöglicht • Die genaue Kenntnis über die Netztopologie ist ebenfalls notwendig.	• IEC EN 61851-1 • ISO15118-1 2012, ISO15118-2 CD • VDE-AR-N 4102, 4105 • DIN-EN 50160

Tabelle 0.3: Beschreibung des "UC LLM 3" nach CEN-Standart.

Geltungsbereich und Zielvorgaben/Ziele des Anwendungsfalles	Kurzbeschreibung
Integration des LLM-Ansatzes in einem mit LI versetzten Verteilernetzstrang unter der Vorgabe einer zusätzlich eingebrachten analogen Symmetrierungskomponente (ASK) in jeder einzelnen LI-Komponente.	Im Dichteversuch werden die EV‘s in einer Tiefgarage oder auf einem Parkplatz über einen separaten Hausanschluss unter Zuhilfenahme von eigens dafür entwickelten ASK, welche in die LI-Komponenten integriert werden, geladen. In dieser Struktur werden alle LI angebunden und ermöglichen das 1-phasige Laden der EV‘s.

Ausführliche Beschreibung

Bei diesem Anwendungsfall befindet sich der LLM-Ansatz an einem einzelnen lokalen Punkt eines Verteilernetzes. Dabei soll das elektrische Beladen der zu erwartenden EV‘s durch das Einbringen von zusätzlichen ASK gewährleistet werden. Die ASK‘s werden in den zu verbauenden LI-Gesamtkomponenten ergänzt. Als Hauptbestandteil wird hier die Steinmetzschaltung gewählt. Die ASK‘s sind notwendig um die zu erwartenden Asymmetrien hinsichtlich der Spannungen und Ströme normgerecht zu begrenzen. Außerdem können so die aus Asymmetrie resultierenden Effekte durch die EV-Beladung auf das gesamte betroffene Verteilernetz stark minimiert werden. Somit ist ein reibungsloser Netzbetriebsführung zu erwarten. Um die Einhaltung der TAB Nord 2012, der VDE-AN-R 4105 und der DIN EN 50160 gewährleisten zu können bedarf es eines Monitorings HA.
Die Gesamtkosten in dieser Betrachtung werden sich auf ca. 40000 € belaufen (20000 € für die Entwicklung und 2000 € je ASK) nach heutigem Stand der Technik. Diese Investition müsste dann für das Einbringen einer jeder solcher Struktur getätigt werden, deshalb ist dieser Anwendungsfall nicht praxisrelevant.

Akteur Beschreibungen (Rollen laut DKE)	Voraussetzungen

• Hausanschluss [HA] • Ladeanschluss IEC61851 [LI] • Ortsnetzstation [ONS] • Verteilernetzbetreiber [DSO] • Fahrzeugnutzer [EVUser] • Elektrofahrzeug [EV] • Sonstige Lasten [LD] • Messtechnik/ -stellenbetreiber [MSB]	• EV-Kunde(n) die eine entsprechende LI benötigen • Beantragung einer LI-Integration in ein bestehendes ON • Erweiterung der LI-Komponenten um die ASK‘s • DSO Monitoring durchführen • Mess- bzw. Monitoring Equipment (IKT-fähig) • (IKT-fähige LI sollte existent sein → hier wird nicht IT-seitig gesteuert)

Ausführliche Beschreibung

Schritt	Primärer Akteur	Auslöseereignis	Vorbedingung	Ergebnis
1	(1) DSO (2) EV-Pool	Anfrage zur Integration einer LI	Identifikation eines mgl. HA im Verteilernetz	Ermittelter potentieller Netzanschlusspunkt (HA)
2	(1) DSO (2) EV-Pool	Bewilligung der LI Integration	Ermittlung eines potentiellen HA im Verteilernetz	Erstellung des HA oder vorhandener HA
3	(1) MSB (2) DSO	Einbringen der IKT-fähigen Monitoring-systeme	HA verfügbar sein	Abgeschlossene Installation und Inbetriebnahme der Messeinheiten
4	(1) DSO (2) EV-Pool	Einbringen der LI	Gesamtinstallation aller notwendigen Betriebsmittel (netzseitig) muss abgeschlossen sein	Installierte LI‘s mit den ASK‘s stehen den EVUsern vollumfänglich zur Verfügung

Abfolge „Normal“-Sequenz

Schritt	Ereignis	Beschreibung des Prozesses bzw. der Aktivität	Information des Erzeugers	Information des Empfängers
1	LI Integration mgl?	Kann eine LI an einem bestimmten HA im Verteilernetz installiert werden?	EV-Pool	DSO
2	Bewilligung LI	Vorbereitung der Integration LI an HA	DSO	EV-Pool
3	Bemessung der ASK	Dimensionierung der zusätzl. notwendigen ASK	DSO	EV-Pool
4	Integration der ASK	Installation ASK	DSO	EV-Pool
5	Messtechnik Integration	Einbringen der Monitoringsysteme	DSO	MSB

6	LI Integration	Installation der LI-Struktur am HA	DSO	EV-Pool
Alternative, Fehler Behandlung, und/oder Wartung/Backup Szenario				
Schritt	**Ereignis**	**Beschreibung des Prozesses bzw. der Aktivität**	**Information des Erzeugers**	**Information des Empfängers**
1	LI Integration → nicht bewilligt	Keine Integration der LI an HA mgl.	DSO	EV-Pool
2	LI Integration → neu bewerten	Nächst mgl. HA ermitteln	DSO	EV-Pool
3	ASK-Integration in LI nicht mgl.	Bauartbedingtes Integriern ist nicht mgl.	DSO	EV-Pool

Allgemeines	**Relevante Normen**
• Es ist notwendig einen geeigneten HA zu ermitteln der die Kriterien einer LI-Integration erfüllt und weiterhin das Einbinden der ASK ermöglicht • Die genaue Kenntnis über die Netztopologie ist ebenfalls notwendig. • Weiterhin ist eine Kenntnis der Bauart der LI-Komponenten notwendig.	• IEC EN 61851-1 • ISO15118-1 2012, ISO15118-2 CD • VDE-AR-N 4102, 4105 • DIN-EN 50160

Tabelle 0.4: Beschreibung des "UC LLM 4" nach CEN-Standart.

Geltungsbereich und Zielvorgaben/Ziele des Anwendungsfalles	**Kurzbeschreibung**
Integration des LLM-Ansatzes in einem mit LI versetzten Verteilernetzstrang unter der Vorgabe einer zusätzlich eingebrachten „Switching Charging Point"-Komponente (SCPK) in jeder einzelnen LI-Komponente.	Im Dichteversuch werden die EV's in einer Tiefgarage oder auf einem Parkplatz über einen separaten Hausanschluss unter Zuhilfenahme von eigens dafür entwickelten SCPK, welche in die LI-Komponenten integriert werden, geladen. In dieser Struktur werden alle LI angebunden und ermöglichen das 1-phasige Laden der EV's.

Ausführliche Beschreibung

Bei diesem Anwendungsfall befindet sich der LLM-Ansatz an einem einzelnen lokalen Punkt eines Verteilernetzes. Dabei soll das elektrische Beladen der zu erwartenden EV's durch das Einbringen von zusätzlichen SCPK gewährleistet werden. Die SCPK's werden in den zu verbauenden LI-Gesamtkomponenten ergänzt. Als Hauptbestandteil werden hier Bauteile gewählt die mit Hilfe einer Strommessung (am HA) eine Phasendetektion ermöglichen. Außerdem sind sie in der Lage automatisch die am schwächsten belastete Phase zu ermitteln und für die entsprechende Beladung zu wählen. Die SCPK's sind notwendig um die zu erwartenden Asymmetrien hinsichtlich der Spannungen und Ströme normgerecht zu begrenzen. Außerdem können so die aus Asymmetrie resultierenden Effekte durch die EV-Beladung auf das gesamte betroffene Verteilernetz stark minimiert werden. Somit ist ein reibungsloser Netzbetriebsführung zu erwarten. Um die Einhaltung der TAB Nord 2012, der VDE-AN-R 4105 und der DIN EN 50160 gewährleisten zu können bedarf es eines Monitorings HA.

Die Gesamtkosten in dieser Betrachtung werden sich auf ca. 40000 € belaufen (20000 € für die Entwicklung und 2000 € je ASK) nach heutigem Stand der Technik. Diese Investition müsste dann für das Einbringen einer jeder solcher Struktur getätigt werden, deshalb ist dieser Anwendungsfall nicht praxisrelevant.

Akteur Beschreibungen (Rollen laut DKE)	**Voraussetzungen**
• Hausanschluss [HA] • Ladeanschluss IEC61851 [LI] • Ortsnetzstation [ONS] • Verteilernetzbetreiber [DSO] • Fahrzeugnutzer [EVUser] • Elektrofahrzeug [EV] • Sonstige Lasten [LD] • Messtechnik/ -stellenbetreiber [MSB]	• EV-Kunde(n) die eine entsprechende LI benötigen • Beantragung einer LI-Integration in ein bestehendes ON • Erweiterung der LI-Komponenten um die SCPK‘s • DSO Monitoring durchführen • Mess- bzw. Monitoring Equipment (IKT-fähig) • (IKT-fähige LI sollte existent sein hier wird nicht IT-seitig gesteuert)

Ausführliche Beschreibung

Schritt	**Primärer Akteur**	**Auslöseereignis**	**Vorbedingung**	**Ergebnis**
1	(1) DSO (2) EV-Pool	Anfrage zur Integration einer LI	Identifikation eines mgl. HA im Verteilernetz	Ermittelter potentieller Netzanschlusspunkt (HA)
2	(1) DSO (2) EV-Pool	Bewilligung der LI Integration	Ermittlung eines potentiellen HA im Verteilernetz	Erstellung des HA oder vorhandener HA
3	(1) MSB (2) DSO	Einbringen der IKT-fähigen Monitoring-systeme	HA verfügbar sein	Abgeschlossene Installation und Inbetriebnahme der Messeinheiten
4	(1) DSO (2) EV-Pool	Einbringen der LI	Gesamtinstallation aller notwendigen Betriebsmittel (netzseitig) muss abgeschlossen sein	Installierte LI‘s mit den SCPK‘s
5	(1) DSO (2) MSB	Einbringen der Strommessung	Strommessung muss an die einzelnen LI-Komponenten koppelbar sein	Funktionstüchtige LI-Komponenten mit automatischer Phasendetektion stehen den E-VUsern vollumfänglich zur Verfügung

Abfolge „Normal“-Sequenz

Schritt	**Ereignis**	**Beschreibung des Prozesses bzw. der Aktivität**	**Information des Erzeugers**	**Information des Empfängers**
1	LI Integration mgl?	Kann eine LI an einem bestimmten HA	EV-Pool	DSO

		im Verteilernetz installiert werden?		
2	Bewilligung LI	Vorbereitung der Integration LI an HA	DSO	EV-Pool
3	Bemessung der SCPK	Dimensionierung der SCPK	DSO	EV-Pool
4	Integration der SCPK	Installation SCPK	DSO	EV-Pool
5	Messtechnik Integration	Einbringen der Monitoringsysteme und Strommessung	DSO	MSB
6	LI Integration	Installation der LI-Struktur am HA	DSO	EV-Pool
Alternative, Fehler Behandlung, und/oder Wartung/Backup Szenario				
Schritt	**Ereignis**	**Beschreibung des Prozesses bzw. der Aktivität**	**Information des Erzeugers**	**Information des Empfängers**
1	LI Integration → nicht bewilligt	Keine Integration der LI an HA mgl.	DSO	EV-Pool
2	LI Integration → neu bewerten	Nächst mgl. HA ermitteln	DSO	EV-Pool
3	SCPK-Integration in LI nicht mgl.	Bauartbedingtes integriern ist nicht mgl.	DSO	EV-Pool

Allgemeines	**Relevante Normen**
• Es ist notwendig einen geeigneten HA zu ermitteln der die Kriterien einer LI-Integration erfüllt und weiterhin das Einbinden der SCPK ermöglicht • Die genaue Kenntnis über die Netztopologie ist ebenfalls notwendig. • Weiterhin ist eine Kenntnis der Bauart der LI-Komponenten notwendig. • Die Strommessung am HA ist essentiell um die Hauptfunktionalität der Phasendetektion abbilden zu können.	• IEC EN 61851-1 • ISO15118-1 2012, ISO15118-2 CD • VDE-AR-N 4102, 4105 • DIN-EN 50160

Tabelle 0.5: Beschreibung des "UC LLM 5" nach CEN-Standart.

Geltungsbereich und Zielvorgaben/Ziele des Anwendungsfalles	**Kurzbeschreibung**
Integration des LLM-Ansatzes in einem mit LI versetzten Verteilernetzstrang unter der Vorgabe einer zusätzlich eingebrachten IKT-Lösung mit unterlagerten Software Algorithmen die eine Kommunikation jeder einzelnen LI-Komponente ermöglichen.	Im Dichteversuch werden die EV's in einer Tiefgarage oder auf einem Parkplatz über einen separaten Hausanschluss unter Zuhilfenahme eines eigens dafür entwickelten IKT-Systems (iLLMS), welches global neben den LI-Komponenten integriert wird, geladen.

	In dieser Struktur werden alle LI angebunden und ermöglichen ein optimiertes 1-phasiges Laden der EV's.

Ausführliche Beschreibung

Bei diesem Anwendungsfall befindet sich der LLM-Ansatz an einem einzelnen lokalen Punkt eines Verteilernetzes. Dabei soll das elektrische Beladen der zu erwartenden EV's durch das Einbringen eigens dafür entwickelten iLLMS gewährleistet werden. Dieses IKT-System wird zusätzlich neben der LI-Struktur integriert. Als Hauptbestandteil diese Systems werden eigene Software Algorithmen zum Einsatz kommen, die die Koordinierung der Ladevorgänge in optimierter Weise in jeder Belastungssituation vornehmen. Weiterhin werden auch hier die am schwächsten belasteten Phase ermittelt und für die entsprechende Beladung automatisch gewählt. Der Ansatz ist notwendig um die zu erwartenden Asymmetrien hinsichtlich der Spannungen und Ströme normgerecht zu begrenzen. Außerdem können so die aus Asymmetrie resultierenden Effekte durch die EV-Beladung auf das gesamte betroffene Verteilernetz stark minimiert werden. Somit ist ein reibungsloser Netzbetriebsführung zu erwarten. Um die Einhaltung der TAB Nord 2012, der VDE-AN-R 4105 und der DIN EN 50160 gewährleisten zu können bedarf es eines Monitorings HA. Die Gesamtkosten in dieser Betrachtung werden sich nach heutigem Stand der Technik auf ca. 2000 € belaufen. Diese Investition müsste dann für das Einbringen einer jeder solcher Struktur getätigt werden. Weiterhin ist das iLLMS aufgrund der integrierten und an den geforderten Bedarf angepassten Software-Algorithmen leicht bzw. ohne größeren Aufwand an neue Anforderungen, sowohl netzseitig als auch marktseitig, anpassbar . Damit ist dieser Anwendungsfall praxisrelevant.

Akteur Beschreibungen (Rollen laut DKE)	**Voraussetzungen**
• Hausanschluss [HA] • Ladeanschluss IEC61851 [LI] • Ortsnetzstation [ONS] • Verteilernetzbetreiber [DSO] • Fahrzeugnutzer [EVUser] • Elektrofahrzeug [EV] • Sonstige Lasten [LD] • Messtechnik/ -stellenbetreiber [MSB]	• EV-Kunde(n) die eine entsprechende LI benötigen • Beantragung einer LI-Integration in ein bestehendes ON • Erweiterung um ein iLLMS • DSO Monitoring durchführen • Mess- bzw. Monitoring Equipment (IKT-fähig) • (IKT-fähige LI sollte existent sein → hier wird nicht IT-seitig gesteuert)

Ausführliche Beschreibung

Schritt	Primärer Akteur	Auslöseereignis	Vorbedingung	Ergebnis
1	(1) DSO (2) EV-Pool	Anfrage zur Integration einer LI	Identifikation eines mgl. HA im Verteilernetz	Ermittelter potentieller Netzanschlusspunkt (HA)
2	(1) DSO (2) EV-Pool	Bewilligung der LI Integration	Ermittlung eines potentiellen HA im Verteilernetz	Erstellung des HA oder vorhandener HA
3	(1) MSB (2) DSO	Einbringen der IKT-fähigen Monitoring-systeme	HA verfügbar sein	Abgeschlossene Installation und Inbetriebnahme der Messeinheiten
4	(1) DSO (2) EV-Pool	Einbringen der LI	Gesamtinstallation aller notwendigen Betriebsmittel	Installierte LI's

			(netzseitig) muss abgeschlossen sein	
5	(1) DSO (2) MSB	Einbringen der Strommessung	Strommessung muss an das iL-LMS koppelbar sein	Funktionstüchtige LI-Komponenten stehen den E-VUsern vollumfänglich zur Verfügung
6	(1) DSO (2) EV-Pool	Integration des iL-LMS	Funktionierendes iLLMS	Funktionstüchtige LI-Komponenten mit integriertem LLM stehen den E-VUsern vollumfänglich zur Verfügung
Abfolge „Normal“-Sequenz				
Schritt	**Ereignis**	**Beschreibung des Prozesses bzw. der Aktivität**	**Information des Erzeugers**	**Information des Empfängers**
1	LI Integration mgl?	Kann eine LI an einem bestimmten HA im Verteilernetz installiert werden?	EV-Pool	DSO
2	Bewilligung LI	Vorbereitung der Integration LI an HA	DSO	EV-Pool
3	Spezifikation iL-LMS	Erstellung des iL-LMS	DSO	EV-Pool
4	Integration der iLLMS	Installation des iL-LMS	DSO	EV-Pool
5	Messtechnik Integration	Einbringen der Monitoringsysteme und Strommessung	DSO	MSB
6	LI Integration	Installation der LI-Struktur am HA	DSO	EV-Pool
7	Kopplung der Gesamtinfrastruktur	Kopplung der Systeme untereinander (iLLMS, LI und Messdaten)	DSO	EV-Pool
Alternative, Fehler Behandlung, und/oder Wartung/Backup Szenario				
Schritt	**Ereignis**	**Beschreibung des Prozesses bzw. der Aktivität**	**Information des Erzeugers**	**Information des Empfängers**
1	LI Integration → nicht bewilligt	Keine Integration der LI an HA mgl.	DSO	EV-Pool
2	LI Integration → neu bewerten	Nächst mgl. HA ermitteln	DSO	EV-Pool

3	iLLMS Integration nicht mgl.	iLLMS Integrierung ist nicht mgl./ software-seitiges Steuern nicht mgl.	DSO	EV-Pool

Allgemeines	**Relevante Normen**
• Es ist notwendig einen geeigneten HA zu ermitteln der die Kriterien einer LI-Integration erfüllt und weiterhin die Installation eines iLLMS ermöglicht • Die genaue Kenntnis über die Netztopologie ist ebenfalls notwendig. • Weiterhin ist eine Kenntnis der Bauart der LI-Komponenten notwendig. • Eine Strommessung am HA ist ebenfalls notwendig um die Hauptfunktionalität der Phasen-optimalen EV-Beladung abbilden zu können.	• IEC EN 61851-1 • ISO15118-1 2012, ISO15118-2 CD • VDE-AR-N 4102, 4105 • DIN-EN 50160

Tabelle 0.6: Beschreibung des "UC LLM 6" nach CEN-Standart.

Geltungsbereich und Zielvorgaben/Ziele des Anwendungsfalles	**Kurzbeschreibung**
Integration des LLM-Ansatzes in einem mit LI versetzten Verteilernetzstrang unter der Vorgabe der 3-phasigen Ladung.	Im Dichteversuch werden die EV‘s in einer Tiefgarage oder auf einem Parkplatz über einen separaten Hausanschluss geladen. In dieser Struktur werden alle LI angebunden und ermöglichen das 3-phasiges Laden der EV‘s.

Ausführliche Beschreibung

Bei diesem Anwendungsfall befindet sich der LLM-Ansatz an einem einzelnen lokalen Punkt eines Verteilernetzes. Dabei soll das elektrische Beladen der zu erwartenden EV‘s durch das Einbringen einer 3-phasigen LI-Struktur gewährleistet werden. Der Ansatz ist notwendig/sinnvoll um die zu erwartenden Asymmetrien hinsichtlich der Spannungen und Ströme normgerecht zu begrenzen. Außerdem können so die aus Asymmetrie resultierenden Effekte durch die EV-Beladung auf das gesamte betroffene Verteilernetz stark minimiert werden. Somit ist ein reibungsloser Netzbetriebsführung zu erwarten. Um die Einhaltung der TAB Nord 2012, der VDE-AN-R 4105 und der DIN EN 50160 gewährleisten zu können bedarf es eines Monitorings HA.
Die Gesamtkosten in dieser Betrachtung werden sich nach heutigem Stand der Technik auf ca. 2000 € belaufen. Diese Investition müsste dann für das Einbringen einer jeder solcher Struktur getätigt werden. Weiterhin ist aufgrund der Vorgabe der netzseitigen 3-Phasigkeit eine Umrüstung der Fahrzeuge auf den 3-phasigen Betrieb notwendig. Durch die 3-Phasigkeit ist der Anwendungsfall praxisrelevant und am realistischsten.

Akteur Beschreibungen (Rollen laut DKE)	**Voraussetzungen**
• Hausanschluss [HA] • Ladeanschluss IEC61851 [LI] • Ortsnetzstation [ONS] • Verteilernetzbetreiber [DSO] • Fahrzeugnutzer [EVUser] • Elektrofahrzeug [EV] • Sonstige Lasten [LD]	• EV-Kunde(n) die eine entsprechende LI benötigen • Beantragung einer 3-phasigen LI-Integration in ein bestehendes ON • Erweiterung der EV‘s um die 3-phasige Beladung • DSO Monitoring durchführen

• Messtechnik/ -stellenbetreiber [MSB]	• Mess- bzw. Monitoring Equipment (IKT-fähig) • (IKT-fähige LI sollte existent sein → hier wird nicht IT-seitig gesteuert)

Ausführliche Beschreibung

Schritt	Primärer Akteur	Auslöseereignis	Vorbedingung	Ergebnis
1	(1) DSO (2) EV-Pool	Anfrage zur Integration einer LI	Identifikation eines mgl. HA im Verteilernetz	Ermittelter potentieller Netzanschlusspunkt (HA)
2	(1) DSO (2) EV-Pool	Bewilligung der LI Integration	Ermittlung eines potentiellen HA im Verteilernetz	Erstellung des HA oder vorhandener HA
3	(1) MSB (2) DSO	Einbringen der IKT-fähigen Monitoring-systeme	HA verfügbar sein	Abgeschlossene Installation und Inbetriebnahme der Messeinheiten
4	(1) DSO (2) EV-Pool	Einbringen der LI	Gesamtinstallation aller notwendigen Betriebsmittel (netzseitig) muss abgeschlossen sein	Installierte LI's

Abfolge „Normal"-Sequenz

Schritt	Ereignis	Beschreibung des Prozesses bzw. der Aktivität	Information des Erzeugers	Information des Empfängers
1	LI Integration mgl?	Kann eine LI an einem bestimmten HA im Verteilernetz installiert werden?	EV-Pool	DSO
2	Bewilligung LI	Vorbereitung der Integration LI an HA	DSO	EV-Pool
3	Messtechnik Integration	Einbringen der Monitoringsysteme und Strommessung	DSO	MSB
4	LI Integration	Installation der LI-Struktur am HA	DSO	EV-Pool
5	Nachrüstung der EV's	Nachrüstung der EV's um die Möglichkeit der 3-phasigen Beladung	DSO	EV-Pool / EV-OEM

Alternative, Fehler Behandlung, und/oder Wartung/Backup Szenario

Schritt	Ereignis	Beschreibung des Prozesses bzw. der Aktivität	Information des Erzeugers	Information des Empfängers

1	LI Integration → nicht bewilligt	Keine Integration der LI an HA mgl.	DSO	EV-Pool
2	LI Integration → neu bewerten	Nächst mgl. HA ermitteln	DSO	EV-Pool

Allgemeines	**Relevante Normen**
• Es ist notwendig einen geeigneten HA zu ermitteln der die Kriterien einer 3-phasigen LI-Integration erfüllt. • Die genaue Kenntnis über die Netztopologie ist ebenfalls notwendig.	• IEC EN 61851-1 • ISO15118-1 2012, ISO15118-2 CD • VDE-AR-N 4102, 4105 • DIN-EN 50160

Tabelle 0.7: Beschreibung des "UC LLM 7" nach CEN-Standart.

Geltungsbereich und Zielvorgaben/Ziele des Anwendungsfalles	**Kurzbeschreibung**
Integration des LLM-Ansatzes in einem mit LI versetzten Verteilernetzstrang unter der Vorgabe einer zusätzlich eingebrachten „DC"-Komponente (DCK) in jeder einzelnen LI-Komponente.	Im Dichteversuch werden die EV's in einer Tiefgarage oder auf einem Parkplatz über einen separaten Hausanschluss unter Zuhilfenahme von eigens dafür entwickelten DCK, welche in die 3-phasigen LI-Komponenten integriert werden, geladen. In dieser Struktur werden alle LI angebunden und ermöglichen das DC Laden der EV's.

Ausführliche Beschreibung

Bei diesem Anwendungsfall befindet sich der LLM-Ansatz an einem einzelnen lokalen Punkt eines Verteilernetzes. Dabei soll das elektrische Beladen der zu erwartenden EV's durch das Einbringen von zusätzlichen DCK gewährleistet werden. Die DCK's werden in den zu verbauenden 3-phasigen LI-Gesamtkomponenten ergänzt. Die DCK's sind notwendig um die zu erwartenden Asymmetrieen hinsichtlich der Spannungen und Ströme normgerecht zu begrenzen. Außerdem können so die aus Asymmetrie resultierenden Effekte durch die EV-Beladung auf das gesamte betroffene Verteilernetz stark minimiert werden. Somit ist ein reibungsloser Netzbetriebsführung zu erwarten. Um die Einhaltung der TAB Nord 2012, der VDE-AN-R 4105 und der DIN EN 50160 gewährleisten zu können bedarf es eines Monitorings HA.
Die Gesamtkosten in dieser Betrachtung werden sich auf ca. … € belaufen (… € für die Entwicklung und … € je ASK) nach heutigem Stand der Technik. Diese Investition müsste dann für das Einbringen einer jeder solcher Struktur getätigt werden, deshalb ist dieser Anwendungsfall nicht praxisrelevant.

Akteur Beschreibungen (Rollen laut DKE)	**Voraussetzungen**
• Hausanschluss [HA] • Ladeanschluss IEC61851 [LI] • Ortsnetzstation [ONS] • Verteilernetzbetreiber [DSO] • Fahrzeugnutzer [EVUser] • Elektrofahrzeug [EV] • Sonstige Lasten [LD] • Messtechnik/ -stellenbetreiber [MSB]	• EV-Kunde(n) die eine entsprechende LI benötigen • Beantragung einer LI-Integration in ein bestehendes ON • Erweiterung um DCK's • DSO Monitoring durchführen • Mess- bzw. Monitoring Equipment (IKT-fähig) • (IKT-fähige LI sollte existent sein → hier wird nicht IT-seitig gesteuert)

Ausführliche Beschreibung				
Schritt	**Primärer Akteur**	**Auslöseereignis**	**Vorbedingung**	**Ergebnis**
1	(1) DSO (2) EV-Pool	Anfrage zur Integration einer LI	Identifikation eines mgl. HA im Verteilernetz	Ermittelter potentieller Netzanschlusspunkt (HA)
2	(1) DSO (2) EV-Pool	Bewilligung der LI Integration	Ermittlung eines potentiellen HA im Verteilernetz	Erstellung des HA oder vorhandener HA
3	(1) MSB (2) DSO	Einbringen der IKT-fähigen Monitoringsysteme	HA verfügbar sein	Abgeschlossene Installation und Inbetriebnahme der Messeinheiten
4	(1) EV-Pool (2) DSO	Installation der DCK‘s	LI-Gesamtkomponeneten müssen vorhanden und umrüstbarsein sein	DC-ladefähige LI‘s
5	(1) DSO (2) EV-Pool	Einbringen der LI	Gesamtinstallation aller notwendigen Betriebsmittel (netzseitig) muss abgeschlossen sein	Installierte LI‘s
Abfolge „Normal“-Sequenz				
Schritt	**Ereignis**	**Beschreibung des Prozesses bzw. der Aktivität**	**Information des Erzeugers**	**Information des Empfängers**
1	LI Integration mgl?	Kann eine LI an einem bestimmten HA im Verteilernetz installiert werden?	EV-Pool	DSO
2	Bewilligung LI	Vorbereitung der Integration LI an HA	DSO	EV-Pool
3	Spezifikation DCK	Erstellung der DCK‘s	DSO	EV-Pool
4	Integration der DCK	Installation der DCK‘s in den LI‘s	DSO	EV-Pool
5	Messtechnik Integration	Einbringen der Monitoringsysteme und Strommessung	DSO	MSB
6	LI Integration	Installation der LI-Struktur am HA	DSO	EV-Pool
Alternative, Fehler Behandlung, und/oder Wartung/Backup Szenario				
Schritt	**Ereignis**	**Beschreibung des Prozesses bzw. der Aktivität**	**Information des Erzeugers**	**Information des Empfängers**

1	LI Integration → nicht bewilligt	Keine Integration der LI an HA mgl.	DSO	EV-Pool
2	LI Integration → neu bewerten	Nächst mgl. HA ermitteln	DSO	EV-Pool
3	DCK Integration nicht mgl.	DCK Integrierung ist nicht mgl.	DSO	EV-Pool

Allgemeines	**Relevante Normen**
• Es ist notwendig einen geeigneten HA zu ermitteln der die Kriterien einer 3-phasigen LI-Integration erfüllt und weiterhin die DCK-Erweiterung ermöglicht. • Die genaue Kenntnis über die Netztopologie ist ebenfalls notwendig. • Weiterhin ist eine Kenntnis der Bauart der LI-Komponenten notwendig.	• IEC EN 61851-1 • ISO15118-1 2012, ISO15118-2 CD • VDE-AR-N 4102, 4105 • DIN-EN 50160

Tabelle 0.8: Beschreibung des "UC LLM 8" nach CEN-Standart.

Geltungsbereich und Zielvorgaben/Ziele des Anwendungsfalles	**Kurzbeschreibung**
Integration des LLM-Ansatzes in einem mit LI versetzten Verteilernetzstrang unter der Vorgabe einer zusätzlich eingebrachten „globalen DC“-Komponente (gDCK) unterhalb des HA.	Im Dichteversuch werden die EV‘s in einer Tiefgarage oder auf einem Parkplatz über einen separaten Hausanschluss unter Zuhilfenahme von eigens dafür entwickelten gDCK geladen. In dieser Struktur werden alle DC-LI angebunden und ermöglichen das DC Laden der EV‘s.

Ausführliche Beschreibung

Bei diesem Anwendungsfall befindet sich der LLM-Ansatz an einem einzelnen lokalen Punkt eines Verteilernetzes. Dabei soll das elektrische Beladen der zu erwartenden EV‘s durch das Einbringen von zusätzlichen gDCK gewährleistet werden. Die gDCK wird im Verteilernetz unterhalb des gewählten/festgelegten HA‘s ergänzt. Die gDCK ist notwendig um die zu erwartenden Asymmetrieen hinsichtlich der Spannungen und Ströme normgerecht zu begrenzen. Außerdem können so die aus Asymmetrie resultierenden Effekte durch die EV-Beladung auf das gesamte betroffene Verteilernetz stark minimiert werden. Somit ist ein reibungsloser Netzbetriebsführung zu erwarten. Um die Einhaltung der TAB Nord 2012, der VDE-AN-R 4105 und der DIN EN 50160 gewährleisten zu können bedarf es eines Monitorings HA.
Die Gesamtkosten in dieser Betrachtung werden sich auf ca. … € belaufen (… € für die Entwicklung und … € je ASK) nach heutigem Stand der Technik. Diese Investition müsste dann für das Einbringen einer jeder solcher Struktur getätigt werden, deshalb ist dieser Anwendungsfall nicht praxisrelevant.

Akteur Beschreibungen (Rollen laut DKE)	**Voraussetzungen**
• Hausanschluss [HA] • Ladeanschluss IEC61851 [LI] • Ortsnetzstation [ONS] • Verteilernetzbetreiber [DSO] • Fahrzeugnutzer [EVUser] • Elektrofahrzeug [EV] • Sonstige Lasten [LD]	• EV-Kunde(n) die eine entsprechende LI benötigen • Beantragung einer LI-Integration in ein bestehendes ON • Erweiterung um eine gDCK • DSO Monitoring durchführen

• Messtechnik/ -stellenbetreiber [MSB]	• Mess- bzw. Monitoring Equipment (IKT-fähig) • (IKT-fähige LI sollte existent sein → hier wird nicht IT-seitig gesteuert)

Ausführliche Beschreibung

Schritt	Primärer Akteur	Auslöseereignis	Vorbedingung	Ergebnis
1	(1) DSO (2) EV-Pool	Anfrage zur Integration einer LI	Identifikation eines mgl. HA im Verteilernetz	Ermittelter potentieller Netzanschlusspunkt (HA)
2	(1) DSO (2) EV-Pool	Bewilligung der LI Integration	Ermittlung eines potentiellen HA im Verteilernetz	Erstellung des HA oder vorhandener HA
3	(1) MSB (2) DSO	Einbringen der IKT-fähigen Monitoring-systeme	HA verfügbar sein	Abgeschlossene Installation und Inbetriebnahme der Messeinheiten
4	(1) EV-Pool (2) DSO	Installation der gDCK‘s	HA muss bekannt und umrüstbarsein sein	DC-Anschluss für die DC-LI‘s
5	(1) DSO (2) EV-Pool	Einbringen der LI	Gesamtinstallation aller notwendigen Betriebsmittel (netzseitig) muss abgeschlossen sein	Installierte LI‘s

Abfolge „Normal“-Sequenz

Schritt	Ereignis	Beschreibung des Prozesses bzw. der Aktivität	Information des Erzeugers	Information des Empfängers
1	LI Integration mgl?	Kann eine LI an einem bestimmten HA im Verteilernetz installiert werden?	EV-Pool	DSO
2	Bewilligung LI	Vorbereitung der Integration LI an HA	DSO	EV-Pool
3	Spezifikation gDCK	Erstellung der gDCK	DSO	EV-Pool
4	Integration der gDCK	Installation der gDCK	DSO	EV-Pool
5	Messtechnik Integration	Einbringen der Monitoringsysteme und Strommessung	DSO	MSB
6	LI Integration	Installation der DC-LI-Struktur am HA	DSO	EV-Pool

Alternative, Fehler Behandlung, und/oder Wartung/Backup Szenario

Schritt	Ereignis	Beschreibung des Prozesses bzw. der Aktivität	Information des Erzeugers	Information des Empfängers
1	LI Integration → nicht bewilligt	Keine Integration der LI an HA mgl.	DSO	EV-Pool
2	LI Integration → neu bewerten	Nächst mgl. HA ermitteln	DSO	EV-Pool
3	gDCK Integration nicht mgl.	gDCK Integrierung ist nicht mgl.	DSO	EV-Pool

Allgemeines	Relevante Normen
• Es ist notwendig einen geeigneten HA zu ermitteln der die Kriterien einer DC-LI-Integration erfüllt und weiterhin die gDCK-Erweiterung ermöglicht. • Die genaue Kenntnis über die Netztopologie ist ebenfalls notwendig. • Weiterhin ist eine Kenntnis der Bauart der LI-Komponenten notwendig.	• IEC EN 61851-1 • ISO15118-1 2012, ISO15118-2 CD • VDE-AR-N 4102, 4105 • DIN-EN 50160

Anhang D: Simulationsergebnisse der EV-Netzintegrations-betrachtungen

Tabelle 0.9: Durch die MC-Simulation ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos ohne Berücksichtigung des Schieflastkriteriums.

Referenzverteilernetz	P(N)	Laden: 1ph						Laden: 3ph			
		S = 3.7 kVA		S = 7.4 kVA		S = 13.9 kVA		S = 11.1 kVA		S = 22.2 kVA	
		Ohne RONT	Mit RONT	Ohne RONT	Mit RONT	Ohne RONT	Mit RONT	Ohne RONT	Mit RONT	Ohne RONT	Mit RONT
RG_BB01_Avg-Load	N0%	0	0	0	0	26	19	0	0	13	11
RG_BB01_Avg-Load_RONT	N30%	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	19	19
	N100%	36	36	36	36	36	36	36	36	21	19
RG_BB01_High Load	N0%	0	0	0	0	17	15	27	26	8	8
RG_BB01_High Load_RONT	N30%	NaN	NaN	NaN	NaN	34	34	31	29	15	15
	N100%	36	36	36	36	36	36	34	29	17	15
RG_BB01_Low-Load	N0%	0	0	0	0	0	34	0	0	16	16
RG_BB01_Low-Load_RONT	N30%	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	NaN	23	23
	N100%	36	36	36	36	36	36	36	36	26	24
RG_L01_Avg-Load	N0%	0	3	0	1	0	1	1	8	0	2
RG_L01_Avg-Load_RONT	N30%	1	16	1	11	1	5	3	10	1	5
	N100%	10	20	10	20	5	13	6	10	3	5
RG_L01_High-Load	N0%	0	2	0	1	0	1	0	5	0	2
RG_L01_High-Load_RONT	N30%	1	14	1	9	1	4	1	7	1	4
	N100%	5	20	4	16	1	10	3	7	2	4
RG_L01_Low-Load	N0%	0	4	0	2	0	1	1	10	0	3
RG_L01_Low-Load_RONT	N30%	3	20	2	13	1	5	5	12	2	6
	N100%	16	20	13	20	7	17	9	12	6	6
RG_L02_Avg-Load	N0%	63	57	50	44	28	26	27	24	13	12
RG_L02_Avg-Load_RONT	N30%	76	68	58	52	36	32	28	25	14	13
	N100%	83	74	65	59	41	37	28	25	14	13
RG_L02_High-Load	N0%	49	42	36	31	20	18	20	17	10	8
RG_L02_High-Load_RONT	N30%	57	49	44	38	27	23	21	18	11	9
	N100%	64	55	50	43	31	28	21	18	11	9
RG_L02_Low-Load	N0%	64	58	49	43	29	26	26	24	13	11

RG_L02_Low-Load_RONT	**N30%**	74	67	57	51	35	31	27	25	14	12
	N100%	82	73	64	58	40	37	27	25	14	12
RG_L03_Avg-Load	**N0%**	102	68	78	51	40	28	38	28	18	13
RG_L03_Avg-Load_RONT	**N30%**	114	84	88	64	54	38	40	31	20	16
	N100%	124	95	96	74	61	47	41	32	21	16
RG_L03_High-Load	**N0%**	23	1	17	0	10	0	10	0	4	0
RG_L03_High-Load_RONT	**N30%**	30	2	23	1	14	1	11	1	6	1
	N100%	34	2	27	1	17	1	12	1	6	1
RG_L03_Low-Load	**N0%**	185	153	141	119	83	72	66	54	32	27
RG_L03_Low-Load_RONT	**N30%**	197	168	153	131	95	81	69	58	34	29
	N100%	210	184	165	143	104	91	70	61	35	31
RG_SB02_Avg-Load	**N0%**	108	94	82	73	47	43	41	37	20	18
RG_SB02_Avg-Load_RONT	**N30%**	119	107	91	83	56	51	42	38	21	19
	N100%	128	115	100	91	64	57	42	38	21	19
RG_SB02_High-Load	**N0%**	80	67	59	50	34	28	31	27	15	13
RG_SB02_High-Load_RONT	**N30%**	90	76	69	59	42	36	32	28	16	14
	N100%	97	83	76	65	49	41	32	28	16	14
RG_SB02_Low-Load	**N0%**	130	125	103	93	61	57	51	47	25	23
RG_SB02_Low-Load_RONT	**N30%**	148	136	115	106	70	65	52	48	26	24
	N100%	158	146	124	114	78	72	52	48	26	24
RG_SB01_Avg-Load	**N0%**	51	53	26	32	16	12	19	20	7	7
RG_SB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	73	75	56	53	30	29	30	30	14	13
	N100%	100	92	77	72	46	45	35	31	17	16
RG_SB01_High-Load	**N0%**	28	23	15	15	5	7	9	10	3	3
RG_SB01_High-Load_RONT	**N30%**	42	40	31	30	16	16	18	17	8	8
	N100%	60	49	47	38	29	25	21	17	11	9
RG_SB01_Low-Load	**N0%**	78	83	58	59	29	25	31	30	11	10
RG_SB01_Low-Load_RONT	**N30%**	109	109	76	80	43	46	42	42	19	19
	N100%	138	133	102	102	65	65	48	44	24	22

Tabelle 0.10: Ladeleistung S in Summe bezogen auf die ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos [kVA] ohne Berücksichtigung des Schieflastkriteriums.

Referenzverteilernetz	**P(N)**	**Laden: 1ph**						**Laden: 3ph**			
		S = 3.7 kVA		**S = 7.4 kVA**		**S = 13.9 kVA**		**S = 11.1 kVA**		**S = 22.2 kVA**	
		Ohne	**Mit**	**Ohne**	**Mit**	**Ohne**	**Mit**	**Ohne**	**Mit**	**Ohne**	**Mit**

		RONT	RONT	RONT	RONT	RONT	RONT	RONT	RONT	RONT	RONT
RG_BB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	192,4	140,6	0	0	288,6	244,2
RG_BB01_Avg-Load_RONT	**N30%**									421,8	421,8
	N100%	133,2	133,2	165,6	165,6	266,4	266,4	399,6	399,6	466,2	421,8
RG_BB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	125,8	111	299,7	288,6	177,6	177,6
RG_BB01_High-Load_RONT	**N30%**					251,6	251,6	344,1	321,9	333	333
	N100%	133,2	133,2	165,6	165,6	266,4	266,4	377,4	321,9	377,4	333
RG_BB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	251,6	0	0	355,2	355,2
RG_BB01_Low-Load_RONT	**N30%**									510,6	510,6
	N100%	133,2	133,2	165,6	165,6	266,4	266,4	399,6	399,6	577,2	532,8
RG_L01_Avg-Load	**N0%**	0	11,1	0	4,6	0	7,4	11,1	88,8	0	44,4
RG_L01_Avg-Load_RONT	**N30%**	3,7	59,2	4,6	50,6	7,4	37	33,3	111	22,2	111
	N100%	37	74	46	92	37	96,2	66,6	111	66,6	111
RG_L01_High-Load	**N0%**	0	7,4	0	4,6	0	7,4	0	55,5	0	44,4
RG_L01_High-Load_RONT	**N30%**	3,7	51,8	4,6	41,4	7,4	29,6	11,1	77,7	22,2	88,8
	N100%	18,5	74	18,4	73,6	7,4	74	33,3	77,7	44,4	88,8
RG_L01_Low-Load	**N0%**	0	14,8	0	9,2	0	7,4	11,1	111	0	66,6
RG_L01_Low-Load_RONT	**N30%**	11,1	74	9,2	59,8	7,4	37	55,5	133,2	44,4	133,2
	N100%	59,2	74	59,8	92	51,8	125,8	99,9	133,2	133,2	133,2
RG_L02_Avg-Load	**N0%**	233,1	210,9	230	202,4	207,2	192,4	299,7	266,4	288,6	266,4
RG_L02_Avg-Load_RONT	**N30%**	281,2	251,6	266,8	239,2	266,4	236,8	310,8	277,5	310,8	288,6
	N100%	307,1	273,8	299	271,4	303,4	273,8	310,8	277,5	310,8	288,6
RG_L02_High-Load	**N0%**	181,3	155,4	165,6	142,6	148	133,2	222	188,7	222	177,6
RG_L02_High-Load_RONT	**N30%**	210,9	181,3	202,4	174,8	199,8	170,2	233,1	199,8	244,2	199,8
	N100%	236,8	203,5	230	197,8	229,4	207,2	233,1	199,8	244,2	199,8
RG_L02_Low-Load	**N0%**	236,8	214,6	225,4	197,8	214,6	192,4	288,6	266,4	288,6	244,2
RG_L02_Low-Load_RONT	**N30%**	273,8	247,9	262,2	234,6	259	229,4	299,7	277,5	310,8	266,4
	N100%	303,4	270,1	294,4	266,8	296	273,8	299,7	277,5	310,8	266,4
RG_L03_Avg-Load	**N0%**	377,4	251,6	358,8	234,6	296	207,2	421,8	310,8	399,6	288,6
RG_L03_Avg-Load_RONT	**N30%**	421,8	310,8	404,8	294,4	399,6	281,2	444	344,1	444	355,2
	N100%	458,8	351,5	441,6	340,4	451,4	347,8	455,1	355,2	466,2	355,2

RG_L03_High-Load	**N0%**	85,1	3,7	78,2	0	74	0	111	0	88,8	0
RG_L03_High-Load_RONT	**N30%**	111	7,4	105,8	4,6	103,6	7,4	122,1	11,1	133,2	22,2
	N100%	125,8	7,4	124,2	4,6	125,8	7,4	133,2	11,1	133,2	22,2
RG_L03_Low-Load	**N0%**	684,5	566,1	648,6	547,4	614,2	532,8	732,6	599,4	710,4	599,4
RG_L03_Low-Load_RONT	**N30%**	728,9	621,6	703,8	602,6	703	599,4	765,9	643,8	754,8	643,8
	N100%	777	680,8	759	657,8	769,6	673,4	777	677,1	777	688,2
RG_SB02_Avg-Load	**N0%**	399,6	347,8	377,2	335,8	347,8	318,2	455,1	410,7	444	399,6
RG_SB02_Avg-Load_RONT	**N30%**	440,3	395,9	418,6	381,8	414,4	377,4	466,2	421,8	466,2	421,8
	N100%	473,6	425,5	460	418,6	473,6	421,8	466,2	421,8	466,2	421,8
RG_SB02_High-Load	**N0%**	296	247,9	271,4	230	251,6	207,2	344,1	299,7	333	288,6
RG_SB02_High-Load_RONT	**N30%**	333	281,2	317,4	271,4	310,8	266,4	355,2	310,8	355,2	310,8
	N100%	358,9	307,1	349,6	299	362,6	303,4	355,2	310,8	355,2	310,8
RG_SB02_Low-Load	**N0%**	481	462,5	473,8	427,8	451,4	421,8	566,1	521,7	555	510,6
RG_SB02_Low-Load_RONT	**N30%**	547,6	503,2	529	487,6	518	481	577,2	532,8	577,2	532,8
	N100%	584,6	540,2	570,4	524,4	577,2	532,8	577,2	532,8	577,2	532,8
RG_SB01_Avg-Load	**N0%**	188,7	196,1	119,6	147,2	118,4	88,8	210,9	222	155,4	155,4
RG_SB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	270,1	277,5	257,6	243,8	222	214,6	333	333	310,8	288,6
	N100%	370	340,4	354,2	331,2	340,4	333	388,5	344,1	377,4	355,2
RG_SB01_High-Load	**N0%**	103,6	85,1	69	69	37	51,8	99,9	111	66,6	66,6
RG_SB01_High-Load_RONT	**N30%**	155,4	148	142,6	138	118,4	118,4	199,8	188,7	177,6	177,6
	N100%	222	181,3	216,2	174,8	214,6	185	233,1	188,7	244,2	199,8
RG_SB01_Low-Load	**N0%**	288,6	307,1	266,8	271,4	214,6	185	344,1	333	244,2	222
RG_SB01_Low-Load_RONT	**N30%**	403,3	403,3	349,6	368	318,2	340,4	466,2	466,2	421,8	421,8
	N100%	510,6	492,1	469,2	469,2	481	481	532,8	488,4	532,8	488,4

Tabelle 0.11: Durch die MC-Simulation ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos mit Berücksichtigung der Schieflast nach VDE-AR-N 4105.

Referenzverteilernetz	**P(N)**	**Laden: 1ph**						**Laden: 3ph**			
		S = 3.7 kVA		**S = 7.4 kVA**		**S = 13.9 kVA**		**S = 11.1 kVA**		**S = 22.2 kVA**	
		Ohne RONT	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**
RG_BB01_Avg-Load	**N0%**	1	1	1	1	0	0	0	0	11	12
RG_BB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	7	8	7	7	1	1	NaN	NaN	19	19
	N100%	34	36	36	31	1	1	36	36	21	19

RG_BB01_High-Load	**N0%**	1	1	1	1	0	0	27	26	8	8
RG_BB01_High-Load_RONT	**N30%**	8	7	8	8	1	1	31	29	15	15
	N100%	35	36	34	34	1	1	34	29	17	15
RG_BB01_Low-Load	**N0%**	1	1	1	1	0	0	0	0	16	17
RG_BB01_Low-Load_RONT	**N30%**	8	7	7	8	1	1	NaN	NaN	23	23
	N100%	32	34	32	34	1	1	36	36	26	24
RG_L01_Avg-Load	**N0%**	0	1	0	1	0	0	1	8	0	2
RG_L01_Avg-Load_RONT	**N30%**	1	6	1	6	1	1	3	10	1	5
	N100%	9	20	8	20	1	1	6	10	3	5
RG_L01_High-Load	**N0%**	0	1	0	1	0	0	0	5	0	2
RG_L01_High-Load_RONT	**N30%**	1	6	1	6	1	1	1	7	1	4
	N100%	5	20	4	16	1	1	3	7	2	4
RG_L01_Low-Load	**N0%**	0	1	0	1	0	0	1	10	0	3
RG_L01_Low-Load_RONT	**N30%**	3	6	2	7	1	1	5	12	2	6
	N100%	14	20	12	20	1	1	10	12	6	6
RG_L02_Avg-Load	**N0%**	2	2	3	1	0	0	27	24	13	12
RG_L02_Avg-Load_RONT	**N30%**	15	15	15	15	1	1	28	25	14	13
	N100%	53	59	56	54	1	1	28	25	14	13
RG_L02_High-Load	**N0%**	2	3	3	2	0	0	20	17	10	8
RG_L02_High-Load_RONT	**N30%**	15	14	15	15	1	1	21	18	11	9
	N100%	53	48	47	42	1	1	21	18	11	9
RG_L02_Low-Load	**N0%**	3	3	3	2	0	0	26	24	13	11
RG_L02_Low-Load_RONT	**N30%**	14	15	15	14	1	1	27	25	14	12
	N100%	67	51	54	52	1	1	27	25	14	12
RG_L03_Avg-Load	**N0%**	6	7	5	5	0	0	38	28	18	12
RG_L03_Avg-Load_RONT	**N30%**	26	26	23	25	1	1	40	31	20	16
	N100%	96	79	84	69	1	1	41	32	21	16
RG_L03_High-Load	**N0%**	6	1	3	0	0	0	10	0	4	0
RG_L03_High-Load_RONT	**N30%**	25	2	21	1	1	1	11	1	6	1
	N100%	34	2	27	1	1	1	12	1	6	1
RG_L03_Low-Load	**N0%**	4	5	6	7	0	0	66	55	31	25
RG_L03_Low-Load_RONT	**N30%**	25	27	23	24	1	1	69	58	34	29

	N100%	78	93	88	95	1	1	70	61	35	31
RG_SB02_Avg-Load	**N0%**	3	1	3	2	0	0	41	37	20	18
RG_SB02_Avg-Load_RONT	**N30%**	16	17	16	19	1	1	42	38	21	19
	N100%	64	70	61	69	1	1	42	38	21	19
RG_SB02_High-Load	**N0%**	3	3	3	3	0	0	31	27	15	13
RG_SB02_High-Load_RONT	**N30%**	17	18	16	17	1	1	32	28	16	14
	N100%	89	73	66	61	1	1	32	28	16	14
RG_SB02_Low-Load	**N0%**	3	3	3	4	0	0	51	47	25	23
RG_SB02_Low-Load_RONT	**N30%**	17	17	16	17	1	1	52	48	26	24
	N100%	64	63	77	76	1	1	52	48	26	24
RG_SB01_Avg-Load	**N0%**	4	4	4	4	0	0	19	17	7	7
RG_SB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	19	18	19	20	1	1	30	30	13	13
	N100%	78	67	66	65	1	1	35	31	17	16
RG_SB01_High-Load	**N0%**	4	4	2	3	0	0	10	9	3	3
RG_SB01_High-Load_RONT	**N30%**	19	21	20	19	1	1	18	17	8	8
	N100%	53	48	45	38	1	1	21	17	11	9
RG_SB01_Low-Load	**N0%**	4	2	4	4	0	0	30	31	11	11
RG_SB01_Low-Load_RONT	**N30%**	21	20	18	21	1	1	43	42	19	19
	N100%	76	79	88	78	1	1	48	44	24	22

Tabelle 0.12: Ladeleistung S in Summe bezogen auf die ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos [kVA] mit Berücksichtigung der Schieflast nach VDE-AR-N 4105.

Referenzverteilernetz	**P(N)**	**Laden: 1ph**						**Laden: 3ph**			
		S = 3.7 kVA		**S = 7.4 kVA**		**S = 13.9 kVA**		**S = 11.1 kVA**		**S = 22.2 kVA**	
		Ohne RONT	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**
RG_BB01_Avg-Load	**N0%**	3,7	3,7	4,6	4,6	0	0	0	0	244,2	266,4
RG_BB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	25,9	29,6	32,2	32,2	7,4	7,4			421,8	421,8
	N100%	125,8	133,2	165,6	142,6	7,4	7,4	399,6	399,6	466,2	421,8
RG_BB01_High-Load	**N0%**	3,7	3,7	4,6	4,6	0	0	299,7	288,6	177,6	177,6
RG_BB01_High-Load_RONT	**N30%**	29,6	25,9	36,8	36,8	7,4	7,4	344,1	321,9	333	333
	N100%	129,5	133,2	156,4	156,4	7,4	7,4	377,4	321,9	377,4	333
RG_BB01_Low-Load	**N0%**	3,7	3,7	4,6	4,6	0	0	0	0	355,2	377,4
RG_BB01_Low-Load_RONT	**N30%**	29,6	25,9	32,2	36,8	7,4	7,4			510,6	510,6

	N100%	118,4	125,8	147,2	156,4	7,4	7,4	399,6	399,6	577,2	532,8
RG_L01_Avg-Load	**N0%**	0	3,7	0	4,6	0	0	11,1	88,8	0	44,4
RG_L01_Avg-Load_RONT	**N30%**	3,7	22,2	4,6	27,6	7,4	7,4	33,3	111	22,2	111
	N100%	33,3	74	36,8	92	7,4	7,4	66,6	111	66,6	111
RG_L01_High-Load	**N0%**	0	3,7	0	4,6	0	0	0	55,5	0	44,4
RG_L01_High-Load_RONT	**N30%**	3,7	22,2	4,6	27,6	7,4	7,4	11,1	77,7	22,2	88,8
	N100%	18,5	74	18,4	73,6	7,4	7,4	33,3	77,7	44,4	88,8
RG_L01_Low-Load	**N0%**	0	3,7	0	4,6	0	0	11,1	111	0	66,6
RG_L01_Low-Load_RONT	**N30%**	11,1	22,2	9,2	32,2	7,4	7,4	55,5	133,2	44,4	133,2
	N100%	51,8	74	55,2	92	7,4	7,4	111	133,2	133,2	133,2
RG_L02_Avg-Load	**N0%**	7,4	7,4	13,8	4,6	0	0	299,7	266,4	288,6	266,4
RG_L02_Avg-Load_RONT	**N30%**	55,5	55,5	69	69	7,4	7,4	310,8	277,5	310,8	288,6
	N100%	196,1	218,3	257,6	248,4	7,4	7,4	310,8	277,5	310,8	288,6
RG_L02_High-Load	**N0%**	7,4	11,1	13,8	9,2	0	0	222	188,7	222	177,6
RG_L02_High-Load_RONT	**N30%**	55,5	51,8	69	69	7,4	7,4	233,1	199,8	244,2	199,8
	N100%	196,1	177,6	216,2	193,2	7,4	7,4	233,1	199,8	244,2	199,8
RG_L02_Low-Load	**N0%**	11,1	11,1	13,8	9,2	0	0	288,6	266,4	288,6	244,2
RG_L02_Low-Load_RONT	**N30%**	51,8	55,5	69	64,4	7,4	7,4	299,7	277,5	310,8	266,4
	N100%	247,9	188,7	248,4	239,2	7,4	7,4	299,7	277,5	310,8	266,4
RG_L03_Avg-Load	**N0%**	22,2	25,9	23	23	0	0	421,8	310,8	399,6	266,4
RG_L03_Avg-Load_RONT	**N30%**	96,2	96,2	105,8	115	7,4	7,4	444	344,1	444	355,2
	N100%	355,2	292,3	386,4	317,4	7,4	7,4	455,1	355,2	466,2	355,2
RG_L03_High-Load	**N0%**	22,2	3,7	13,8	0	0	0	111	0	88,8	0
RG_L03_High-Load_RONT	**N30%**	92,5	7,4	96,6	4,6	7,4	7,4	122,1	11,1	133,2	22,2
	N100%	125,8	7,4	124,2	4,6	7,4	7,4	133,2	11,1	133,2	22,2
RG_L03_Low-Load	**N0%**	14,8	18,5	27,6	32,2	0	0	732,6	610,5	688,2	555
RG_L03_Low-Load_RONT	**N30%**	92,5	99,9	105,8	110,4	7,4	7,4	765,9	643,8	754,8	643,8
	N100%	288,6	344,1	404,8	437	7,4	7,4	777	677,1	777	688,2
RG_SB02_Avg-Load	**N0%**	11,1	3,7	13,8	9,2	0	0	455,1	410,7	444	399,6
RG_SB02_Avg-Load_RONT	**N30%**	59,2	62,9	73,6	87,4	7,4	7,4	466,2	421,8	466,2	421,8
	N100%	236,8	259	280,6	317,4	7,4	7,4	466,2	421,8	466,2	421,8
RG_SB02_High-Load	**N0%**	11,1	11,1	13,8	13,8	0	0	344,1	299,7	333	288,6

RG_SB02_High-Load_RONT	**N30%**	62,9	66,6	73,6	78,2	7,4	7,4	355,2	310,8	355,2	310,8
	N100%	329,3	270,1	303,6	280,6	7,4	7,4	355,2	310,8	355,2	310,8
RG_SB02_Low-Load	**N0%**	11,1	11,1	13,8	18,4	0	0	566,1	521,7	555	510,6
RG_SB02_Low-Load_RONT	**N30%**	62,9	62,9	73,6	78,2	7,4	7,4	577,2	532,8	577,2	532,8
	N100%	236,8	233,1	354,2	349,6	7,4	7,4	577,2	532,8	577,2	532,8
RG_SB01_Avg-Load	**N0%**	14,8	14,8	18,4	18,4	0	0	210,9	188,7	155,4	155,4
RG_SB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	70,3	66,6	87,4	92	7,4	7,4	333	333	288,6	288,6
	N100%	288,6	247,9	303,6	299	7,4	7,4	388,5	344,1	377,4	355,2
RG_SB01_High-Load	**N0%**	14,8	14,8	9,2	13,8	0	0	111	99,9	66,6	66,6
RG_SB01_High-Load_RONT	**N30%**	70,3	77,7	92	87,4	7,4	7,4	199,8	188,7	177,6	177,6
	N100%	196,1	177,6	207	174,8	7,4	7,4	233,1	188,7	244,2	199,8
RG_SB01_Low-Load	**N0%**	14,8	7,4	18,4	18,4	0	0	333	344,1	244,2	244,2
RG_SB01_Low-Load_RONT	**N30%**	77,7	74	82,8	96,6	7,4	7,4	477,3	466,2	421,8	421,8
	N100%	281,2	292,3	404,8	358,8	7,4	7,4	532,8	488,4	532,8	488,4

Tabelle 0.13: Durch die MC-Simulation ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 0% Last und 100% Erzeugung.

Referenzverteilernetz	**P(N)**	**Laden: 1ph**						**Laden: 3ph**			
		S = 3.7 kVA		**S = 7.4 kVA**		**S = 13.9 kVA**		**S = 11.1 kVA**		**S = 22.2 kVA**	
		Ohne RONT	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**
RG_BB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_BB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	8	8	8	8	4	4	NaN	NaN	NaN	NaN
	N100%	32	32	32	36	4	4	36	36	36	36
RG_BB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_BB01_High-Load_RONT	**N30%**	8	8	8	8	4	4	NaN	NaN	NaN	NaN
	N100%	36	32	32	32	4	4	36	36	36	36
RG_BB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_BB01_Low-Load_RONT	**N30%**	8	8	8	8	4	4	NaN	NaN	NaN	NaN
	N100%	32	32	32	36	4	4	36	36	36	36
RG_L01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	2	1
RG_L01_Avg-Load_RONT	**N30%**	8	8	4	8	4	4	NaN	NaN	20	12
	N100%	20	20	20	20	4	4	20	20	20	20

RG_L01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	4	1
RG_L01_High-Load_RONT	**N30%**	4	8	4	8	4	4	NaN	NaN	20	16
	N100%	20	20	20	20	4	4	20	20	20	20
RG_L01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0
RG_L01_Low-Load_RONT	**N30%**	8	8	8	8	4	4	NaN	NaN	16	12
	N100%	20	20	20	20	4	4	20	20	20	20
RG_L02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	13	12	5	6
RG_L02_Avg-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	56	52	28	28
	N100%	60	64	56	64	4	4	56	52	28	28
RG_L02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	14	14	7	7
RG_L02_High-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	60	60	32	32
	N100%	60	64	64	60	4	4	60	60	32	32
RG_L02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	13	12	6	6
RG_L02_Low-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	56	52	28	28
	N100%	60	56	68	60	4	4	56	52	28	28
RG_L03_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	46	48	17	17
RG_L03_Avg-Load_RONT	**N30%**	28	32	24	28	4	4	208	204	104	100
	N100%	104	92	100	100	4	4	208	204	104	104
RG_L03_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	52	53	19	18
RG_L03_High-Load_RONT	**N30%**	28	8	28	28	4	4	232	228	116	112
	N100%	92	100	100	96	4	4	232	228	116	116
RG_L03_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	40	41	16	14
RG_L03_Low-Load_RONT	**N30%**	28	28	28	28	4	4	180	176	92	88
	N100%	108	120	100	96	4	4	184	180	92	92
RG_SB02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	20	20	9	9
RG_SB02_Avg-Load_RONT	**N30%**	20	20	20	20	4	4	84	84	44	44
	N100%	72	68	72	72	4	4	84	84	44	44
RG_SB02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	23	22	10	10
RG_SB02_High-Load_RONT	**N30%**	20	20	20	20	4	4	96	92	48	48
	N100%	68	72	68	80	4	4	96	92	48	48
RG_SB02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	18	18	8	8
RG_SB02_Low-Load_RONT	**N30%**	20	20	20	16	4	4	76	76	40	40

	N100%	76	76	64	68	4	4	76	76	40	40
RG_SB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	15	14	5	5
RG_SB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	24	20	24	20	4	4	80	80	36	36
	N100%	72	80	84	96	4	4	92	92	48	48
RG_SB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	17	17	7	7
RG_SB01_High-Load_RONT	**N30%**	24	24	20	24	4	4	92	92	44	44
	N100%	88	80	104	84	4	4	104	104	52	52
RG_SB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	11	12	5	4
RG_SB01_Low-Load_RONT	**N30%**	24	20	24	20	4	4	68	68	32	32
	N100%	80	88	80	84	4	4	80	80	40	40

Tabelle 0.14: Ladeleistung S in Summe bezogen auf die ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos [kVA] mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 0% Last und 100% Erzeugung.

Referenzverteilernetz	**P(N)**	**Laden: 1ph**						**Laden: 3ph**			
		S = 3.7 kVA		**S = 7.4 kVA**		**S = 13.9 kVA**		**S = 11.1 kVA**		**S = 22.2 kVA**	
		Ohne RONT	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**
RG_BB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_BB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	29,6	29,6	36,8	36,8	29,6	29,6				
	N100%	118,4	118,4	147,2	165,6	29,6	29,6	399,6	399,6	799,2	799,2
RG_BB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_BB01_High-Load_RONT	**N30%**	29,6	29,6	36,8	36,8	29,6	29,6				
	N100%	133,2	118,4	147,2	147,2	29,6	29,6	399,6	399,6	799,2	799,2
RG_BB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_BB01_Low-Load_RONT	**N30%**	29,6	29,6	36,8	36,8	29,6	29,6				
	N100%	118,4	118,4	147,2	165,6	29,6	29,6	399,6	399,6	799,2	799,2
RG_L01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	44,4	22,2
RG_L01_Avg-Load_RONT	**N30%**	29,6	29,6	18,4	36,8	29,6	29,6			444	266,4
	N100%	74	74	92	92	29,6	29,6	222	222	444	444
RG_L01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	88,8	22,2
RG_L01_High-Load_RONT	**N30%**	14,8	29,6	18,4	36,8	29,6	29,6			444	355,2
	N100%	74	74	92	92	29,6	29,6	222	222	444	444
RG_L01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	44,4	0

RG_L01_Low-Load_RONT	**N30%**	29,6	29,6	36,8	36,8	29,6	29,6			355,2	266,4
	N100%	74	74	92	92	29,6	29,6	222	222	444	444
RG_L02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	144,3	133,2	111	133,2
RG_L02_Avg-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6	621,6	577,2	621,6	621,6
	N100%	222	236,8	257,6	294,4	29,6	29,6	621,6	577,2	621,6	621,6
RG_L02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	155,4	155,4	155,4	155,4
RG_L02_High-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6	666	666	710,4	710,4
	N100%	222	236,8	294,4	276	29,6	29,6	666	666	710,4	710,4
RG_L02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	144,3	133,2	133,2	133,2
RG_L02_Low-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6	621,6	577,2	621,6	621,6
	N100%	222	207,2	312,8	276	29,6	29,6	621,6	577,2	621,6	621,6
RG_L03_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	510,6	532,8	377,4	377,4
RG_L03_Avg-Load_RONT	**N30%**	103,6	118,4	110,4	128,8	29,6	29,6	2308,8	2264,4	2308,8	2220
	N100%	384,8	340,4	460	460	29,6	29,6	2308,8	2264,4	2308,8	2308,8
RG_L03_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	577,2	588,3	421,8	399,6
RG_L03_High-Load_RONT	**N30%**	103,6	29,6	128,8	128,8	29,6	29,6	2575,2	2530,8	2575,2	2486,4
	N100%	340,4	370	460	441,6	29,6	29,6	2575,2	2530,8	2575,2	2575,2
RG_L03_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	444	455,1	355,2	310,8
RG_L03_Low-Load_RONT	**N30%**	103,6	103,6	128,8	128,8	29,6	29,6	1998	1953,6	2042,4	1953,6
	N100%	399,6	444	460	441,6	29,6	29,6	2042,4	1998	2042,4	2042,4
RG_SB02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	222	222	199,8	199,8
RG_SB02_Avg-Load_RONT	**N30%**	74	74	92	92	29,6	29,6	932,4	932,4	976,8	976,8
	N100%	266,4	251,6	331,2	331,2	29,6	29,6	932,4	932,4	976,8	976,8
RG_SB02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	255,3	244,2	222	222
RG_SB02_High-Load_RONT	**N30%**	74	74	92	92	29,6	29,6	1065,6	1021,2	1065,6	1065,6
	N100%	251,6	266,4	312,8	368	29,6	29,6	1065,6	1021,2	1065,6	1065,6
RG_SB02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	199,8	199,8	177,6	177,6
RG_SB02_Low-Load_RONT	**N30%**	74	74	92	73,6	29,6	29,6	843,6	843,6	888	888
	N100%	281,2	281,2	294,4	312,8	29,6	29,6	843,6	843,6	888	888
RG_SB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	166,5	155,4	111	111
RG_SB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	88,8	74	110,4	92	29,6	29,6	888	888	799,2	799,2
	N100%	266,4	296	386,4	441,6	29,6	29,6	1021,2	1021,2	1065,6	1065,6

RG_SB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	188,7	188,7	155,4	155,4
RG_SB01_High-Load_RONT	**N30%**	88,8	88,8	92	110,4	29,6	29,6	1021,2	1021,2	976,8	976,8
	N100%	325,6	296	478,4	386,4	29,6	29,6	1154,4	1154,4	1154,4	1154,4
RG_SB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	122,1	133,2	111	88,8
RG_SB01_Low-Load_RONT	**N30%**	88,8	74	110,4	92	29,6	29,6	754,8	754,8	710,4	710,4
	N100%	296	325,6	368	386,4	29,6	29,6	888	888	888	888

Tabelle 0.15: Durch die MC-Simulation ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 25% Last und 75% Erzeugung.

Referenzverteilernetz	**P(N)**	**Laden: 1ph**						**Laden: 3ph**			
		S = 3.7 kVA		**S = 7.4 kVA**		**S = 13.9 kVA**		**S = 11.1 kVA**		**S = 22.2 kVA**	
		Ohne RONT	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**
RG_BB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_BB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	8	8	8	8	4	4	NaN	NaN	NaN	NaN
	N100%	28	32	32	32	4	4	36	36	36	36
RG_BB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_BB01_High-Load_RONT	**N30%**	8	8	8	8	4	4	NaN	NaN	NaN	NaN
	N100%	32	28	32	28	4	4	36	36	36	36
RG_BB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_BB01_Low-Load_RONT	**N30%**	8	8	8	8	4	4	NaN	NaN	NaN	NaN
	N100%	32	36	32	28	4	4	36	36	36	36
RG_L01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1
RG_L01_Avg-Load_RONT	**N30%**	4	8	4	8	4	4	NaN	NaN	NaN	20
	N100%	20	20	20	20	4	4	20	20	20	20
RG_L01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
RG_L01_High-Load_RONT	**N30%**	4	8	4	8	4	4	NaN	NaN	4	20
	N100%	20	20	20	20	4	4	20	20	20	20
RG_L01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	2	0	1	1
RG_L01_Low-Load_RONT	**N30%**	8	8	4	8	4	4	NaN	NaN	NaN	16
	N100%	20	20	20	20	4	4	20	20	20	20
RG_L02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	26	25	10	10
RG_L02_Avg-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	108	104	56	52

	N100%	52	52	52	64	4	4	108	104	56	52
RG_L02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	29	28	11	11
RG_L02_High-Load_RONT	**N30%**	12	12	16	16	4	4	120	116	60	60
	N100%	52	52	64	56	4	4	120	116	60	60
RG_L02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	26	25	11	11
RG_L02_Low-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	108	104	56	52
	N100%	56	52	56	48	4	4	108	104	56	52
RG_L03_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	74	75	21	19
RG_L03_Avg-Load_RONT	**N30%**	24	24	20	24	4	4	412	404	204	196
	N100%	92	80	96	80	4	4	412	404	208	204
RG_L03_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	45	71	11	23
RG_L03_High-Load_RONT	**N30%**	24	12	24	12	4	4	460	452	228	224
	N100%	88	84	88	84	4	4	464	452	232	228
RG_L03_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	48	64	19	16
RG_L03_Low-Load_RONT	**N30%**	24	24	24	24	4	4	360	348	180	172
	N100%	100	80	92	80	4	4	364	356	180	180
RG_SB02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	41	40	16	15
RG_SB02_Avg-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	168	164	84	84
	N100%	64	64	68	64	4	4	168	164	84	84
RG_SB02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	45	44	17	17
RG_SB02_High-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	188	184	96	92
	N100%	64	64	60	64	4	4	188	184	96	92
RG_SB02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	36	36	15	15
RG_SB02_Low-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	152	148	76	76
	N100%	64	64	64	64	4	4	152	148	76	76
RG_SB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	28	26	9	9
RG_SB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	20	20	20	20	4	4	148	144	64	64
	N100%	68	68	76	72	4	4	184	180	92	92
RG_SB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	32	30	11	11
RG_SB01_High-Load_RONT	**N30%**	20	20	20	20	4	4	168	164	76	76
	N100%	76	68	68	76	4	4	208	204	100	104
RG_SB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	23	21	8	8

RG_SB01_Low-Load_RONT	**N30%**	20	20	20	20	4	4	124	124	56	56
	N100%	64	72	80	76	4	4	156	156	80	80

Tabelle 0.16: Ladeleistung S in Summe bezogen auf die ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos [kVA] mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 25% Last und 75% Erzeugung.

Referenzverteilernetz	**P(N)**	**Laden: 1ph**						**Laden: 3ph**			
		S = 3.7 kVA		**S = 7.4 kVA**		**S = 13.9 kVA**		**S = 11.1 kVA**		**S = 22.2 kVA**	
		Ohne RONT	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**
RG_BB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_BB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	29,6	29,6	36,8	36,8	29,6	29,6				
	N100%	103,6	118,4	147,2	147,2	29,6	29,6	399,6	399,6	799,2	799,2
RG_BB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_BB01_High-Load_RONT	**N30%**	29,6	29,6	36,8	36,8	29,6	29,6				
	N100%	118,4	103,6	147,2	128,8	29,6	29,6	399,6	399,6	799,2	799,2
RG_BB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_BB01_Low-Load_RONT	**N30%**	29,6	29,6	36,8	36,8	29,6	29,6				
	N100%	118,4	133,2	147,2	128,8	29,6	29,6	399,6	399,6	799,2	799,2
RG_L01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	11,1	0	0	22,2
RG_L01_Avg-Load_RONT	**N30%**	14,8	29,6	18,4	36,8	29,6	29,6				444
	N100%	74	74	92	92	29,6	29,6	222	222	444	444
RG_L01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22,2
RG_L01_High-Load_RONT	**N30%**	14,8	29,6	18,4	36,8	29,6	29,6			88,8	444
	N100%	74	74	92	92	29,6	29,6	222	222	444	444
RG_L01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	22,2	0	22,2	22,2
RG_L01_Low-Load_RONT	**N30%**	29,6	29,6	18,4	36,8	29,6	29,6				355,2
	N100%	74	74	92	92	29,6	29,6	222	222	444	444
RG_L02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	288,6	277,5	222	222
RG_L02_Avg-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6	1198,8	1154,4	1243,2	1154,4
	N100%	192,4	192,4	239,2	294,4	29,6	29,6	1198,8	1154,4	1243,2	1154,4
RG_L02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	321,9	310,8	244,2	244,2
RG_L02_High-Load_RONT	**N30%**	44,4	44,4	73,6	73,6	29,6	29,6	1332	1287,6	1332	1332
	N100%	192,4	192,4	294,4	257,6	29,6	29,6	1332	1287,6	1332	1332

RG_L02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	288,6	277,5	244,2	244,2
RG_L02_Low-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6	1198,8	1154,4	1243,2	1154,4
	N100%	207,2	192,4	257,6	220,8	29,6	29,6	1198,8	1154,4	1243,2	1154,4
RG_L03_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	821,4	832,5	466,2	421,8
RG_L03_Avg-Load_RONT	**N30%**	88,8	88,8	92	110,4	29,6	29,6	4573,2	4484,4	4528,8	4351,2
	N100%	340,4	296	441,6	368	29,6	29,6	4573,2	4484,4	4617,6	4528,8
RG_L03_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	499,5	788,1	244,2	510,6
RG_L03_High-Load_RONT	**N30%**	88,8	44,4	110,4	55,2	29,6	29,6	5106	5017,2	5061,6	4972,8
	N100%	325,6	310,8	404,8	386,4	29,6	29,6	5150,4	5017,2	5150,4	5061,6
RG_L03_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	532,8	710,4	421,8	355,2
RG_L03_Low-Load_RONT	**N30%**	88,8	88,8	110,4	110,4	29,6	29,6	3996	3862,8	3996	3818,4
	N100%	370	296	423,2	368	29,6	29,6	4040,4	3951,6	3996	3996
RG_SB02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	455,1	444	355,2	333
RG_SB02_Avg-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6	1864,8	1820,4	1864,8	1864,8
	N100%	236,8	236,8	312,8	294,4	29,6	29,6	1864,8	1820,4	1864,8	1864,8
RG_SB02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	499,5	488,4	377,4	377,4
RG_SB02_High-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6	2086,8	2042,4	2131,2	2042,4
	N100%	236,8	236,8	276	294,4	29,6	29,6	2086,8	2042,4	2131,2	2042,4
RG_SB02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	399,6	399,6	333	333
RG_SB02_Low-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6	1687,2	1642,8	1687,2	1687,2
	N100%	236,8	236,8	294,4	294,4	29,6	29,6	1687,2	1642,8	1687,2	1687,2
RG_SB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	310,8	288,6	199,8	199,8
RG_SB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	74	74	92	92	29,6	29,6	1642,8	1598,4	1420,8	1420,8
	N100%	251,6	251,6	349,6	331,2	29,6	29,6	2042,4	1998	2042,4	2042,4
RG_SB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	355,2	333	244,2	244,2
RG_SB01_High-Load_RONT	**N30%**	74	74	92	92	29,6	29,6	1864,8	1820,4	1687,2	1687,2
	N100%	281,2	251,6	312,8	349,6	29,6	29,6	2308,8	2264,4	2220	2308,8
RG_SB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	255,3	233,1	177,6	177,6
RG_SB01_Low-Load_RONT	**N30%**	74	74	92	92	29,6	29,6	1376,4	1376,4	1243,2	1243,2
	N100%	236,8	266,4	368	349,6	29,6	29,6	1731,6	1731,6	1776	1776

Tabelle 0.17: Durch die MC-Simulation ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 50% Last und 50% Erzeugung.

Referenzverteilernetz	P(N)	Laden: 1ph						Laden: 3ph			
		S = 3.7 kVA		S = 7.4 kVA		S = 13.9 kVA		S = 11.1 kVA		S = 22.2 kVA	
		Ohne RONT	Mit RONT	Ohne RONT	Mit RONT	Ohne RONT	Mit RONT	Ohne RONT	Mit RONT	Ohne RONT	Mit RONT
RG_BB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_BB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	8	8	8	8	4	4	NaN	NaN	NaN	NaN
	N100%	28	28	32	28	8	4	36	36	36	36
RG_BB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_BB01_High-Load_RONT	**N30%**	8	8	8	8	4	4	NaN	NaN	NaN	NaN
	N100%	32	28	28	28	8	8	36	36	36	36
RG_BB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_BB01_Low-Load_RONT	**N30%**	8	8	8	8	4	4	NaN	NaN	NaN	NaN
	N100%	28	28	28	28	8	8	36	36	36	36
RG_L01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	4	0	1
RG_L01_Avg-Load_RONT	**N30%**	4	8	4	8	4	4	12	NaN	4	NaN
	N100%	20	20	16	20	8	8	20	20	20	20
RG_L01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	3	0	1
RG_L01_High-Load_RONT	**N30%**	4	8	4	8	4	4	4	NaN	4	NaN
	N100%	12	20	12	20	12	8	20	20	20	20
RG_L01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	4	0	1
RG_L01_Low-Load_RONT	**N30%**	4	8	4	8	4	4	20	NaN	8	NaN
	N100%	20	20	20	20	8	8	20	20	20	20
RG_L02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	20	20
RG_L02_Avg-Load_RONT	**N30%**	12	12	12	12	4	4	NaN	NaN	176	172
	N100%	52	52	52	56	4	4	180	180	180	180
RG_L02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	13	18
RG_L02_High-Load_RONT	**N30%**	16	12	12	12	4	4	NaN	NaN	176	172
	N100%	48	60	60	48	4	4	180	180	180	180
RG_L02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	13	16
RG_L02_Low-Load_RONT	**N30%**	16	16	12	12	4	4	NaN	NaN	172	180

	N100%	56	48	56	52	4	4	180	180	180	180
RG_L03_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	50	38	16	18
RG_L03_Avg-Load_RONT	**N30%**	24	24	24	24	4	4	NaN	NaN	288	248
	N100%	84	92	76	80	4	4	600	600	600	600
RG_L03_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	43	2	13	0
RG_L03_High-Load_RONT	**N30%**	24	8	24	4	4	4	NaN	32	244	8
	N100%	84	56	88	56	4	4	600	600	600	600
RG_L03_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	58	84	19	21
RG_L03_Low-Load_RONT	**N30%**	24	24	24	24	4	4	NaN	NaN	312	348
	N100%	76	92	84	84	4	4	600	600	600	600
RG_SB02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	31	32
RG_SB02_Avg-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	NaN	NaN	NaN	NaN
	N100%	72	60	64	60	4	4	256	256	256	256
RG_SB02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	23	28
RG_SB02_High-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	NaN	NaN	NaN	NaN
	N100%	60	56	56	56	4	4	256	256	256	256
RG_SB02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	33	31
RG_SB02_Low-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	NaN	NaN	NaN	NaN
	N100%	56	56	60	56	4	4	256	256	256	256
RG_SB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	22	24	7	7
RG_SB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	16	20	16	20	4	4	308	284	84	88
	N100%	80	72	72	60	4	4	352	352	352	352
RG_SB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	12	9	2	2
RG_SB01_High-Load_RONT	**N30%**	20	16	20	16	4	4	152	160	48	48
	N100%	72	64	68	68	4	4	352	352	352	332
RG_SB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	40	27	11	10
RG_SB01_Low-Load_RONT	**N30%**	16	16	20	16	4	4	NaN	NaN	136	128
	N100%	64	72	72	68	4	4	352	352	352	352

Tabelle 0.18: Ladeleistung S in Summe bezogen auf die ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos [kVA] mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 50% Last und 50% Erzeugung.

Referenzverteilernetz	**P(N)**	**Laden: 1ph**						**Laden: 3ph**			
		S = 3.7 kVA		**S = 7.4 kVA**		**S = 13.9 kVA**		**S = 11.1 kVA**		**S = 22.2 kVA**	
		Ohne	**Mit**	**Ohne**	**Mit**	**Ohne**	**Mit**	**Ohne**	**Mit**	**Ohne**	**Mit**

		RONT	RONT	RONT	RONT	RONT	RONT	RONT	RONT	RONT	RONT
RG_BB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_BB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	29,6	29,6	36,8	36,8	29,6	29,6				
	N100%	103,6	103,6	147,2	128,8	59,2	29,6	399,6	399,6	799,2	799,2
RG_BB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_BB01_High-Load_RONT	**N30%**	29,6	29,6	36,8	36,8	29,6	29,6				
	N100%	118,4	103,6	128,8	128,8	59,2	59,2	399,6	399,6	799,2	799,2
RG_BB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_BB01_Low-Load_RONT	**N30%**	29,6	29,6	36,8	36,8	29,6	29,6				
	N100%	103,6	103,6	128,8	128,8	59,2	59,2	399,6	399,6	799,2	799,2
RG_L01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	44,4	0	22,2
RG_L01_Avg-Load_RONT	**N30%**	14,8	29,6	18,4	36,8	29,6	29,6	133,2		88,8	
	N100%	74	74	73,6	92	59,2	59,2	222	222	444	444
RG_L01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	33,3	0	22,2
RG_L01_High-Load_RONT	**N30%**	14,8	29,6	18,4	36,8	29,6	29,6	44,4		88,8	
	N100%	44,4	74	55,2	92	88,8	59,2	222	222	444	444
RG_L01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	44,4	0	22,2
RG_L01_Low-Load_RONT	**N30%**	14,8	29,6	18,4	36,8	29,6	29,6	222		177,6	
	N100%	74	74	92	92	59,2	59,2	222	222	444	444
RG_L02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	444	444
RG_L02_Avg-Load_RONT	**N30%**	44,4	44,4	55,2	55,2	29,6	29,6			3907,2	3818,4
	N100%	192,4	192,4	239,2	257,6	29,6	29,6	1998	1998	3996	3996
RG_L02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	288,6	399,6
RG_L02_High-Load_RONT	**N30%**	59,2	44,4	55,2	55,2	29,6	29,6			3907,2	3818,4
	N100%	177,6	222	276	220,8	29,6	29,6	1998	1998	3996	3996
RG_L02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	288,6	355,2
RG_L02_Low-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	55,2	55,2	29,6	29,6			3818,4	3996
	N100%	207,2	177,6	257,6	239,2	29,6	29,6	1998	1998	3996	3996
RG_L03_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	555	421,8	355,2	399,6
RG_L03_Avg-Load_RONT	**N30%**	88,8	88,8	110,4	110,4	29,6	29,6			6393,6	5505,6
	N100%	310,8	340,4	349,6	368	29,6	29,6	6660	6660	13320	13320

RG_L03_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	477,3	22,2	288,6	0
RG_L03_High-Load_RONT	**N30%**	88,8	29,6	110,4	18,4	29,6	29,6		355,2	5416,8	177,6
	N100%	310,8	207,2	404,8	257,6	29,6	29,6	6660	6660	13320	13320
RG_L03_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	643,8	932,4	421,8	466,2
RG_L03_Low-Load_RONT	**N30%**	88,8	88,8	110,4	110,4	29,6	29,6			6926,4	7725,6
	N100%	281,2	340,4	386,4	386,4	29,6	29,6	6660	6660	13320	13320
RG_SB02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	688,2	710,4
RG_SB02_Avg-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6				
	N100%	266,4	222	294,4	276	29,6	29,6	2841,6	2841,6	5683,2	5683,2
RG_SB02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	510,6	621,6
RG_SB02_High-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6				
	N100%	222	207,2	257,6	257,6	29,6	29,6	2841,6	2841,6	5683,2	5683,2
RG_SB02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	732,6	688,2
RG_SB02_Low-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6				
	N100%	207,2	207,2	276	257,6	29,6	29,6	2841,6	2841,6	5683,2	5683,2
RG_SB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	244,2	266,4	155,4	155,4
RG_SB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	59,2	74	73,6	92	29,6	29,6	3418,8	3152,4	1864,8	1953,6
	N100%	296	266,4	331,2	276	29,6	29,6	3907,2	3907,2	7814,4	7814,4
RG_SB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	133,2	99,9	44,4	44,4
RG_SB01_High-Load_RONT	**N30%**	74	59,2	92	73,6	29,6	29,6	1687,2	1776	1065,6	1065,6
	N100%	266,4	236,8	312,8	312,8	29,6	29,6	3907,2	3907,2	7814,4	7370,4
RG_SB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	444	299,7	244,2	222
RG_SB01_Low-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	92	73,6	29,6	29,6			3019,2	2841,6
	N100%	236,8	266,4	331,2	312,8	29,6	29,6	3907,2	3907,2	7814,4	7814,4

Tabelle 0.19: Durch die MC-Simulation ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 75% Last und 25% Erzeugung.

Referenzverteilernetz	**P(N)**	**Laden: 1ph**						**Laden: 3ph**			
		S = 3.7 kVA		**S = 7.4 kVA**		**S = 13.9 kVA**		**S = 11.1 kVA**		**S = 22.2 kVA**	
		Ohne RONT	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**
RG_BB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	4	5
RG_BB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	8	8	8	8	4	4	NaN	NaN	36	36

	N100%	28	28	28	32	4	4	36	36	36	36
RG_BB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	3	3
RG_BB01_High-Load_RONT	**N30%**	8	8	8	8	4	4	NaN	NaN	28	28
	N100%	32	28	32	28	4	4	36	36	36	32
RG_BB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7
RG_BB01_Low-Load_RONT	**N30%**	8	8	8	8	4	4	NaN	NaN	NaN	NaN
	N100%	28	32	28	28	4	4	36	36	36	36
RG_L01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0
RG_L01_Avg-Load_RONT	**N30%**	4	8	4	8	4	4	4	20	4	12
	N100%	12	20	16	20	4	4	16	20	12	12
RG_L01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
RG_L01_High-Load_RONT	**N30%**	4	8	4	8	4	4	4	16	4	8
	N100%	8	20	8	20	4	4	12	16	8	8
RG_L01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_L01_Low-Load_RONT	**N30%**	4	8	4	8	4	4	8	NaN	4	12
	N100%	20	20	20	20	4	4	20	20	12	12
RG_L02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	13	12	6	6
RG_L02_Avg-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	56	52	28	28
	N100%	60	52	56	52	4	4	56	52	28	28
RG_L02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	10	8	5	4
RG_L02_High-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	44	36	24	20
	N100%	52	56	60	56	4	4	44	36	24	20
RG_L02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	13	12	6	5
RG_L02_Low-Load_RONT	**N30%**	16	12	16	16	4	4	56	52	28	24
	N100%	52	52	60	60	4	4	56	52	28	24
RG_L03_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	18	13	8	5
RG_L03_Avg-Load_RONT	**N30%**	24	24	24	24	4	4	80	64	40	32
	N100%	92	88	88	84	4	4	84	64	44	32
RG_L03_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	4	0	2	0
RG_L03_High-Load_RONT	**N30%**	24	4	24	4	4	4	24	4	12	4
	N100%	68	4	52	4	4	4	24	4	12	4
RG_L03_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	31	26	11	10

RG_L03_Low-Load_RONT	**N30%**	24	24	24	24	4	4	140	116	68	56
	N100%	92	96	100	80	4	4	140	124	72	64
RG_SB02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	20	18	9	9
RG_SB02_Avg-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	84	76	44	40
	N100%	56	64	64	64	4	4	84	76	44	40
RG_SB02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	15	13	7	6
RG_SB02_High-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	64	56	32	28
	N100%	60	60	72	64	4	4	64	56	32	28
RG_SB02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	25	23	10	10
RG_SB02_Low-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	104	96	52	48
	N100%	60	64	60	64	4	4	104	96	52	48
RG_SB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	7	7	2	2
RG_SB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	16	20	20	20	4	4	52	56	24	24
	N100%	76	72	80	72	4	4	72	64	36	32
RG_SB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	2	3	1	1
RG_SB01_High-Load_RONT	**N30%**	20	20	20	20	4	4	32	32	16	16
	N100%	68	64	64	72	4	4	44	36	24	20
RG_SB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	12	12	4	3
RG_SB01_Low-Load_RONT	**N30%**	20	20	20	20	4	4	76	76	32	32
	N100%	68	68	76	68	4	4	96	88	48	44

Tabelle 0.20: Ladeleistung S in Summe bezogen auf die ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos [kVA] mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 75% Last und 25% Erzeugung.

Referenzverteilernetz	**P(N)**	**Laden: 1ph**						**Laden: 3ph**			
		S = 3.7 kVA		**S = 7.4 kVA**		**S = 13.9 kVA**		**S = 11.1 kVA**		**S = 22.2 kVA**	
		Ohne RONT	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**
RG_BB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	88,8	111
RG_BB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	29,6	29,6	36,8	36,8	29,6	29,6			799,2	799,2
	N100%	103,6	103,6	128,8	147,2	29,6	29,6	399,6	399,6	799,2	799,2
RG_BB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	66,6	66,6
RG_BB01_High-Load_RONT	**N30%**	29,6	29,6	36,8	36,8	29,6	29,6			621,6	621,6
	N100%	118,4	103,6	147,2	128,8	29,6	29,6	399,6	399,6	799,2	710,4

RG_BB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	155,4	155,4
RG_BB01_Low-Load_RONT	**N30%**	29,6	29,6	36,8	36,8	29,6	29,6				
	N100%	103,6	118,4	128,8	128,8	29,6	29,6	399,6	399,6	799,2	799,2
RG_L01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	22,2	0	0
RG_L01_Avg-Load_RONT	**N30%**	14,8	29,6	18,4	36,8	29,6	29,6	44,4	222	88,8	266,4
	N100%	44,4	74	73,6	92	29,6	29,6	177,6	222	266,4	266,4
RG_L01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	11,1	0	0
RG_L01_High-Load_RONT	**N30%**	14,8	29,6	18,4	36,8	29,6	29,6	44,4	177,6	88,8	177,6
	N100%	29,6	74	36,8	92	29,6	29,6	133,2	177,6	177,6	177,6
RG_L01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RG_L01_Low-Load_RONT	**N30%**	14,8	29,6	18,4	36,8	29,6	29,6	88,8		88,8	266,4
	N100%	74	74	92	92	29,6	29,6	222	222	266,4	266,4
RG_L02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	144,3	133,2	133,2	133,2
RG_L02_Avg-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6	621,6	577,2	621,6	621,6
	N100%	222	192,4	257,6	239,2	29,6	29,6	621,6	577,2	621,6	621,6
RG_L02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	111	88,8	111	88,8
RG_L02_High-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6	488,4	399,6	532,8	444
	N100%	192,4	207,2	276	257,6	29,6	29,6	488,4	399,6	532,8	444
RG_L02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	144,3	133,2	133,2	111
RG_L02_Low-Load_RONT	**N30%**	59,2	44,4	73,6	73,6	29,6	29,6	621,6	577,2	621,6	532,8
	N100%	192,4	192,4	276	276	29,6	29,6	621,6	577,2	621,6	532,8
RG_L03_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	199,8	144,3	177,6	111
RG_L03_Avg-Load_RONT	**N30%**	88,8	88,8	110,4	110,4	29,6	29,6	888	710,4	888	710,4
	N100%	340,4	325,6	404,8	386,4	29,6	29,6	932,4	710,4	976,8	710,4
RG_L03_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	44,4	0	44,4	0
RG_L03_High-Load_RONT	**N30%**	88,8	14,8	110,4	18,4	29,6	29,6	266,4	44,4	266,4	88,8
	N100%	251,6	14,8	239,2	18,4	29,6	29,6	266,4	44,4	266,4	88,8
RG_L03_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	344,1	288,6	244,2	222
RG_L03_Low-Load_RONT	**N30%**	88,8	88,8	110,4	110,4	29,6	29,6	1554	1287,6	1509,6	1243,2
	N100%	340,4	355,2	460	368	29,6	29,6	1554	1376,4	1598,4	1420,8
RG_SB02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	222	199,8	199,8	199,8
RG_SB02_Avg-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6	932,4	843,6	976,8	888

	N100%	207,2	236,8	294,4	294,4	29,6	29,6	932,4	843,6	976,8	888
RG_SB02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	166,5	144,3	155,4	133,2
RG_SB02_High-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6	710,4	621,6	710,4	621,6
	N100%	222	222	331,2	294,4	29,6	29,6	710,4	621,6	710,4	621,6
RG_SB02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	277,5	255,3	222	222
RG_SB02_Low-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6	1154,4	1065,6	1154,4	1065,6
	N100%	222	236,8	276	294,4	29,6	29,6	1154,4	1065,6	1154,4	1065,6
RG_SB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	77,7	77,7	44,4	44,4
RG_SB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	59,2	74	92	92	29,6	29,6	577,2	621,6	532,8	532,8
	N100%	281,2	266,4	368	331,2	29,6	29,6	799,2	710,4	799,2	710,4
RG_SB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	22,2	33,3	22,2	22,2
RG_SB01_High-Load_RONT	**N30%**	74	74	92	92	29,6	29,6	355,2	355,2	355,2	355,2
	N100%	251,6	236,8	294,4	331,2	29,6	29,6	488,4	399,6	532,8	444
RG_SB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	133,2	133,2	88,8	66,6
RG_SB01_Low-Load_RONT	**N30%**	74	74	92	92	29,6	29,6	843,6	843,6	710,4	710,4
	N100%	251,6	251,6	349,6	312,8	29,6	29,6	1065,6	976,8	1065,6	976,8

Tabelle 0.21: Durch die MC-Simulation ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 100% Last und 0% Erzeugung.

Referenzverteilernetz	**P(N)**	**Laden: 1ph**						**Laden: 3ph**			
		S = 3.7 kVA		**S = 7.4 kVA**		**S = 13.9 kVA**		**S = 11.1 kVA**		**S = 22.2 kVA**	
		Ohne RONT	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**
RG_BB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	2	2
RG_BB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	8	8	8	8	4	4	NaN	NaN	20	20
	N100%	32	32	32	32	4	4	36	36	24	20
RG_BB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	6	6	1	1
RG_BB01_High-Load_RONT	**N30%**	8	8	8	8	4	4	32	32	16	16
	N100%	28	32	32	32	4	4	36	32	20	16
RG_BB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4
RG_BB01_Low-Load_RONT	**N30%**	8	8	8	8	4	4	NaN	NaN	24	24
	N100%	32	32	36	32	4	4	36	36	28	24
RG_L01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0

RG_L01_Avg-Load_RONT	**N30%**	4	8	4	8	4	4	4	12	4	8
	N100%	12	20	8	20	4	4	8	12	4	8
RG_L01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
RG_L01_High-Load_RONT	**N30%**	4	8	4	8	4	4	4	8	4	4
	N100%	8	20	8	16	4	4	4	8	4	4
RG_L01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0
RG_L01_Low-Load_RONT	**N30%**	4	8	4	8	4	4	4	12	4	8
	N100%	16	20	12	20	4	4	12	12	8	8
RG_L02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	6	6	3	3
RG_L02_Avg-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	28	28	16	16
	N100%	72	64	60	60	4	4	28	28	16	16
RG_L02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	5	4	2	2
RG_L02_High-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	24	20	12	12
	N100%	60	56	52	44	4	4	24	20	12	12
RG_L02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	6	6	3	2
RG_L02_Low-Load_RONT	**N30%**	16	16	16	16	4	4	28	28	16	12
	N100%	60	64	60	56	4	4	28	28	16	12
RG_L03_Avg-Load	**N0%**	1	0	0	0	0	0	9	6	4	3
RG_L03_Avg-Load_RONT	**N30%**	32	28	28	28	4	4	40	32	20	16
	N100%	104	92	96	76	4	4	44	32	24	16
RG_L03_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	2	0	1	0
RG_L03_High-Load_RONT	**N30%**	28	4	24	4	4	4	12	4	8	4
	N100%	36	4	28	4	4	4	12	4	8	4
RG_L03_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	16	13	6	6
RG_L03_Low-Load_RONT	**N30%**	28	28	28	28	4	4	72	60	36	32
	N100%	124	100	108	104	4	4	72	64	36	32
RG_SB02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	10	9	5	4
RG_SB02_Avg-Load_RONT	**N30%**	20	20	20	20	4	4	44	40	24	20
	N100%	72	84	80	72	4	4	44	40	24	20
RG_SB02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	7	6	3	3
RG_SB02_High-Load_RONT	**N30%**	20	20	20	16	4	4	32	28	16	16
	N100%	80	68	72	64	4	4	32	28	16	16

RG_SB02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	12	11	5	5
RG_SB02_Low-Load_RONT	**N30%**	20	16	20	20	4	4	52	48	28	24
	N100%	76	76	68	76	4	4	52	48	28	24
RG_SB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	4	4	1	1
RG_SB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	24	20	20	24	4	4	32	32	16	16
	N100%	84	72	68	72	4	4	36	32	20	16
RG_SB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	2	2	0	0
RG_SB01_High-Load_RONT	**N30%**	20	20	20	20	4	4	20	20	8	8
	N100%	60	52	48	40	4	4	24	20	12	12
RG_SB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	6	6	2	2
RG_SB01_Low-Load_RONT	**N30%**	20	20	20	24	4	4	44	44	20	20
	N100%	84	72	80	96	4	4	48	44	24	24

Tabelle 0.22: Ladeleistung S in Summe bezogen auf die ermittelte mögliche Anzahl der integrierbaren Elektrofahrzeuge je Ladeart in Abhängigeit des Netzbetreiberrisikos [kVA] mit Berücksichtigung aller Restriktionen und für den V2G-Fall: 100% Last und 0% Erzeugung.

Referenzverteilernetz	**P(N)**	**Laden: 1ph**						**Laden: 3ph**			
		S = 3.7 kVA		**S = 7.4 kVA**		**S = 13.9 kVA**		**S = 11.1 kVA**		**S = 22.2 kVA**	
		Ohne RONT	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**	**Ohne RONT**	**Mit RONT**
RG_BB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	44,4	44,4
RG_BB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	29,6	29,6	36,8	36,8	29,6	29,6			444	444
	N100%	118,4	118,4	147,2	147,2	29,6	29,6	399,6	399,6	532,8	444
RG_BB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	66,6	66,6	22,2	22,2
RG_BB01_High-Load_RONT	**N30%**	29,6	29,6	36,8	36,8	29,6	29,6	355,2	355,2	355,2	355,2
	N100%	103,6	118,4	147,2	147,2	29,6	29,6	399,6	355,2	444	355,2
RG_BB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	0	88,8	88,8
RG_BB01_Low-Load_RONT	**N30%**	29,6	29,6	36,8	36,8	29,6	29,6			532,8	532,8
	N100%	118,4	118,4	165,6	147,2	29,6	29,6	399,6	399,6	621,6	532,8
RG_L01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	11,1	0	0
RG_L01_Avg-Load_RONT	**N30%**	14,8	29,6	18,4	36,8	29,6	29,6	44,4	133,2	88,8	177,6
	N100%	44,4	74	36,8	92	29,6	29,6	88,8	133,2	88,8	177,6
RG_L01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	11,1	0	0
RG_L01_High-Load_RONT	**N30%**	14,8	29,6	18,4	36,8	29,6	29,6	44,4	88,8	88,8	88,8

	N100%	29,6	74	36,8	73,6	29,6	29,6	44,4	88,8	88,8	88,8
RG_L01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	0	22,2	0	0
RG_L01_Low-Load_RONT	**N30%**	14,8	29,6	18,4	36,8	29,6	29,6	44,4	133,2	88,8	177,6
	N100%	59,2	74	55,2	92	29,6	29,6	133,2	133,2	177,6	177,6
RG_L02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	66,6	66,6	66,6	66,6
RG_L02_Avg-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6	310,8	310,8	355,2	355,2
	N100%	266,4	236,8	276	276	29,6	29,6	310,8	310,8	355,2	355,2
RG_L02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	55,5	44,4	44,4	44,4
RG_L02_High-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6	266,4	222	266,4	266,4
	N100%	222	207,2	239,2	202,4	29,6	29,6	266,4	222	266,4	266,4
RG_L02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	66,6	66,6	66,6	44,4
RG_L02_Low-Load_RONT	**N30%**	59,2	59,2	73,6	73,6	29,6	29,6	310,8	310,8	355,2	266,4
	N100%	222	236,8	276	257,6	29,6	29,6	310,8	310,8	355,2	266,4
RG_L03_Avg-Load	**N0%**	3,7	0	0	0	0	0	99,9	66,6	88,8	66,6
RG_L03_Avg-Load_RONT	**N30%**	118,4	103,6	128,8	128,8	29,6	29,6	444	355,2	444	355,2
	N100%	384,8	340,4	441,6	349,6	29,6	29,6	488,4	355,2	532,8	355,2
RG_L03_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	22,2	0	22,2	0
RG_L03_High-Load_RONT	**N30%**	103,6	14,8	110,4	18,4	29,6	29,6	133,2	44,4	177,6	88,8
	N100%	133,2	14,8	128,8	18,4	29,6	29,6	133,2	44,4	177,6	88,8
RG_L03_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	177,6	144,3	133,2	133,2
RG_L03_Low-Load_RONT	**N30%**	103,6	103,6	128,8	128,8	29,6	29,6	799,2	666	799,2	710,4
	N100%	458,8	370	496,8	478,4	29,6	29,6	799,2	710,4	799,2	710,4
RG_SB02_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	111	99,9	111	88,8
RG_SB02_Avg-Load_RONT	**N30%**	74	74	92	92	29,6	29,6	488,4	444	532,8	444
	N100%	266,4	310,8	368	331,2	29,6	29,6	488,4	444	532,8	444
RG_SB02_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	77,7	66,6	66,6	66,6
RG_SB02_High-Load_RONT	**N30%**	74	74	92	73,6	29,6	29,6	355,2	310,8	355,2	355,2
	N100%	296	251,6	331,2	294,4	29,6	29,6	355,2	310,8	355,2	355,2
RG_SB02_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	133,2	122,1	111	111
RG_SB02_Low-Load_RONT	**N30%**	74	59,2	92	92	29,6	29,6	577,2	532,8	621,6	532,8
	N100%	281,2	281,2	312,8	349,6	29,6	29,6	577,2	532,8	621,6	532,8
RG_SB01_Avg-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	44,4	44,4	22,2	22,2

RG_SB01_Avg-Load_RONT	**N30%**	88,8	74	92	110,4	29,6	29,6	355,2	355,2	355,2	355,2
	N100%	310,8	266,4	312,8	331,2	29,6	29,6	399,6	355,2	444	355,2
RG_SB01_High-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	22,2	22,2	0	0
RG_SB01_High-Load_RONT	**N30%**	74	74	92	92	29,6	29,6	222	222	177,6	177,6
	N100%	222	192,4	220,8	184	29,6	29,6	266,4	222	266,4	266,4
RG_SB01_Low-Load	**N0%**	0	0	0	0	0	0	66,6	66,6	44,4	44,4
RG_SB01_Low-Load_RONT	**N30%**	74	74	92	110,4	29,6	29,6	488,4	488,4	444	444
	N100%	310,8	266,4	368	441,6	29,6	29,6	532,8	488,4	532,8	532,8

Anhang E: Ergebnisvergleich der Szenarien ohne und mit Berücksichtigung der VDE-AR-N 4105

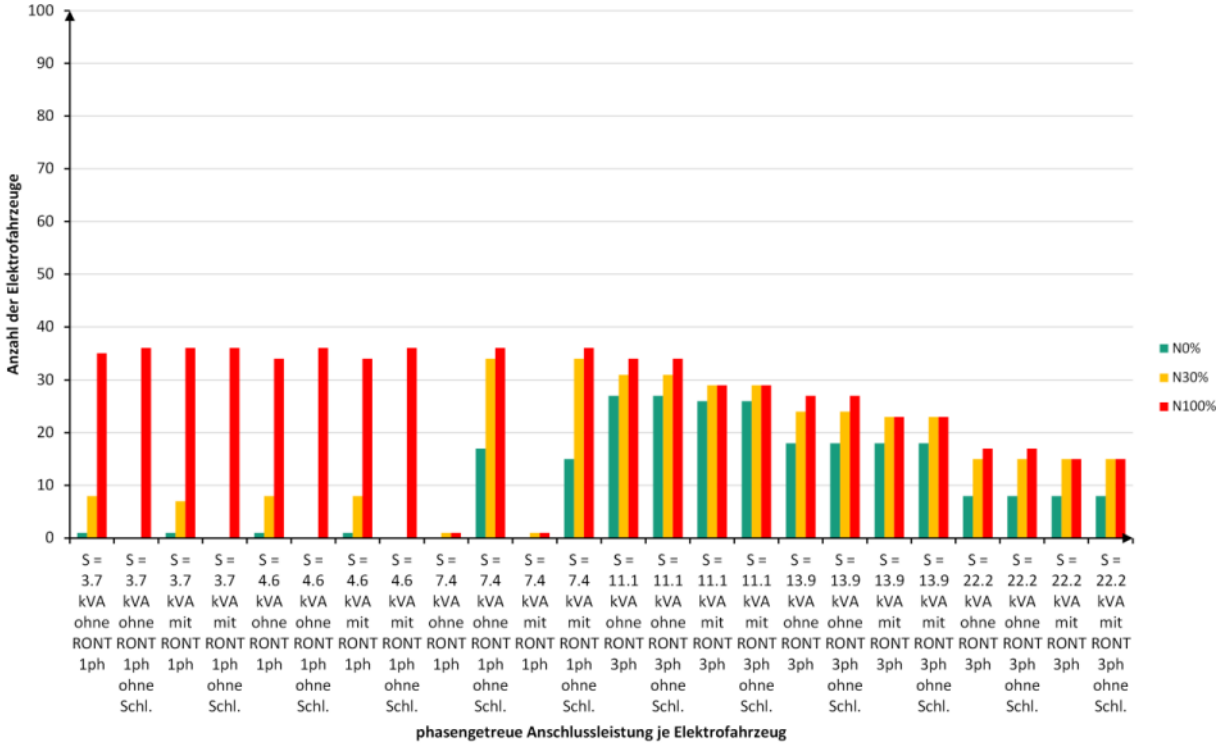


Abbildung 0.3: Vergleich der errechneten möglichen Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_BB01 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., Vergl.) unter und ohne Berücksichtigung des Schieflastkriteriums.

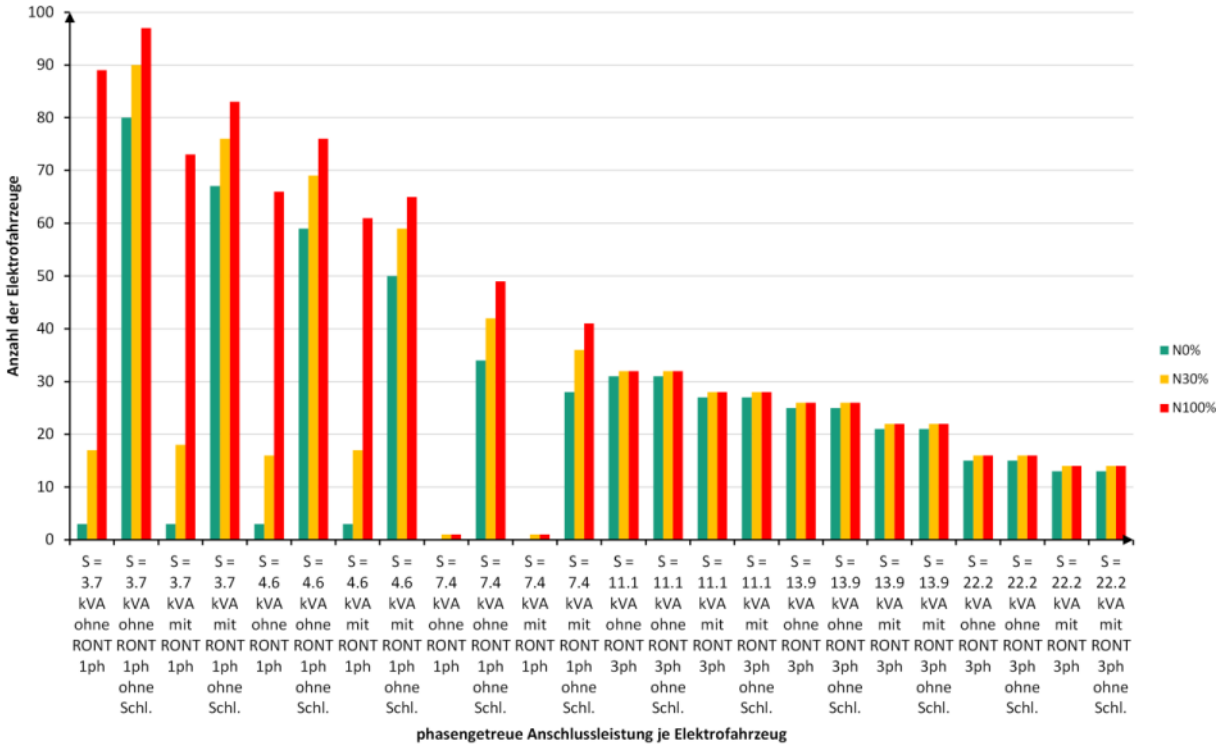


Abbildung 0.4: Vergleich der errechneten möglichen Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_SB01 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., Vergl.) unter und ohne Berücksichtigung des Schieflastkriteriums.

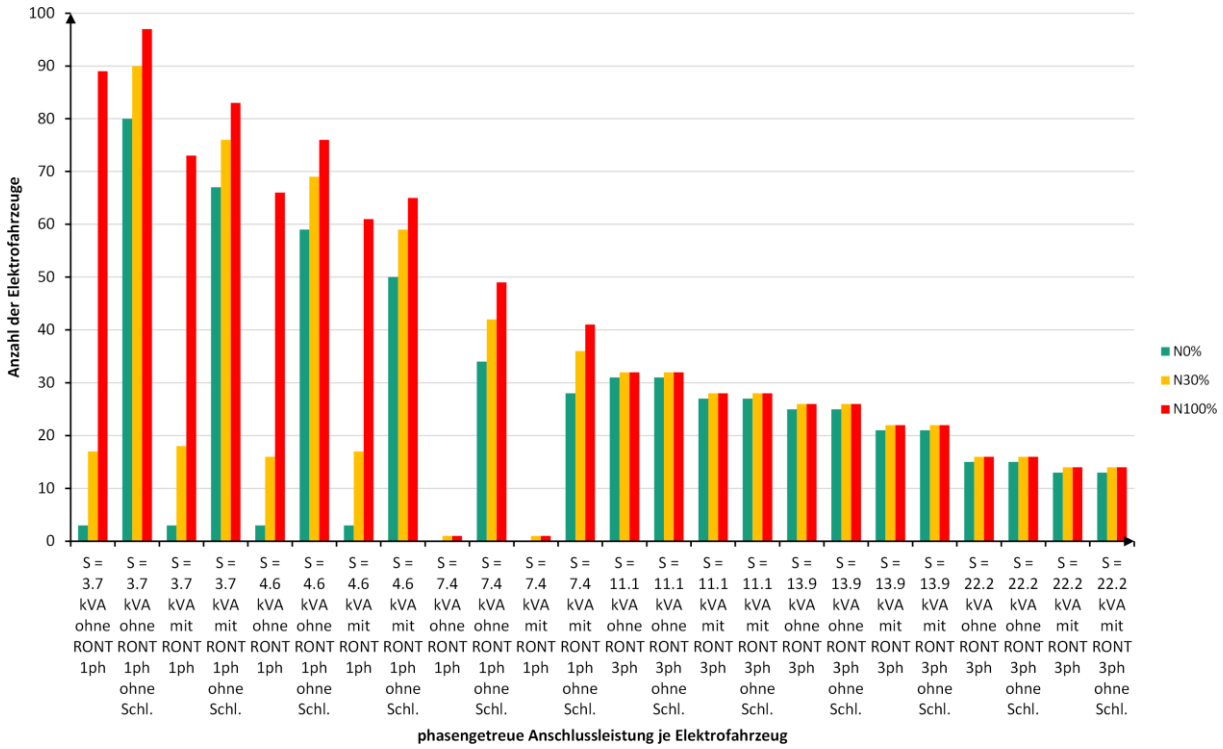


Abbildung 0.5: Vergleich der errechneten möglichen Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_SB02 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., Vergl.) unter und ohne Berücksichtigung des Schieflastkriteriums.

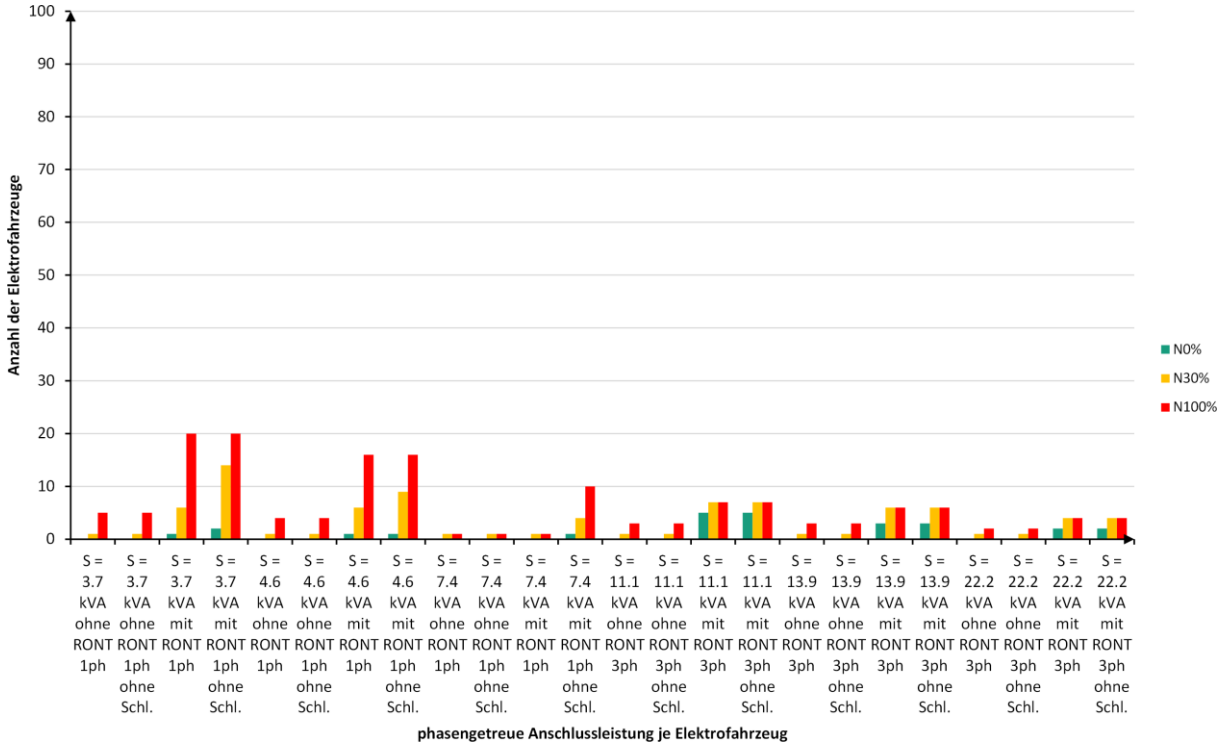


Abbildung 0.6: Vergleich der errechneten möglichen Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_L01 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., Vergl.) unter und ohne Berücksichtigung des Schieflastkriteriums.

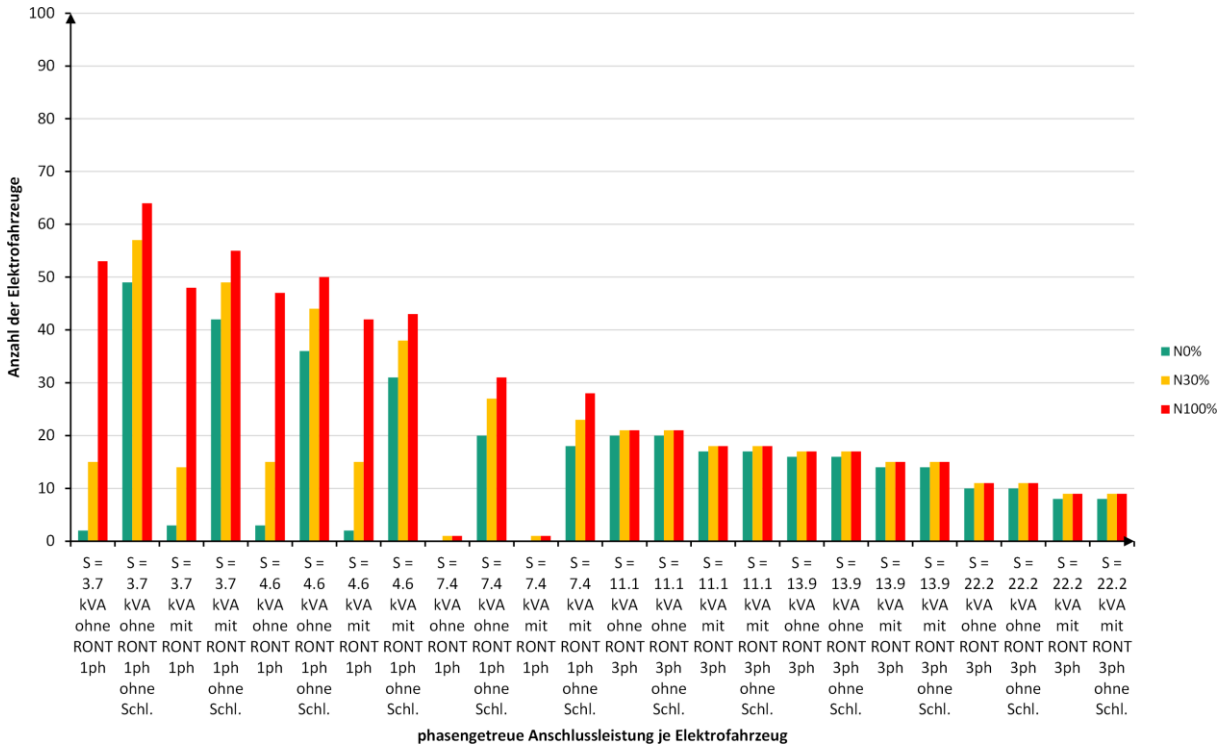


Abbildung 0.7: Vergleich der errechneten möglichen Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_L02 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., Vergl.) unter und ohne Berücksichtigung des Schieflastkriteriums.

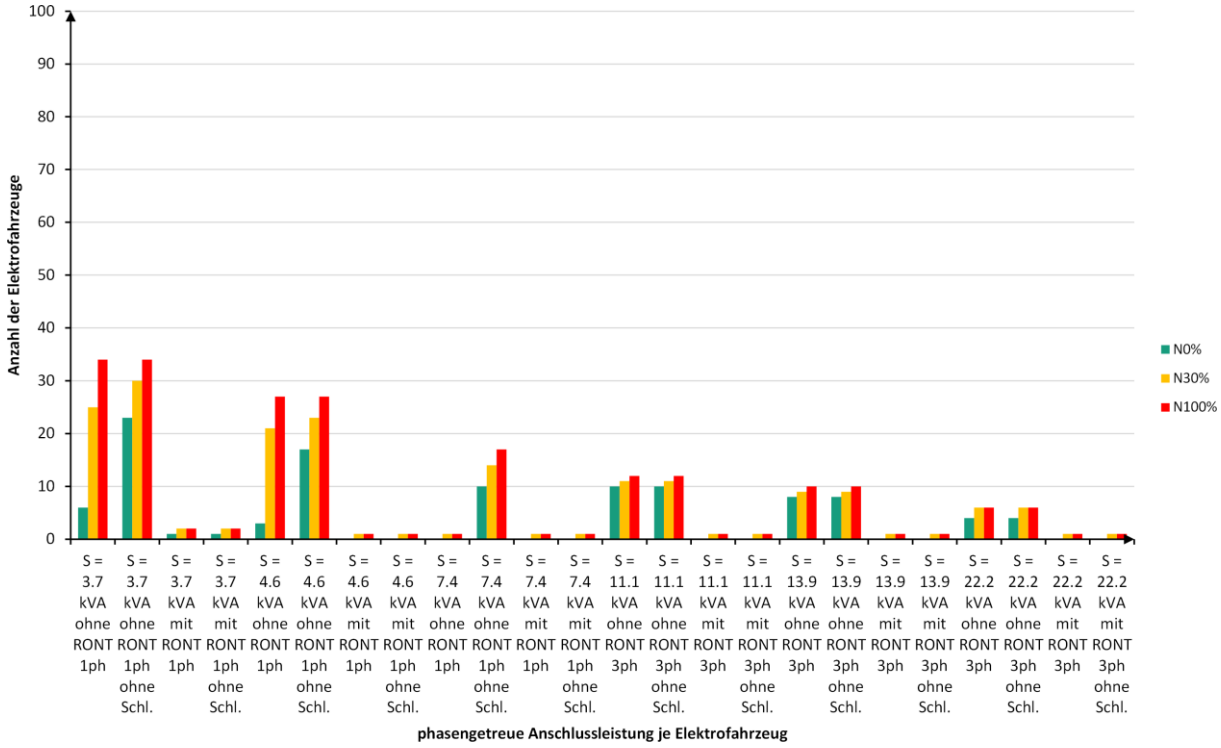


Abbildung 0.8: Vergleich der errechneten möglichen Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_L03 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., Vergl.) unter und ohne Berücksichtigung des Schieflastkriteriums.

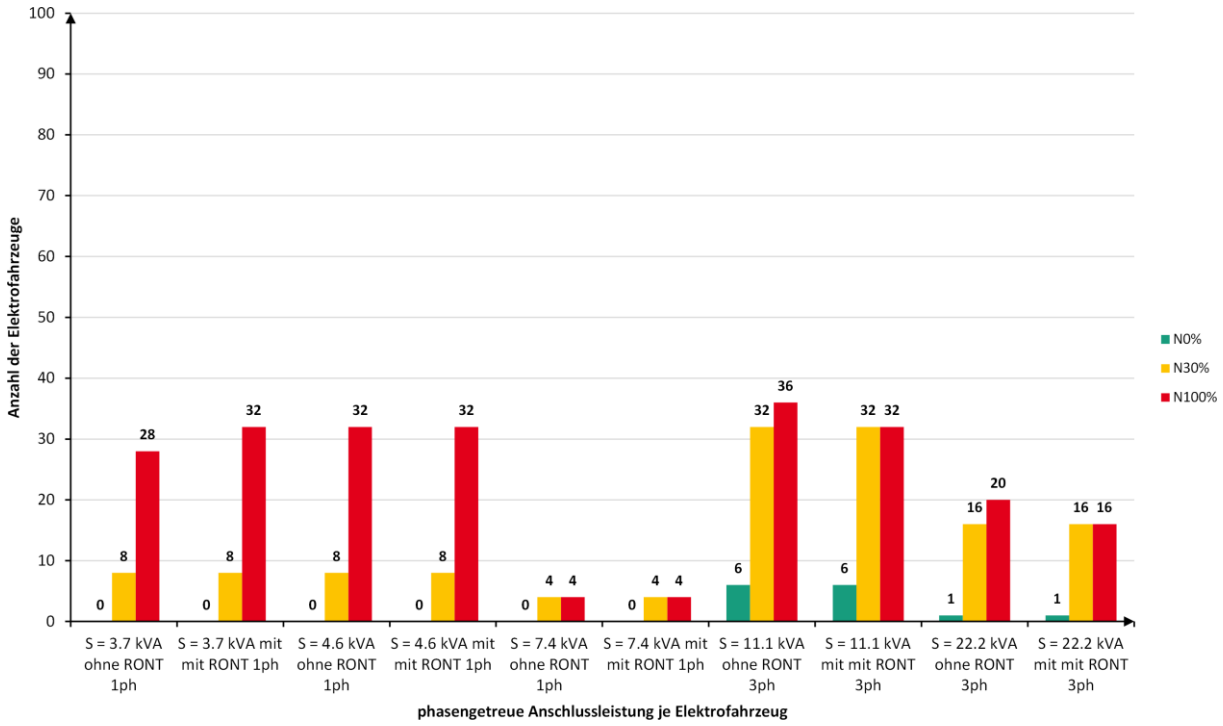


Abbildung 0.9: Mögliche Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_BB01 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., 20A Schl., V2G: 100%L & 0%E) unter Berücksichtigung alle relevanten Netzrestriktionen.

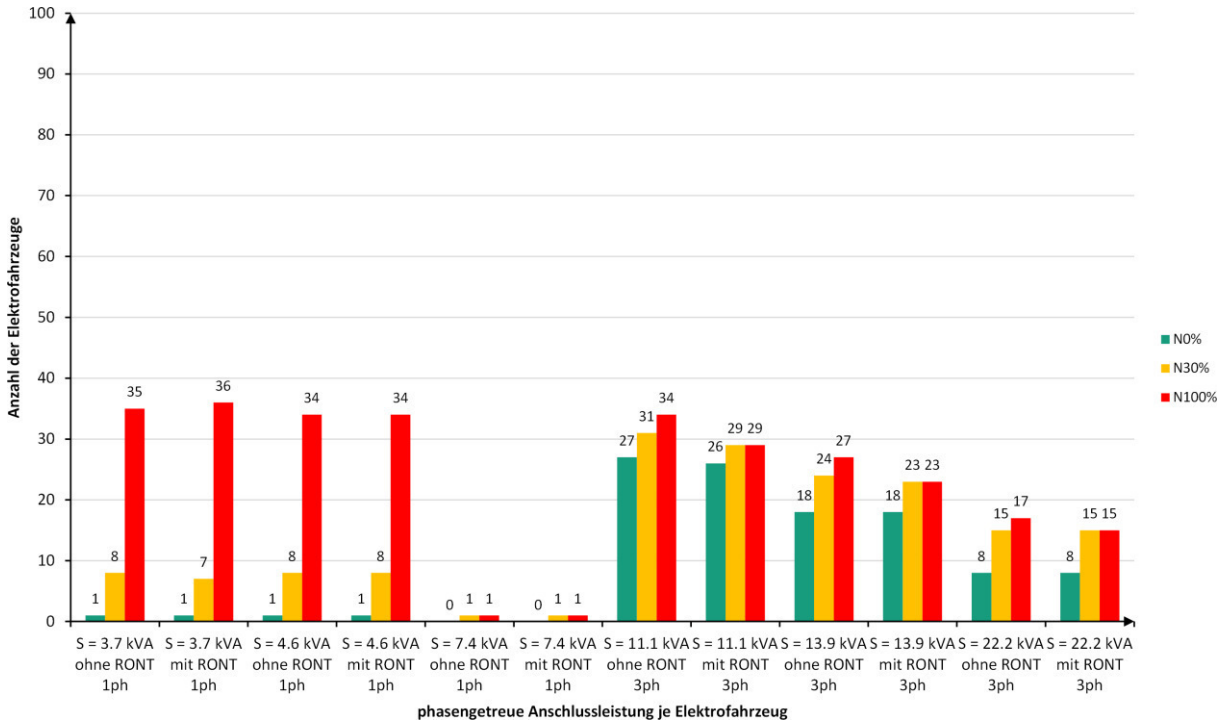


Abbildung 0.10: Mögliche Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_BB01 mit die Berücksichtigung des Schieflastkriteriums.

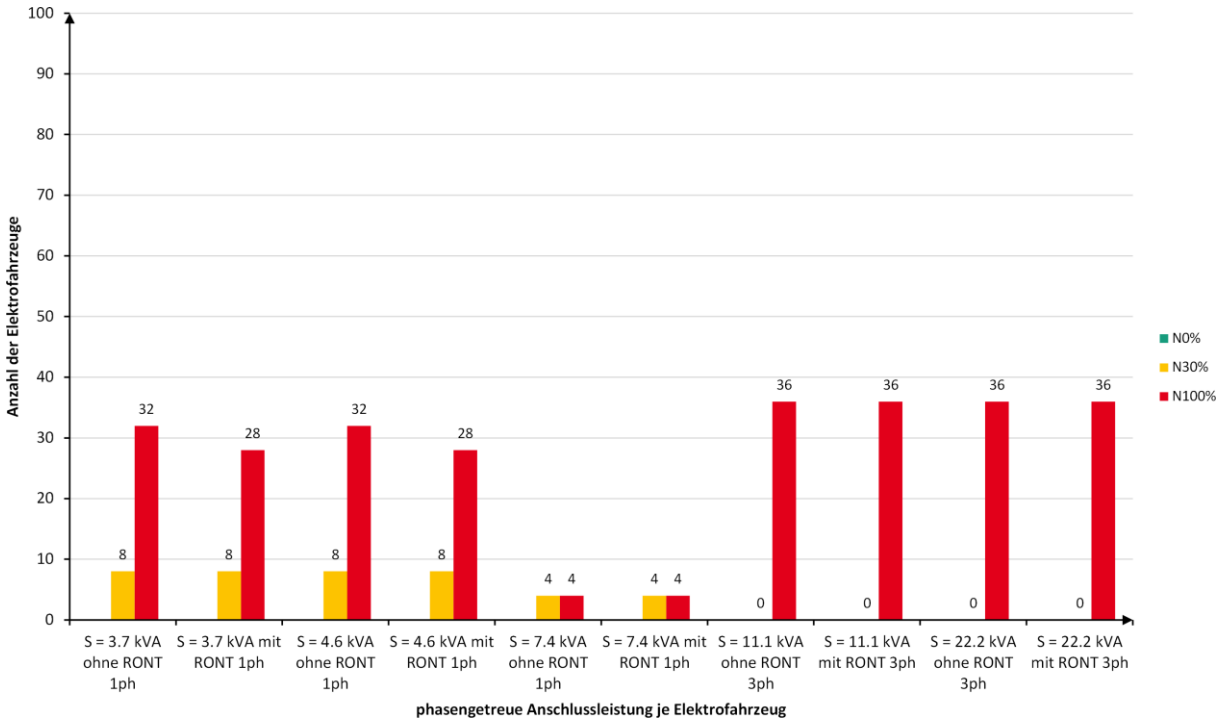


Abbildung 0.11: Mögliche Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_BB01 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 lt., 20A Schl., V2G: 25%L & 75%E) unter Berücksichtigung alle relevanten Netzrestriktionen.

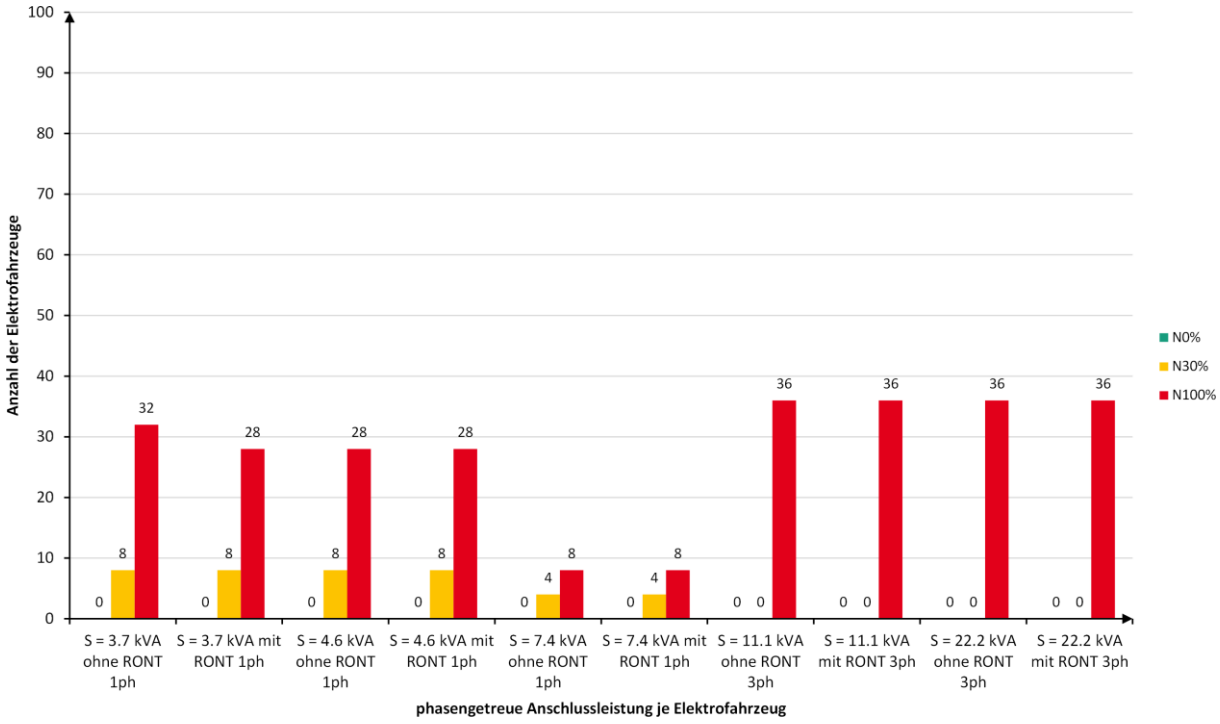


Abbildung 0.12: Mögliche Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_BB01 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 lt., 20A Schl., V2G: 50%L & 50%E) unter Berücksichtigung alle relevanten Netzrestriktionen.

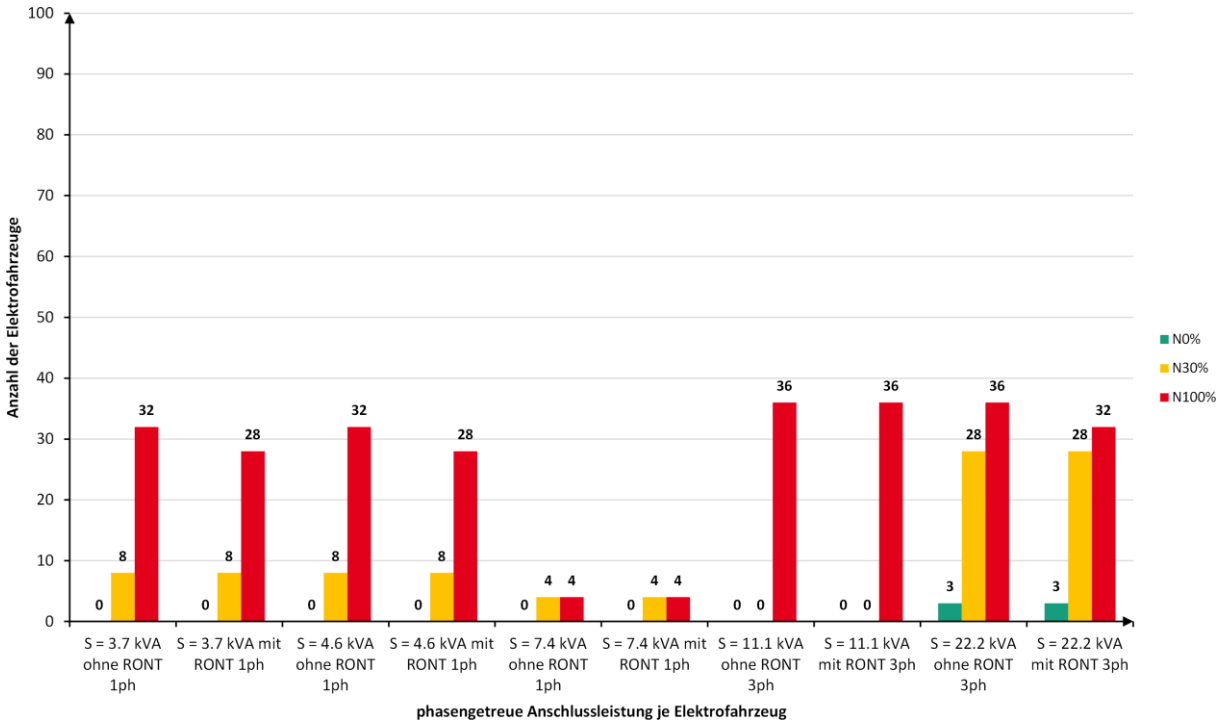


Abbildung 0.13: Mögliche Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_BB01 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., 20A Schl., V2G: 75%L & 25%E) unter Berücksichtigung alle relevanten Netzrestriktionen.

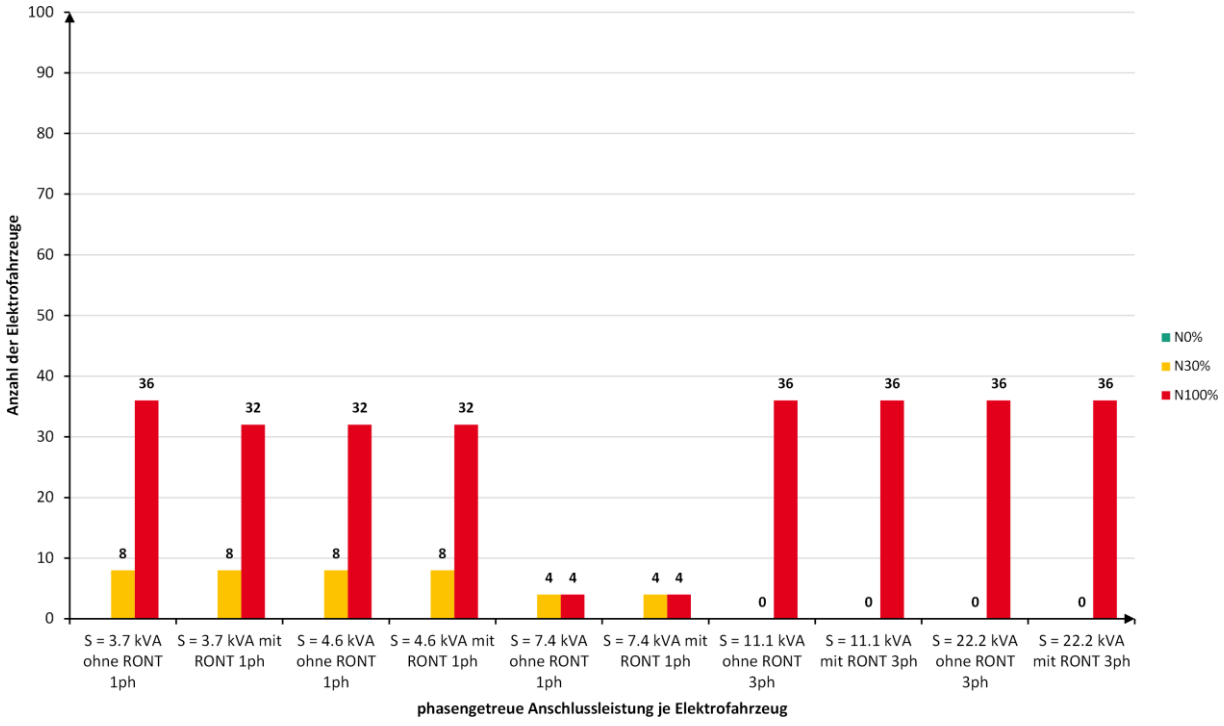


Abbildung 0.14: Mögliche Anzahl integriebarer EVs je NB-Risiko im Netz: RG_BB01 (Lastfall: Starklast, MC-Sim. mit 10000 It., 20A Schl., V2G: 0%L & 100%E) unter Berücksichtigung alle relevanten Netzrestriktionen.

Anhang F: MC-Fingerprint Ergebnisse für L = 0% und E. = 100%

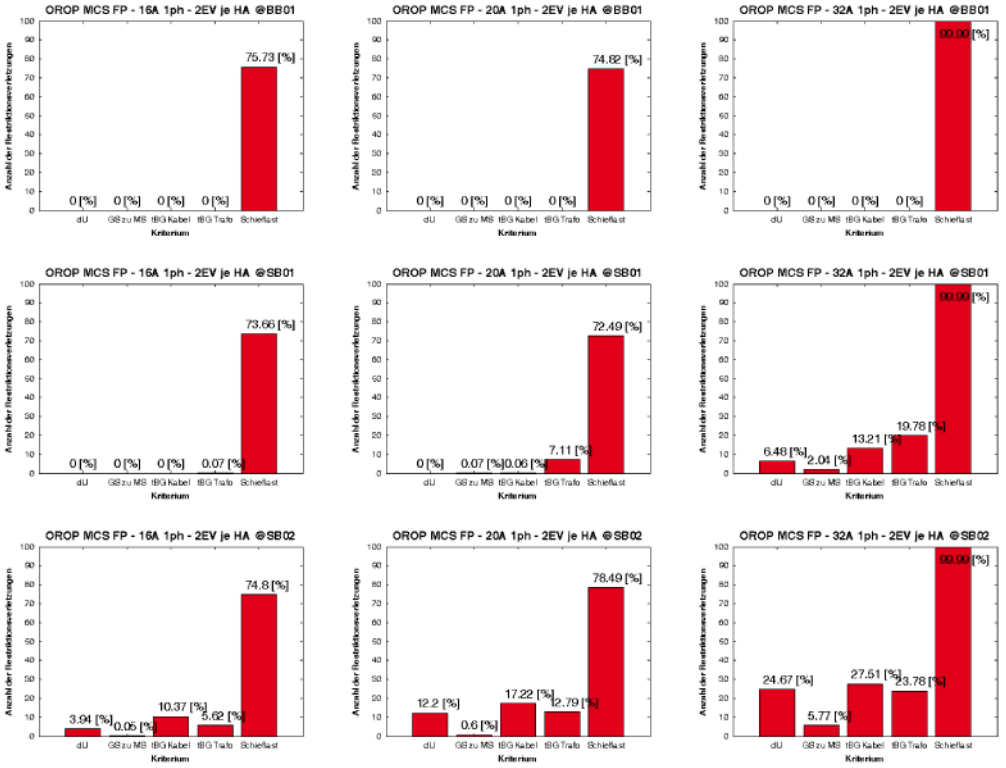


Abbildung 0.15: Fingerprints einphasig des Szenarions Last = 0% und Rückspeisung = 100% bei 10000 Iterationen im urbanen Bereich.

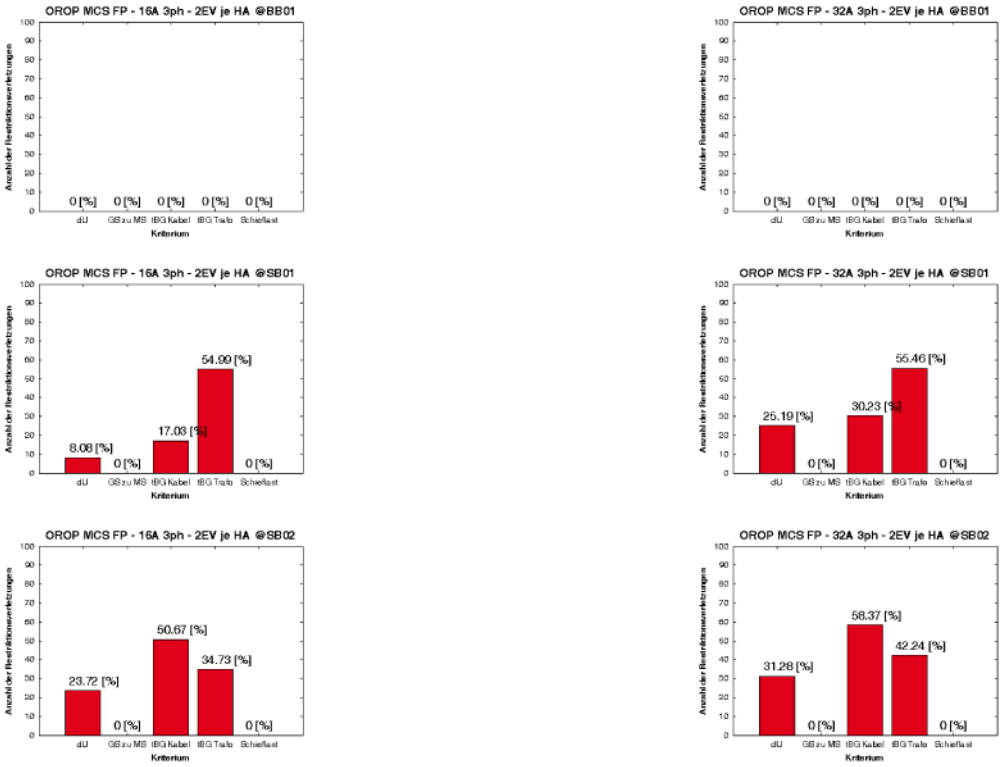


Abbildung 0.16: Fingerprints dreiphasig des Szenarions Last = 0% und Rückspeisung = 100% bei 10000 Iterationen im urbanen Bereich.

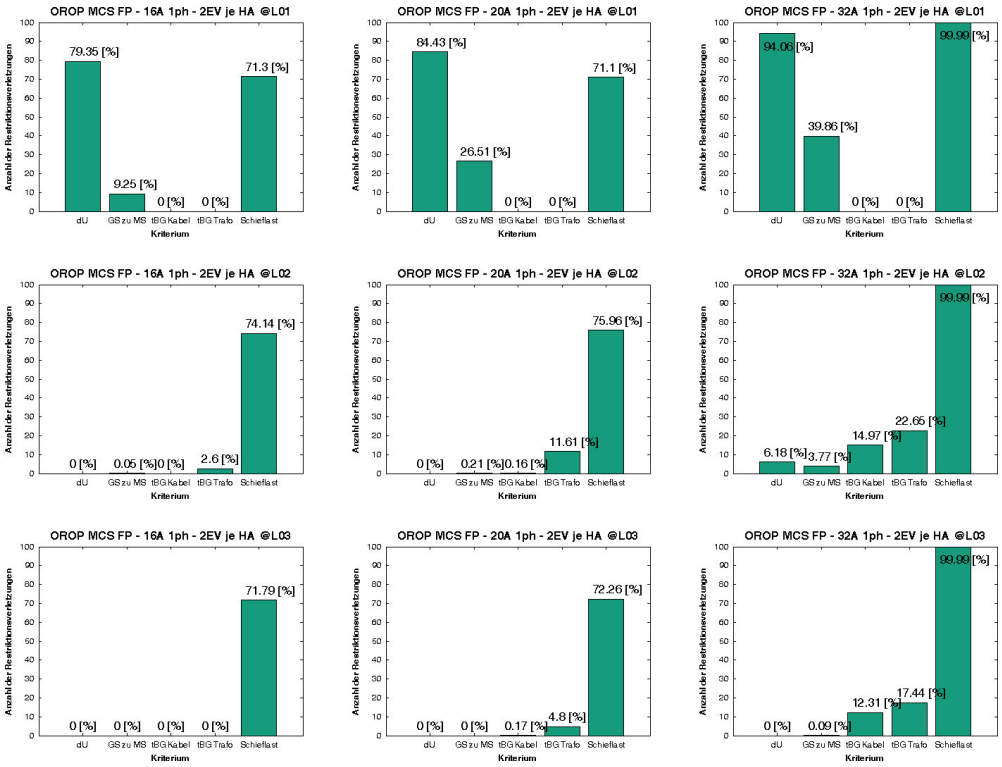


Abbildung 0.17: Fingerprints einphasig des Szenarions Last = 0% und Rückspeisung = 100% bei 10000 Iterationen im ländlichen Bereich.

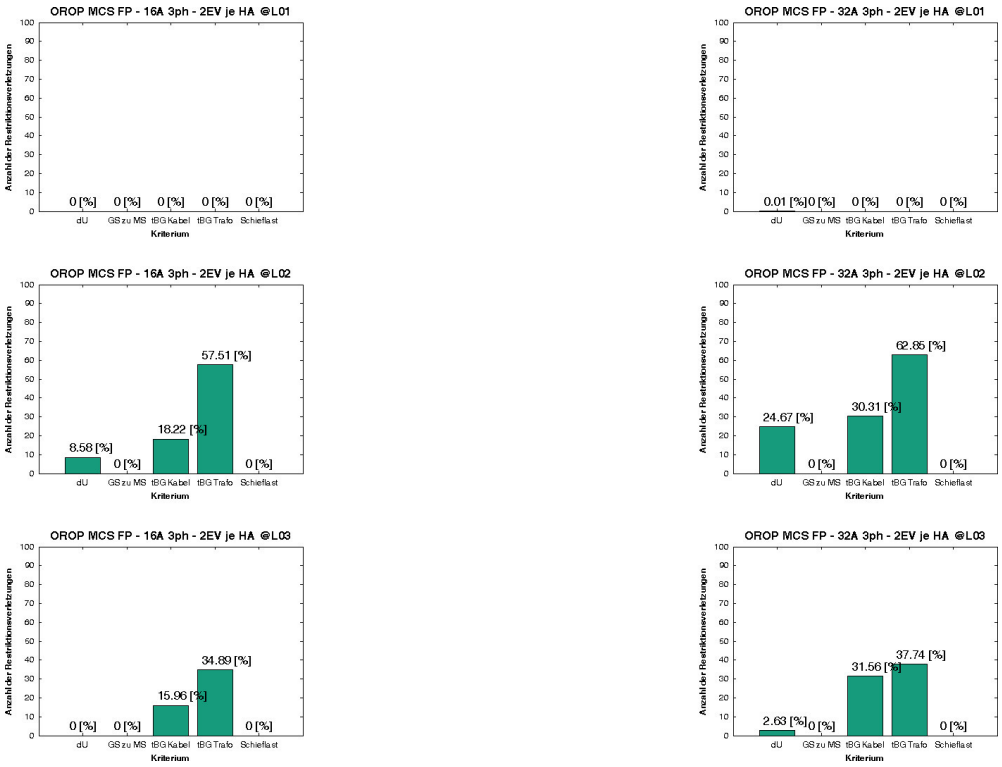


Abbildung 0.18: Fingerprints dreiphasig des Szenarions Last = 0% und Rückspeisung = 100% bei 10000 Iterationen im ländlichen Bereich.

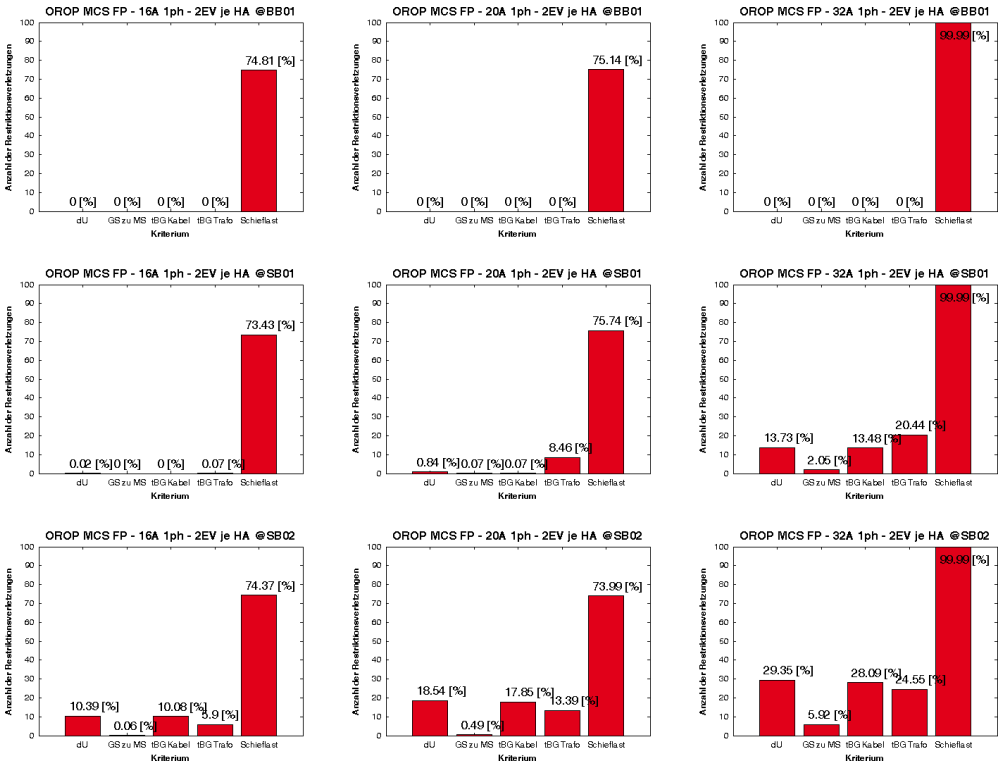


Abbildung 0.19: Fingerprints einphasig des Szenarions Last = 0% und Rückspeisung = 100% bei 10000 Iterationen im urbanen Bereich mit RONT.

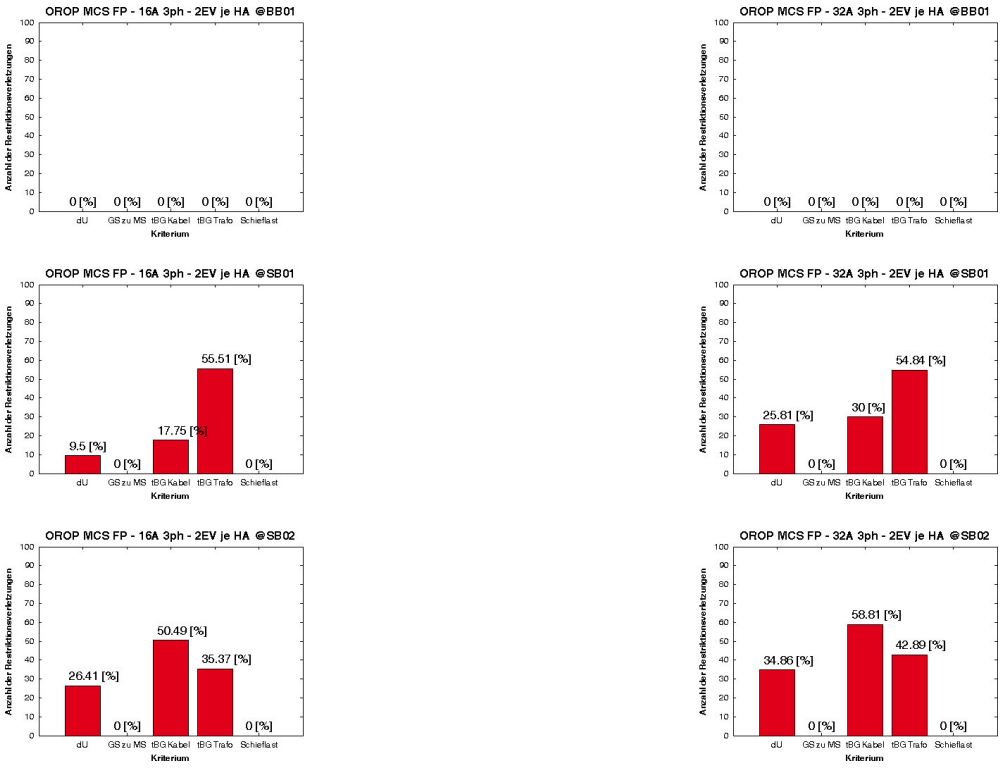


Abbildung 0.20: Fingerprints dreiphasig des Szenarions Last = 0% und Rückspeisung = 100% bei 10000 Iterationen im urbanen Bereich mit Ront.

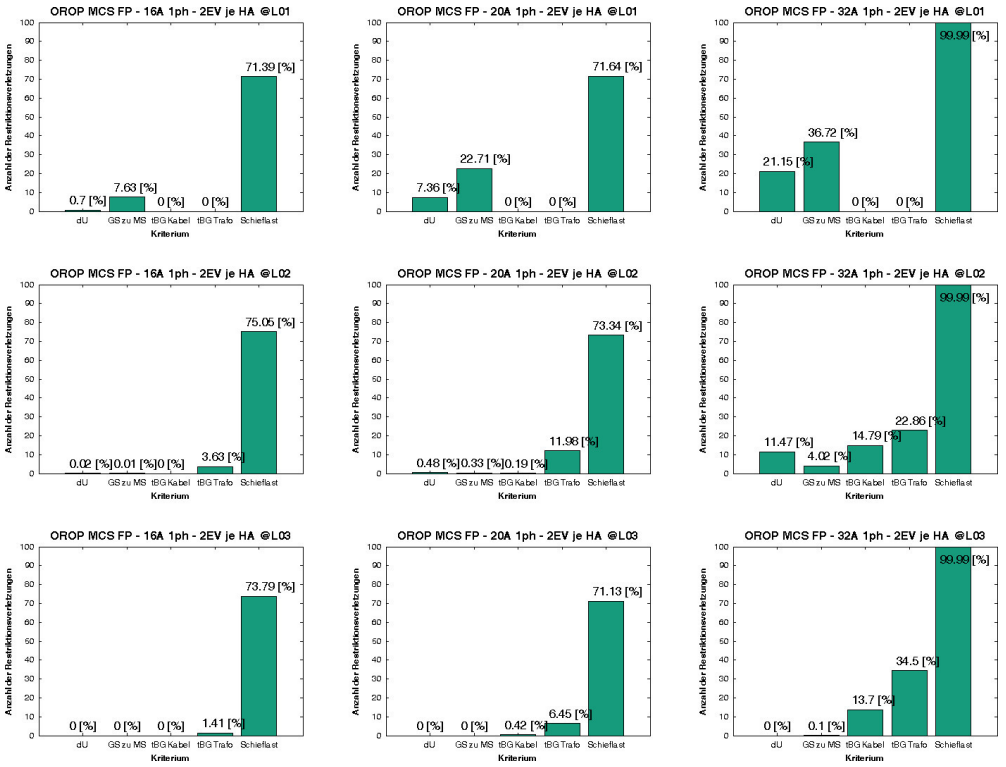


Abbildung 0.21: Fingerprints einphasig des Szenarions Last = 0% und Rückspeisung = 100% bei 10000 Iterationen im ländlichen Bereich mit RONT.

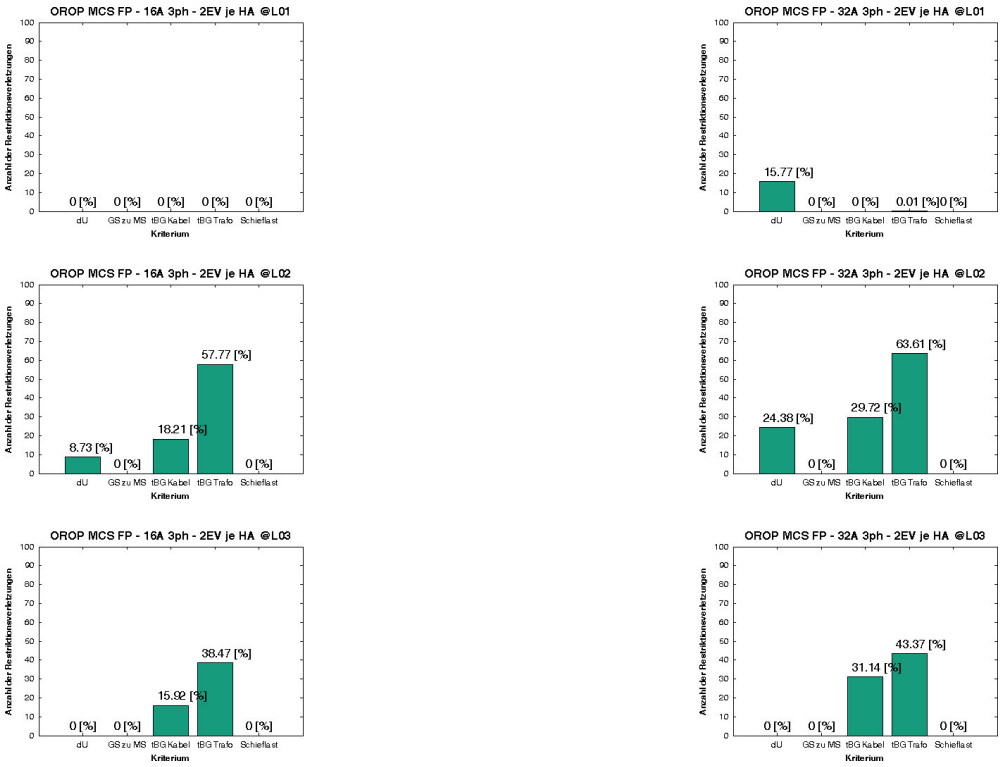


Abbildung 0.22: Fingerprints dreiphasig des Szenarions Last = 0% und Rückspeisung = 100% bei 10000 Iterationen im ländlichen Bereich mit RONT.

Anhang G: MC-Fingerprint Ergebnisse für L = 100% und E. = 0%

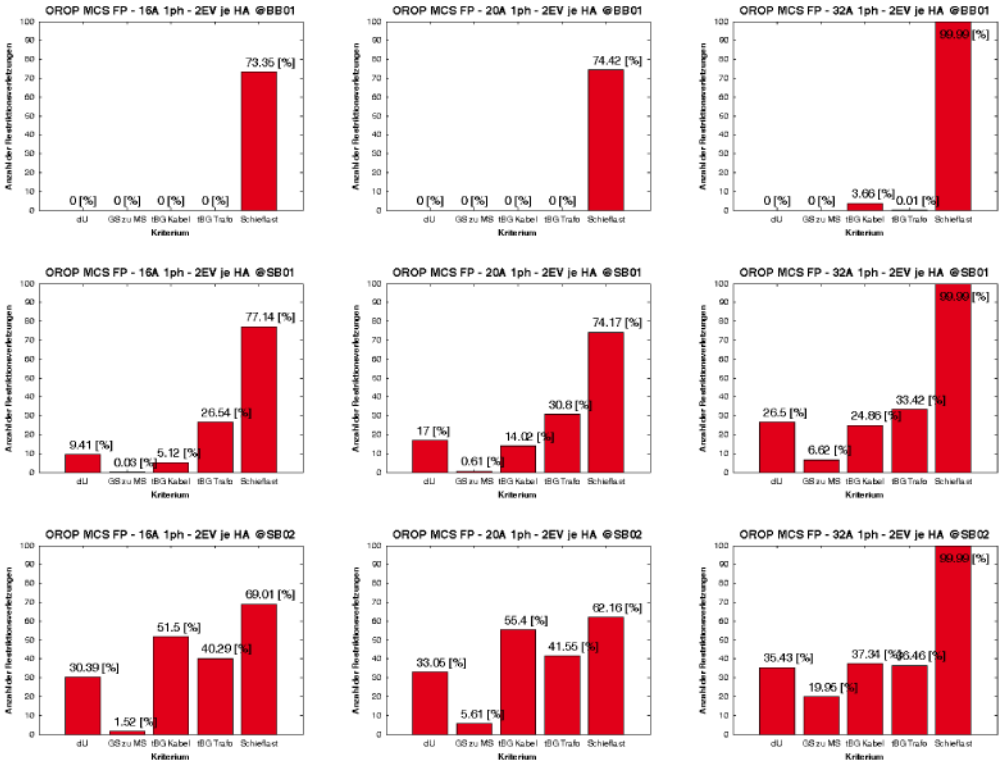


Abbildung 0.23: Fingerprints einphasig des Szenarions Last = 100% und Rückspeisung = 0% bei 10000 Iterationen im urbanen Bereich.

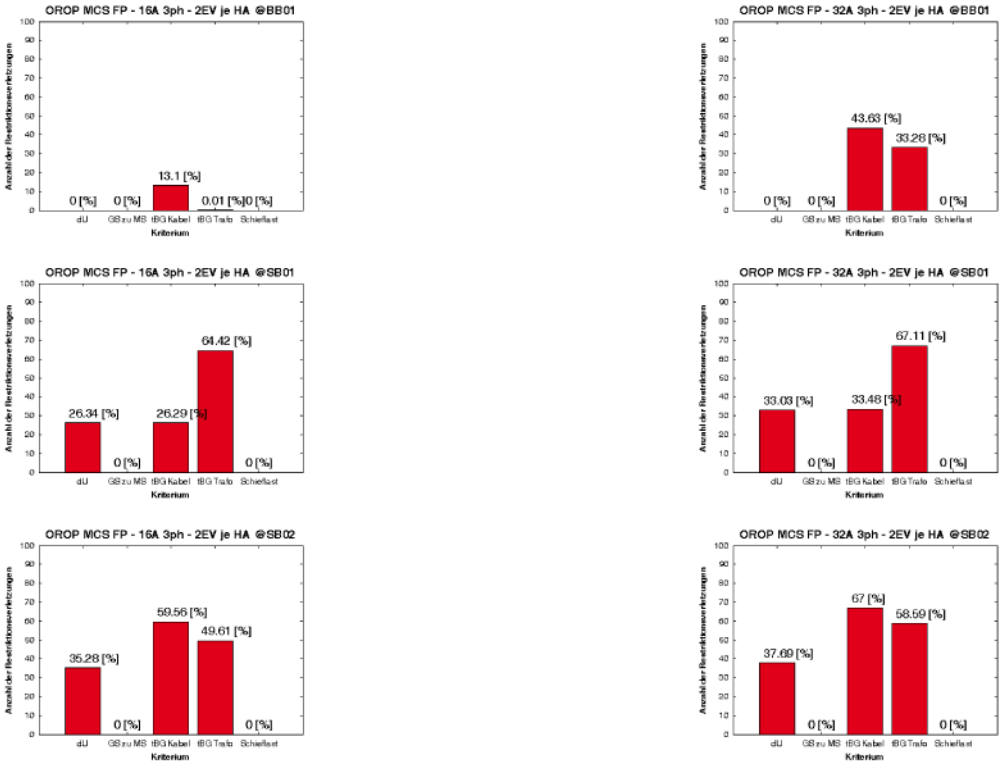


Abbildung 0.24: Fingerprints dreiphasig des Szenarions Last = 100% und Rückspeisung = 0% bei 10000 Iterationen im urbanen Bereich.

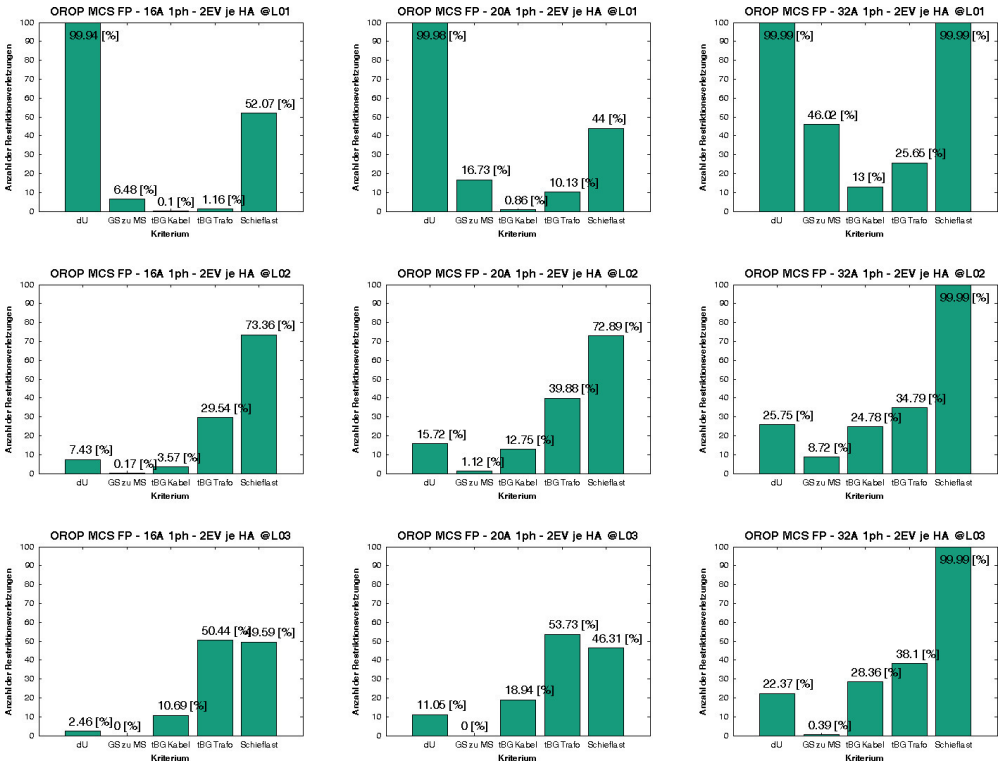


Abbildung 0.25: Fingerprints einphasig des Szenarions Last = 100% und Rückspeisung = 0% bei 10000 Iterationen im ländlichen Bereich.

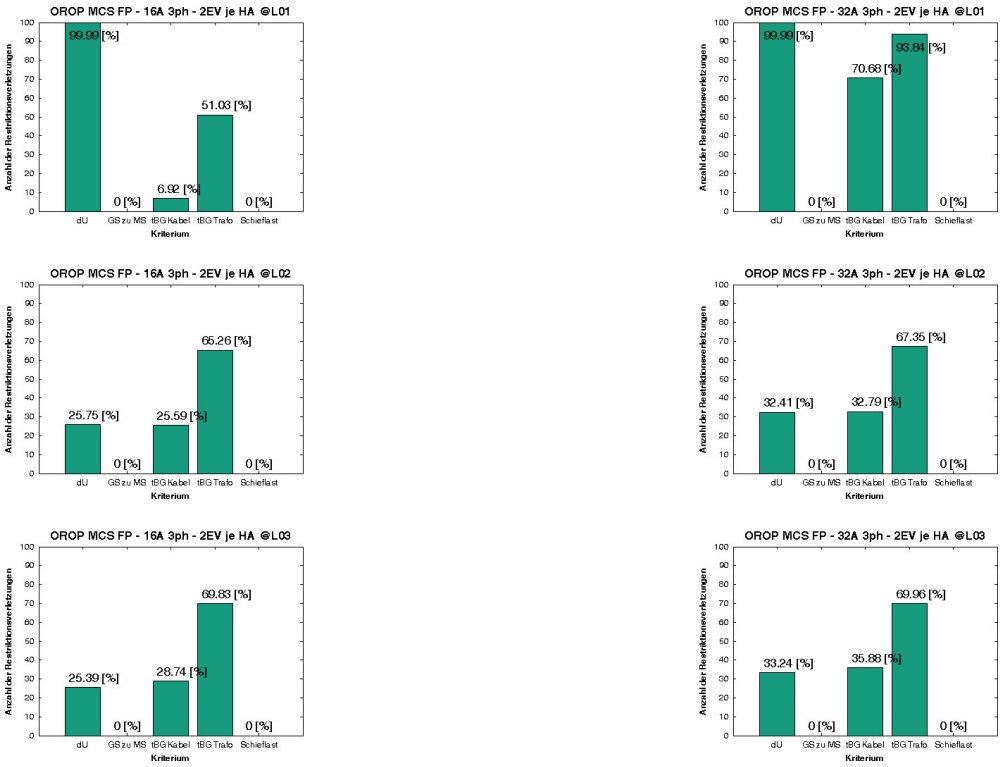


Abbildung 0.26: Fingerprints dreiphasig des Szenarions Last = 100% und Rückspeisung = 0% bei 10000 Iterationen im ländlichen Bereich.

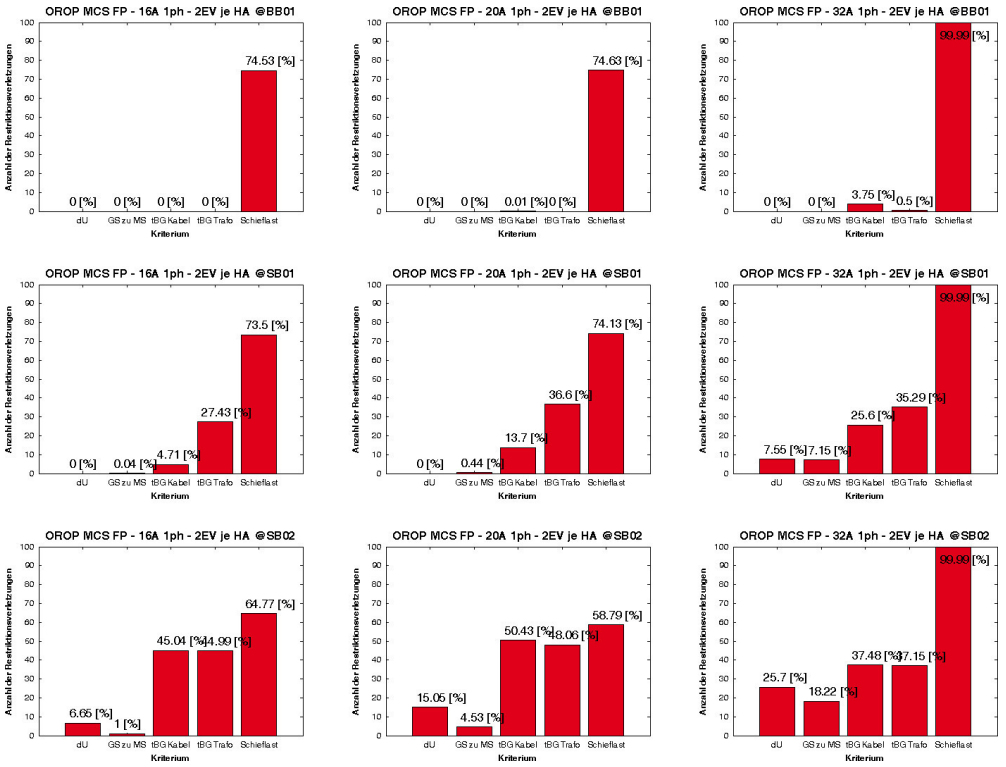


Abbildung 0.27: Fingerprints einphasig des Szenarions Last = 100% und Rückspeisung = 0% bei 10000 Iterationen im urbanen Bereich mit RONT.

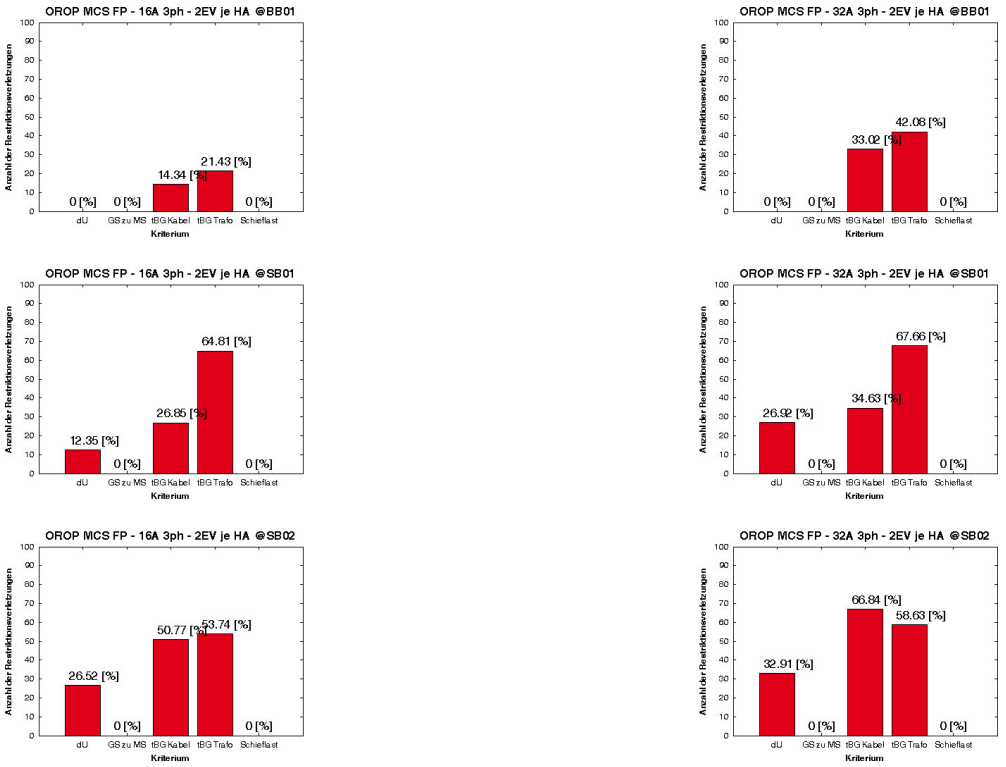


Abbildung 0.28: Fingerprints dreiphasig des Szenarions Last = 100% und Rückspeisung = 0% bei 10000 Iterationen im urbanen Bereich mit RONT.

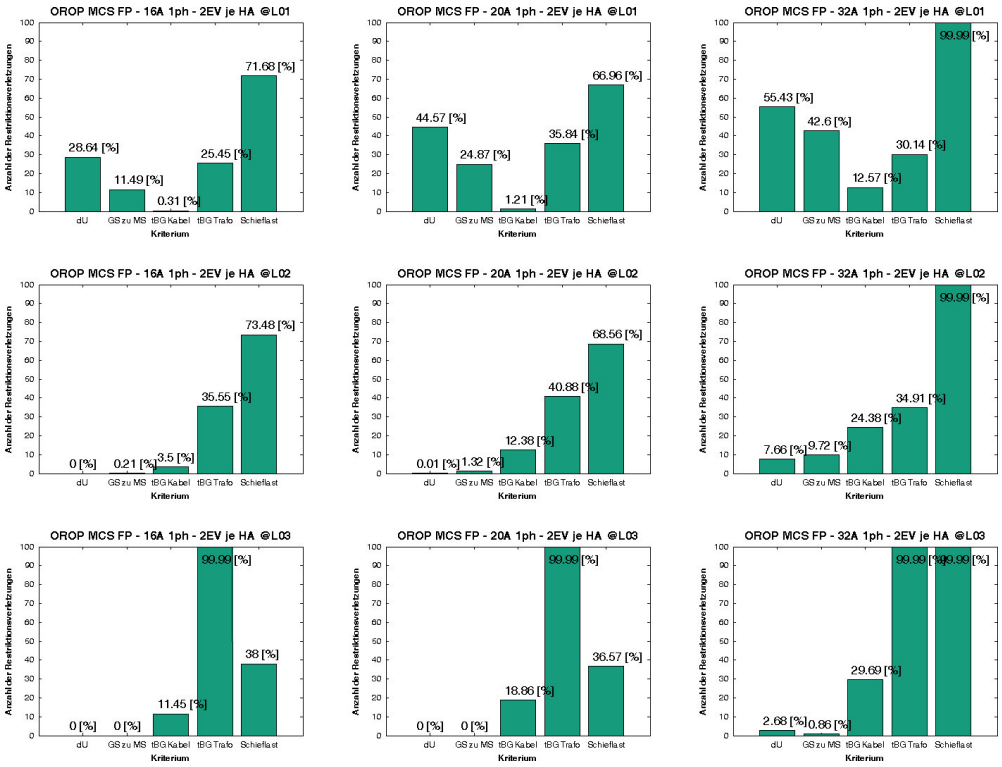


Abbildung 0.29: Fingerprints einphasig des Szenarions Last = 100% und Rückspeisung = 0% bei 10000 Iterationen im ländlichen Bereich mit RONT.

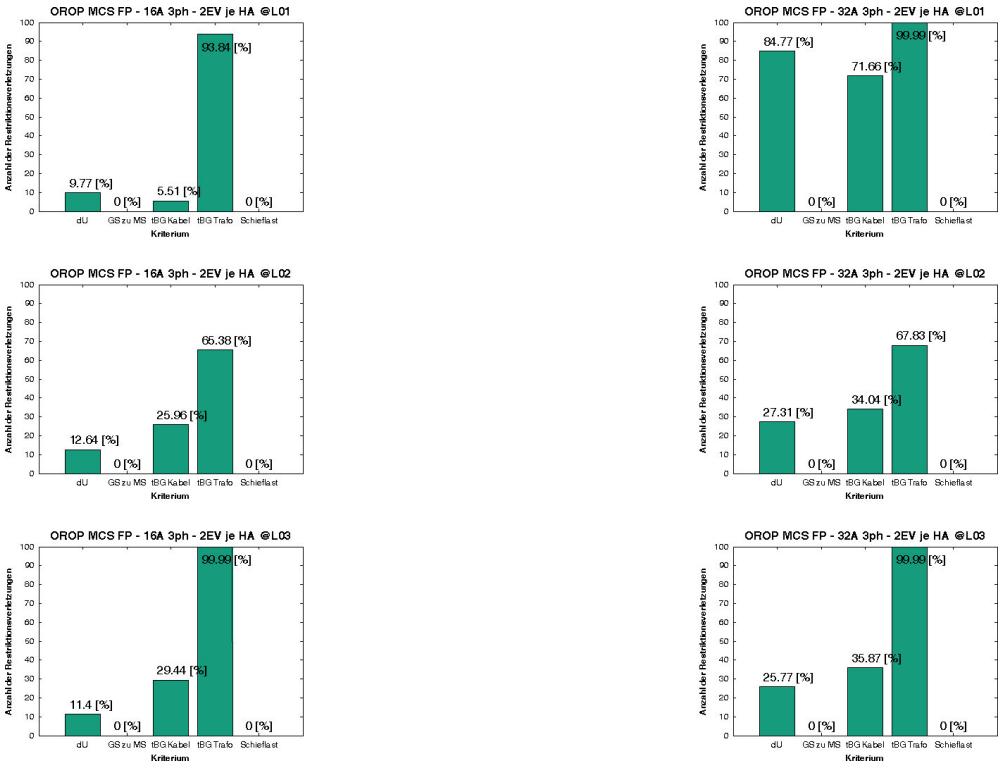


Abbildung 0.30: Fingerprints dreiphasig des Szenarions Last = 100% und Rückspeisung = 0% bei 10000 Iterationen im ländlichen Bereich mit RONT.

Untersuchung Potentiale gesteuertes Laden unter Nutzung der vollen Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug: Gesteuertes Laden V3.0

12/2012 bis 12/2015

Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

FuE-Programm "Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität" des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)

- Endbericht –

Teilprojekt 5 – Nutzerforschung

Autoren:
Susen Döbelt, Cynthia Heller, Bettina Kämpfe, Maria Kreußlein, Falk-Steffen Kuhnert, Claudia Mair, Franziska Schmalfuß, Ramona Wüstemann, Prof. Dr. Josef F. Krems*

*Reihenfolge der ersten acht Autoren erfolgt alphabetisch

Inhaltsverzeichnis

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS **4**

ABBILDUNGSVERZEICHNIS **5**

TABELLENVERZEICHNIS **8**

1. ARBEITSPAKETE DES TEILPROJEKTS 5 ..... **9**

1.1. DIE ARBEITSPAKETE DES TP 5 IM ÜBERBLICK 9
1.2. ABLAUF DER ARBEITSPAKETE 10

2. VERNETZTE ARBEITSPROZESSE MIT ANDEREN TEILPROJEKTEN IM TP 5 ..... **11**

3. ARBEITSPAKET 5.1 - NUTZERANFORDERUNGEN UND THEMATISCHE SPEZIFIKATION **11**

3.1. INTEGRATION DER ERGEBNISSE AUS AP 5.1 11
3.2. SPEZIFIKATION DER NUTZERSTUDIEN 12
3.3. FOKUSGRUPPE UND WORKSHOPS ZU NUTZERANFORDERUNGEN AN GESTEUERTES LADEN UND INCENTIVIERUNGSKONZEPT 13
3.3.1. Fokusgruppe zur Identifikation von Nutzeranforderungen *13*
3.3.2. Workshops mit erfahrenen Nutzern zur Spezifikation der Anforderungen an die Nutzerschnittstellen und Informationsbedarfe *15*
3.4. ONLINE-BEFRAGUNG 17
3.4.1. Bewertung Gesamtkonzept gesteuertes Laden *18*
3.4.2. Vertrauen und Datensicherheit *18*

4. ARBEITSPAKET 5.2 – NUTZERPRÄFERENZEN **20**

4.1. INTEGRATION DER ERGEBNISSE AUS AP 5.2 20
4.2. ERSTE NUTZERPRÄFERENZERHEBUNG 21
4.3. ZWEITE NUTZERPRÄFERENZERHEBUNG 23

5. ARBEITSPAKET 5.3 - EVALUATION DER NUTZERSCHNITTSTELLEN **26**

5.1. INTEGRATION DER ERGEBNISSE AUS AP 5.3 26
5.2. EVALUATION DER NUTZERSCHNITTSTELLEN IM FAHRZEUG UND AN DER LADETECHNIK 29
5.3. EVALUATION DER NUTZERSCHNITTSTELLE AM MOBILEN GERÄT 29
5.3.1. Funktionen der von BMW entwickelten iOS- und Android-Applikationen *29*
5.3.2. Expertenevaluation der von BMW entwickelten iOS-Applikation *31*
5.3.3. Laboruntersuchung (mit naiven Nutzern) der BMW iOS-Applikation *34*
5.3.4. Laboruntersuchung (mit naiven Nutzern) der BWM Android-Applikation *40*
5.3.5. Evaluation der Nutzerschnittstellen im Probebetrieb *43*
5.3.6. Expertenevaluation EWE Schnittstellenkonzept *47*
5.3.7. Entwicklung einer TU Chemnitz-Applikation für das gesteuerte Laden *48*
5.3.8. Laboruntersuchung der TU Chemnitz-Applikation *51*
5.4. EVALUATION DER WEBBASIERTEN NUTZERSCHNITTSTELLE 54

6. ARBEITSPAKET 5.4 - NUTZERSTUDIE PROBEBETRIEB **55**

6.1. INTEGRATION DER ERGEBNISSE AUS AP 5.4 55
6.1.1. Zusammenfassung der Ergebnisse aus den Probebetriebsphasen 1 und 2 ..... *55*
6.1.2. Zusammenfassung der Ergebnisse aus Phase 3 ..... *58*
6.2. KONZEPTION DES PROBEBETRIEBS 59
6.3. ABLAUF DER PHASEN 1 UND 2 DES PROBEBETRIEBS 62
6.4. BESCHREIBUNG DER NUTZER DER PROBEBETRIEBSPHASEN 1 UND 2 62

6.5. Ergebnisse aus Phase 1 und 2 des Probebetriebs 63
6.5.1. Nutzererfahrungen mit gesteuertem Laden 63
6.5.2. Akzeptanz und Alltagstauglichkeit des GL-Systems 70
6.5.3. Motivation 73
6.5.4. Nutzungsverhalten, Benutzerfreundlichkeit und Nutzungsbarrieren 78
6.6. Ablauf der Phase 3 91
6.7. Teilnehmerauswahl in Phase 3 91
6.8. Ergebnisse aus Phase 3 des Probebetriebs 92
6.8.1. Erfahrungen mit dem gesteuerten Laden 92
6.8.2. Alltagstauglichkeit des GL-Systems 96
6.8.3. Beweggründe für die Teilnahme am GL 96
6.8.4. Nutzungsverhalten 97
6.8.5. Verbesserungspotenziale und Gestaltungsvorschläge 99
6.8.6. Anforderungen an ein ideales GL-System am Arbeitsplatz 99

7. ERWEITERUNG ARBEITSPAKET 5.1 100

7.1. Integration der Ergebnisse aus AP 5.1 Erweiterung 100
7.2. Aktueller Forschungsstand zu V2G-Nutzungsbarrieren und Anforderungen an V2G 102
7.3. Online-Befragung zu Nutzeranforderungen an V2G 104
7.4. Fokusgruppen zur Identifikation von Nutzeranforderungen an V2G und potenzieller Barrieren 108
7.4.1. Konzeption und Ablauf der Fokusgruppen 109
7.4.2. Teilnehmer der Fokusgruppen 111
7.4.3. Ergebnisse 112

8. LITERATURVERZEICHNIS 119

Abkürzungsverzeichnis

AP	Arbeitspaket
EV	Electric vehicle (Elektrofahrzeug)
GL	Gesteuertes Laden
iOS	Mobiles Betriebssystem, von Apple entwickelt
Max	Maximum, Wert mit höchster Ausprägung
Min	Minimum, Wert mit geringster Ausprägung
MW	Mittelwert, arithmetisches Mittel von Werten
N	Stichprobengröße
SD	Standardabweichung, Streuung der Werte
SOC	State of charge, prozentualer Ladestand des Fahrzeugakkus
T0	Befragungszeitpunkt vor Freischaltung GL im AP 5.4
T1	Befragungszeitpunkt nach mehrwöchiger Nutzung GL im AP 5.4
T2	Befragungszeitpunkt zur Fahrzeugrückgabe im AP 5.4
TN	Teilnehmer
TP	Teilpaket
V2G	Vehicle-to-Grid, Rückspeisung vom Fahrzeug ins Stromnetz
V2H	Vehicle-to-Home, Rückspeisung vom Fahrzeug in den eigenen Haushalt

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zeitlicher Verlauf der Erhebungen im TP 5 zugeordnet zu den einzelnen APs (TP 5, Nutzerforschung).10
Abbildung 2: Vorhersagbarkeit von Ladeprozessen (AP 5.1, Fokusgruppe; N = 7). 14
Abbildung 3: Vertrauen in GL-Akteure (AP 5.1, Online-Befragung; N = 73). 19
Abbildung 4: Bereitwilligkeit der Datenweitergabe (AP 5.1, Online-Befragung; N = 73). 19
Abbildung 5: Beweggründe zur potenziellen Teilnahme am intelligenten Laden (AP 5.2, erste Präferenzerhebung; N = 217). 21
Abbildung 6: Kriteriengewichtung (AP 5.2, zweite Präferenzerhebung; N = 62). 24
Abbildung 7: Flexibilitätseinstellungen - Wochentage vs. Wochenende (AP 5.2, zweite Präferenzerhebung; N = 62). 24
Abbildung 8: Kategorisierte Mindestreichweiteneinstellungen - Wochentage vs. Wochenende (AP 5.2, zweite Präferenzerhebung; N = 62). 25
Abbildung 9: Kostenamortisation - einfache Wallbox vs. Intelligente Wallbox (AP 5.2, zweite Präferenzerhebung; N = 62). 25
Abbildung 10: Verletzung Usability-Heuristiken nach Schweregrad (AP 5.3, Expertenevaluation BMW iOS-Applikation; N = 5). 32
Abbildung 11: Häufigkeiten der eingeschätzten Schweregrade (AP 5.3, Expertenevaluation BMW iOS-Applikation; N = 5). 32
Abbildung 12: Versuchsaufbau (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW iOS-Applikation; N = 25). 34
Abbildung 13: Ablauf der Usability-Untersuchung (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW iOS-Applikation; N = 25). 35
Abbildung 14: Anzahl der benötigten Hilfestellung bei den Aufgaben (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW iOS-Applikation; N = 25). 37
Abbildung 15: Bearbeitungszeit und Streuung bei allen 17 Aufgaben sowie optimale Anzahl der Bearbeitungsschritte zur Lösung der Aufgabe (ausgehend von vorheriger Aufgabe) (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW iOS-Applikation; N = 25). 37
Abbildung 16: Ergebnisse Fragebogen ISONORM 9241/10 (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW iOS-Applikation; N = 25). 39
Abbildung 17: Ergebnisse Fragebogen AttrakDiff (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW iOS-Applikation; N = 25). 39
Abbildung 18: Anzahl der benötigten Hilfestellung bei den Aufgaben (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW Android-Applikation; N = 16). 41
Abbildung 19: Bearbeitungszeit und Streuung bei allen 16 Aufgaben sowie optimale Anzahl der Bearbeitungsschritte zur Lösung der Aufgabe (ausgehend von vorheriger Aufgabe) (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW Android-Applikation; N = 16). 41
Abbildung 20: Ergebnisse Fragebogen ISONORM 9241/10 (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW Android-Applikation; N = 16). 42
Abbildung 21: Ergebnisse Fragebogen AttrakDiff (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW Android-Applikation; N = 16). 42
Abbildung 22: Beispiel Bewertung des Statusscreens der GL3.0 iOS-Applikation eines Nutzers (AP 5.4). 44
Abbildung 23: Zusammenfassung der Bewertung der Screens der iOS-Applikation durch die Nutzer (AP 5.4; Probebetrieb Phase 1; N = 10; Befragung zu T1). 44
Abbildung 24: Zusammenfassung der Bewertung der Screens der iOS-Applikation durch die Nutzer (AP 5.4, Probebetrieb Phase 2; N = 9). 45
Abbildung 25: Besonders positiv bewertete Screens der iOS-Applikation (AP 5.4, Probebetrieb Phase 1 und 2; N = 19). 45
Abbildung 26: Screens der iOS-Applikation mit dem meisten Verbesserungspotenzial (AP 5.4, Probebetrieb Phase 1 und 2; N = 19). 46
Abbildung 27: ISONORM 9241/10 Bewertung der GL 3.0 iOS-Applikation (AP 5.4, Probebetrieb Phase 1 und 2; N = 19). 46

Abbildung 28: AttrakDiff Bewertung der GL3.0 iOS-Applikation (AP 5.4, Probebetrieb Phase 2; N = 19).....47
Abbildung 29: Beispiel Expertenevaluation EWE Schnittstellenkonzept (Desktop- und Smartphone-Schnittstelle); Beinhaltet jeweils Problembeschreibung, Problemgewichtung und Verbesserungsvorschlag (AP 5.3, Expertenevaluation EWE-Applikation). 48
Abbildung 30: Verwendete Quelldateien und Bibliotheken im Tankwart 0.32.8 (AP 5.3,TUC-Applikation).....50
Abbildung 31 a, b: Screenshots Tankwart 0.32.8: (a) Anmeldefenster, (b) Start-Screen, bei allen drei Varianten gleich, (AP 5.3, TUC-Applikation). 51
Abbildung 32 a-c: Screenshots der drei Varianten Tankwart 0.32.8: (a) Textfeld, (b) Scrollrad, (c) Slider (AP 5.3, TUC-Applikation). 51
Abbildung 33: Bewertung der erfolgreichen Durchführung (AP 5.3, TUC-Applikation; N = 52).....52
Abbildung 34: Anzahl der Nennungen von Vorteilen und Verbesserungsvorschlägen pro Variante (AP 5.3, TUC-Applikation; N = 52). 52
Abbildung 35: Ergebnisse Fragebogen ISONORM 9241/10 für die drei Applikationsvarianten (AP 5.3, TUC-Applikation; N = 52). 53
Abbildung 36: Ergebnisse AttrakDiff für die drei Applikationsvarianten (AP 5.3, TUC-Applikation; N = 52). 54
Abbildung 37: Ablauf der Probebetriebsphasen 1 und 2 (AP 5.4). 59
Abbildung 38: Ablauf der Probebetriebsphase 3 (AP 5.4).....60
Abbildung 39: Erlebtes Verhältnis von Vor- und Nachteilen beim gesteuertem Laden (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20, Befragung zu T0 und T1). 68
Abbildung 40: Kategorisierte Einträge aus dem Eventtagebuch zum gesteuerten Laden im Alltag (AP 5.4, Probetrieb, Phase 1, Eventtagebuch). 69
Abbildung 41: Kategorisierte Einträge aus dem Eventtagebuch zum gesteuerten Laden im Alltag (AP 5.4, Probetrieb, Phase 2, Eventtagebuch). 70
Abbildung 42: Verhaltensintentionen der GL-Teilnahme (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T0 und T1).....71
Abbildung 43: Wahrgenommene Verhaltenskontrolle (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T0 und T1). 72
Abbildung 44: Alltagstauglichkeit des GL-Konzepts (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T0 und T1). 73
Abbildung 45: Erwartungen und Ziele an das GL-Konzept (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T0 und T1).....74
Abbildung 46: Motivationsbestimmende Faktoren für die GL-Teilnahme (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T0 und T1).....75
Abbildung 47: Bewertung des GL-Bonussystems (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T0 und T1). 76
Abbildung 48: Interesse an und Motivation von Rückmeldungen (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1). 76
Abbildung 49: Eingeschätzte Attraktivität möglicher GL-Verdienstformen (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1). 77
Abbildung 50: Bereitschaft, eine geringere Mindestladung in Kauf zu nehmen (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1). 78
Abbildung 51: Bereitschaft, Verhalten aufgrund kritischer Netzsituationen anzupassen (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1).....78
Abbildung 52: Typisches Ladeverhalten vor/während GL (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T0 und T1).....79
Abbildung 53: Prozentuale Wichtigkeit der Gründe zu laden (AP 5.4, Probebetriebsphasen 1 und 2; Ladetagebücher). 82
Abbildung 54: Prozentuale Wichtigkeit der Gründe zu laden, Verteilung nach Modus Sofortladen vs. Gesteuertes Laden (AP 5.4, Probebetriebsphasen 1 und 2; Ladetagebücher).....82

Abbildung 55: Häufigkeit der Einstellungsanpassungen von Abfahrtszeit und Flexibilität (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1)..... 83
Abbildung 56: Häufigkeit der Einstellungsanpassungen von Sicherheits- und Mindestladung (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 10; Befragung zu T1)..... 83
Abbildung 57: GL-Applikation - Einstellungsunterschiede an Werk- und Wochentagen (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1)..... 83
Abbildung 58: Anzahl der Nutzereingaben in der Smartphone-Applikation (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Auswertung der Messdaten)..... 84
Abbildung 59: Gründe der Nicht-Nutzung GL (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1)..... 85
Abbildung 60: Mobilitätseinschränkungen und Planungsaufwände durch GL (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T0 und T1)..... 85
Abbildung 61: Anteil an der Nutzung und an Ladevorgängen des Probebetriebfahrzeugs (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1)..... 86
Abbildung 62: Bedarfe nach weiteren GL-Zugängen (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1)..... 87
Abbildung 63: Präferierte Anzeigeorte für Informationen zum gesteuerten Laden (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1)..... 87
Abbildung 64: „Wenn Sie Ihre […] nicht selbst auswählen könnten, wie hoch müsste diese sein?“ (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1)..... 90
Abbildung 65: GL-Applikation - Bevorzugte Einheiten für Ladeanzeige (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1)..... 91
Abbildung 66: Erlebtes Verhältnis von Vor- und Nachteilen beim gesteuerten Laden (AP 5.4, Probebetrieb Phase 3; N = 10; Befragung zu T1)..... 94
Abbildung 67: Kategorisierte Einträge aus dem Eventtagebuch zum gesteuerten Laden im Alltag und Bewertung der Bedeutsamkeit (AP 5.4, Probetrieb Phase 3, Eventtagebuch)..... 95
Abbildung 68: Alltagstauglichkeit des GL-Konzeptes (AP 5.4, Probebetrieb Phase 3; N = 10; Befragung zu T1)..... 96
Abbildung 69: Ladeverhalten während GL (AP 5.4, Probebetrieb Phase 3; N = 10; Befragung zu T1)..... 98
Abbildung 70: Gründe der Nicht-Nutzung von GL (AP 5.4, Probebetrieb Phase 3; N = 10; Befragung zu T1)..... 98
Abbildung 71: Vorteile des V2G-Konzepts, Mehrfachnennungen möglich (AP 5.1 Erweiterung, Online-Befragung; N = 83)..... 106
Abbildung 72: Nachteile des V2G-Konzepts, Mehrfachnennungen möglich (AP 5.1 Erweiterung, Online-Befragung; N = 83)..... 106
Abbildung 73: Barrieren zur Teilnahme an V2G, Mehrfachnennungen möglich (AP 5.1 Erweiterung, Online-Befragung; N = 83)..... 108
Abbildung 74: Wahrgenommener Aufwand für V2G zu den einzelnen Szenarien (AP Erweiterung 5.1, Fokusgruppen; N = 58)..... 112
Abbildung 75: Teilnahmebereitschaft an V2G zu den einzelnen Szenarien (AP Erweiterung 5.1, Fokusgruppen; N = 58)..... 112
Abbildung 76: Möglichkeit zur Integration von V2G in den Alltag zu den einzelnen Szenarien (AP Erweiterung 5.1, Fokusgruppen; N = 58)..... 113
Abbildung 77: Absolute Anzahl vergebener Klebepunkte für wichtige Barrieren für die vier präsentierten Szenarien (AP Erweiterung 5.1, N = 58)..... 113
Abbildung 78: Bevorzugte Orte der Rückspeisung, gereiht nach Häufigkeit der Nennungen (AP Erweiterung 5.1, N = 59)..... 115
Abbildung 79: Erlebtes Verhältnis von Vor- und Nachteilen beim Rückspeisungskonzepten V2H und V2G (AP Erweiterung 5.1, N = 59)..... 116

Tabellenverzeichnis

TABELLE 1: ÜBERSICHT DER EINZELNEN ARBEITSPAKETE DES TEILPROJEKTES 5 (TP 5, NUTZERFORSCHUNG).....9
TABELLE 2: ERGEBNISSE DER PRÄFERENZAUFGABE (AP 5.1, FOKUSGRUPPE; N = 7).....15
TABELLE 3: ÜBERBLICK ÜBER TEILNEHMER DER NUTZERWORKSHOPS IN CHEMNITZ UND LEIPZIG (AP 5.1, NUTZERWORKSHOPS; N = 6). 16
TABELLE 4: KENNWERTE DER CONJOINT-ANALYSE ZUR GEWICHTUNG DER PUNKTERELEVANTEN KRITERIEN EINES LADEVORGANGS (AP 5.2, ZWEITE PRÄFERENZERHEBUNG; N = 62). 23
TABELLE 5: FUNKTIONEN DER BMW APPLIKATIONEN – STAND IOS-APPLIKATION: JANUAR 2014 UND ANDROID-APPLIKATION: FEBRUAR 2015 (AP 5.3, EVALUATION DER NUTZERSCHNITTSTELLE AM MOBILEN GERÄT). 30
TABELLE 6: SCREENBASIERTE AUSWERTUNG (AP 5.3, EXPERTENEVALUATION BMW IOS-APPLIKATION; N = 5). 33
TABELLE 7: KOMMUNIZIERTES VERBESSERUNGSPOTENZIAL, GEORDNET NACH FUNKTIONEN DER APPLIKATION (AP 5.3, LABORUNTERSUCHUNG BMW IOS-APPLIKATION; N = 25).....38
TABELLE 8: KOMMUNIZIERTES VERBESSERUNGSPOTENZIAL, GEORDNET NACH FUNKTIONEN DER APPLIKATION (AP 5.3, LABORUNTERSUCHUNG BMW ANDROID-APPLIKATION; N = 17). 43
TABELLE 9: VERWENDETE ANTWORTSKALA IN DEN BEFRAGUNGEN DES PROBEBETRIEBS (AP 5.4).....61
TABELLE 10: BEWEGGRÜNDE FÜR DIE TEILNAHME AM KONZEPT GESTEUERTES LADEN (AP 5.4, PROBEBETRIEB, PHASE 1 UND 2; N = 20; BEFRAGUNG ZU T0 UND T1).....74
TABELLE 11: ERGEBNISSE AUS DEN LADETAGEBÜCHERN (AP 5.4, PROBEBETRIEB, PHASE 1 UND 2; LADETAGEBÜCHER). 81
TABELLE 12: PRÄFERIERTE EINGABEORTE FÜR RELEVANTE INFORMATIONEN; RANGSUMMEN (AP 5.4, PROBEBETRIEB, PHASE 1 UND 2; N = 20; BEFRAGUNG ZU T1). 86
TABELLE 13: BEWEGGRÜNDE FÜR DIE TEILNAHME AM KONZEPT GESTEUERTES LADEN (AP 5.4, PROBEBETRIEB PHASE3; N = 10; BEFRAGUNG ZU T1). 97
TABELLE 14: BESCHREIBUNG DER STICHPROBE DER BEFRAGUNGSTEILNEHMER ZUM KONZEPT V2G (ERWEITERUNG AP 5.1, ONLINE-BEFRAGUNG; N = 83).....105
TABELLE 15: ATTRAKTIVITÄT VERSCHIEDENER KONZEPTE ZUM KAUF, LEASING UND MIETEN DER FAHRZEUGBATTERIE (ERWEITERUNG AP 5.1, N = 83).....107
TABELLE 16: ÜBERSICHT ÜBER DIE VIER SZENARIEN ZUM AUFWAND (ERWEITERUNG AP 5.1, FOKUSGRUPPEN).....109
TABELLE 17: RELATIVE HÄUFIGKEIT DER GENANNTE NACHTEILE ZU V2G UND V2H IN DER OFFENEN DISKUSSIONSRUNDE, MARKIERT = ALS AM BEDEUTENDSTEN GEWERTETE NACHTEILE (AP ERWEITERUNG 5.1, FOKUSGRUPPEN; N_{V2G} = 31; N_{V2H} = 28). 117
TABELLE 18: RELATIVE HÄUFIGKEIT DER GENANNTE VORTEILE ZU V2G UND V2H IN DER OFFENEN DISKUSSIONSRUNDE (AP ERWEITERUNG 5.1, FOKUSGRUPPEN; N_{V2G} = 31; N_{V2H} = 28). 117

1. Arbeitspakete des Teilprojekts 5

Zu Beginn des Berichts werden die einzelnen Arbeitspakete (AP) des Teilprojekts (TP) mit den entsprechenden Inhalten und Ergebnissen im Überblick dargestellt. Anschließend ist der zeitliche Verlauf der einzelnen Erhebungen in diesen Arbeitspaketen ersichtlich.

1.1. Die Arbeitspakete des TP 5 im Überblick

In Tabelle 1 sind die Arbeitspakete des Teilprojektes 5 (wissenschaftliche Nutzerstudien) mit zugeordneten Inhalten und Ergebnissen aufgeführt. Die Methodik und Ergebnisse der Arbeitspakete wird in den folgenden Kapiteln detailliert beschrieben.

Tabelle 1: Übersicht der einzelnen Arbeitspakete des Teilprojektes 5 (TP 5, Nutzerforschung).

Inhalte	Ergebnisse
AP 5.1 Nutzeranforderungen und thematische Spezifikation	
- Expertenbefragungen/Fokusgruppe zu Nutzeranforderungen an GL und Incentivierungskonzept - Online-Befragung	- Konkrete Zielstellungen und Anforderungen an die Nutzerstudien - Auflistung und Priorisierung von Nutzeranforderungen an GL
AP 5.2 Nutzerpräferenzen	
- Spezifikation der Nutzerpräferenzen, Erarbeitung der Methodik, Durchführung und Auswertung der ersten Nutzerpräferenzerhebung - Konzeption, Durchführung und Auswertung der zweiten Nutzerpräferenzerhebung	- Nutzerpräferenzen bezüglich der Systemauslegung und möglicher Vergütungsmodelle für GL
AP 5.3 Evaluation Nutzerschnittstellen	
- Evaluation der Nutzerschnittstellen am mobilen Gerät (von BMW entwickelte iOS- und Android-Applikationen) - Entwicklung und Evaluation einer Simulation einer Applikation zur Planung von Abfahrtszeiten mit der Funktion „Fahrttyp“ - Entwicklung und Evaluation einer Smartphone-Applikation der TU Chemnitz zum gesteuerten Laden - Expertenevaluation des EWE-Schnittstellenkonzepts - Evaluation der Nutzerschnittstellen im Fahrzeug, der Ladetechnik und webbasiert (Diese konnten im Projekt nicht entwickelt werden.)	- Testergebnisse - Gestaltungs- und Optimierungsempfehlungen zu den entwickelten Nutzerschnittstellen
AP 5.4 Nutzerstudie Probebetrieb	
- Konzeption der Nutzerstudie im Rahmen des Probebetriebs; Erarbeitung des Untersuchungsmaterials - Durchführung der Nutzerstudien (Phase 1, 2 und 3) - Aufbereitung und Auswertung der Daten sowie Ergebnisintegration	- Befunde zu Nutzererfahrung und Nutzerverhalten im Zusammenhang mit GL - Testung und Evaluation des Gesamtsystems GL, des Geschäftsmodells und der Neuentwicklungen unter realen Bedingungen
Erweiterung AP 5.1	
- Literaturrecherche: Überblick über bisherige Studien und Ergebnisse zum Forschungsbereich V2G aus Nutzersicht - Online-Befragung - Fokusgruppen	- Befunde zu Nutzereinstellungen von erfahrenen Elektrofahrzeugnutzern und potenzielle Nutzungsbarrieren im Zusammenhang mit V2G - Ableitung von Gestaltungsempfehlungen für ein mögliches V2G-System

1.2. Ablauf der Arbeitspakete

In Abbildung 1 finden sich die Erhebungen der einzelnen Arbeitspakete im TP 5 im zeitlichen Verlauf.

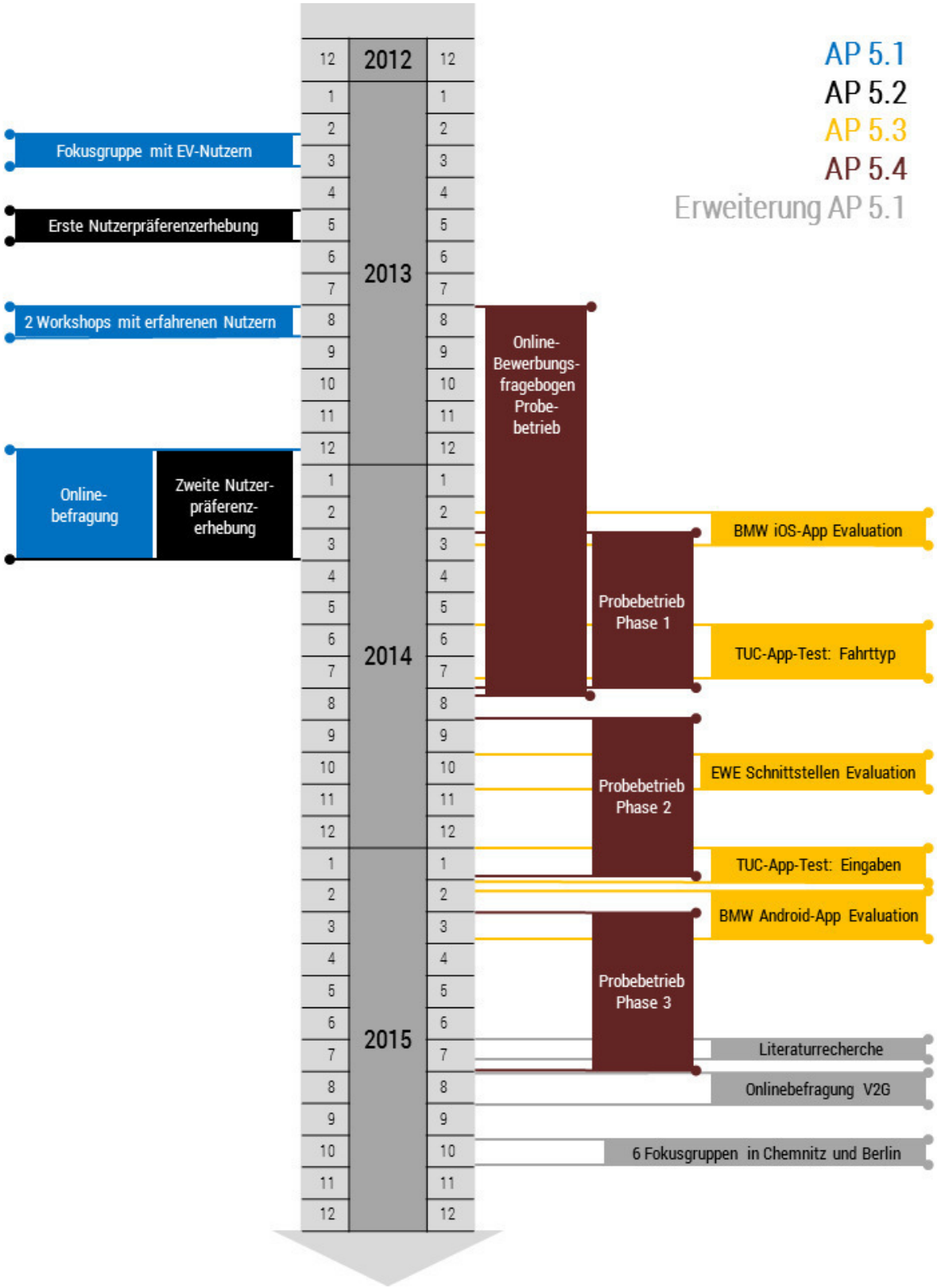


Abbildung 1: Zeitlicher Verlauf der Erhebungen im TP 5 zugeordnet zu den einzelnen APs (TP 5, Nutzerforschung).

2. Vernetzte Arbeitsprozesse mit anderen Teilprojekten im TP 5

Im TP 5 wurden Anforderungen an ein Gesamtsystem zum gesteuerten Laden aus Nutzersicht und an mögliche Schnittstellen spezifiziert. Diese wurden als Grundlage für die zu entwickelnden und weiterzuentwickelnden Nutzerschnittstellen eingebracht und auf Basis eines Anforderungsmanagements unter Beteiligung aller Projektpartner abgestimmt. Zudem wurden spezifische Usecases formuliert und Testspezifikationen definiert.
Die Ergebnisse der ersten Präferenzerhebung des AP 5.2 sowie der Fokusgruppe mit Elektromobilitätserfahrenen (AP 5.1) konnten für die Entwicklung des Vergütungsmodells zum gesteuerten Laden im TP 3 genutzt werden. Diese wurden in entsprechender Form für alle Projektpartner aufbereitet und in Workshops diskutiert. Im weiteren Projektverlauf wurden innerhalb einer zweiten Präferenzerhebung die Eigenschaften des entwickelten Incentivierungssystem evaluiert und für das TP 3 aufbereitet. Die Ergebnisse aus AP 5.2 wurden unter anderem in TP 3 in das Geschäftsmodell „Flexibilität“ inkludiert (siehe Ergebnisbericht zum TP 3).
Weiterhin wurden von allen Projektpartnern aus allen Teilprojekten mögliche Fragestellungen an die Nutzerstudien zum Thema gesteuertes Laden gesammelt, fortlaufend erweitert und angepasst. Die gesammelten Fragestellungen dienten im Projekt als Grundlage für die Erhebungen in allen Arbeitspaketen des TP 5.
Innerhalb des TP 5 fand eine enge Zusammenarbeit zwischen der TU Chemnitz und der BMW Nutzerforschung statt, vor allem bei der Abstimmung zu Fragestellungen im AP 5.1, bei der Konzipierung der Nutzerstudien sowie der Implementierung der Nutzerschnittstelle im Probebetrieb im AP 5.4. Dabei wurden vor allem Umfänge, Inhalte sowie Zeitpläne abgestimmt.
Die Umsetzung des Probebetriebs durch TP 6 erforderte eine enge Kooperation zwischen BMW und der TU Chemnitz, unter anderem für die Nutzerauswahl mittels eines Bewerbungsfragebogens, die Durchführung des Probebetriebs sowie die stetige Nutzerbetreuung vor und während der Probebetriebsphasen.

3. Arbeitspaket 5.1 - Nutzeranforderungen und thematische Spezifikation

Um insbesondere die Nutzeranforderungen an ein System zum gesteuerten Laden sowie an mögliche Nutzerschnittstellen und den Informationsbedarf zu spezifizieren, lag der Schwerpunkt der Arbeit im AP 5.1 auf den Fokusgruppen, den Workshops sowie einer Online-Befragung von Elektromobilitätserfahrenen und -interessierten.

3.1. Integration der Ergebnisse aus AP 5.1

Im Rahmen einer Fokusgruppe formulierten insgesamt $N = 7$ erfahrene Elektrofahrzeugnutzer zunächst Anforderungen hinsichtlich eines optimalen GL-Systems, zu denen unter anderem eine möglichst geringe Limitierung der Mobilität, keine zusätzlichen Kosten für den Nutzer, keine Beeinträchtigung der Batterielebensdauer durch GL und auch eine komfortable Bedienung und Nutzung zählten. Weiterhin kommunizierten die Teilnehmer konkrete Vorstellungen, welche Informationen das System zukünftigen Nutzern bereitstellen sollte: Neben generellen Informationen über das Stromnetz und nutzerspezifischen Daten, zum Beispiel über den aktuellen Ladezustand, sollte das System vor allem betonen, warum und wann eine Teilnahme am GL besonders relevant ist. Darüber hinaus wurden Eingabeoptionen diskutiert: Das Smartphone wurde dabei als Nutzerschnittstelle klar präferiert. Gleichzeitig entstand der Wunsch nach einem lernfähigen System. In der Fokusgruppe wurde deutlich, dass eine genaue Angabe von Abfahrtszeiten eher als schwierig eingeschätzt wird und eine gewisse Flexibilität bei der zur Berechnung der Nutzerboni herangezogenen Abfahrtszeit eingeräumt werden sollte. Bezogen auf mögliche Incentives für die Teilnahme kann den Ergebnissen der Fokusgruppe

entnommen werden, dass weder ökologische noch ökonomische Anreize allein, sondern insbesondere ein kombinierter Ansatz erfolgsversprechend scheint.
Einen weiteren Rückschluss erlaubt die Präferenzaufgabe, bei welcher sich die Teilnehmer einen maximal tolerierbaren zeitlichen Bedienaufwand vorstellen sollten. Dabei gaben sie an, eher bereit zu sein, häufiger und länger anzustecken als bei „normalem“ Laden. Weiterhin würden sie dann eine(n) geringere(n) Flexibilität und Reichweitenpuffer akzeptieren, wünschten sich aber dennoch eine höhere Ersparnis, als wenn sie einen minimalen Bedienaufwand für gesteuertes Laden annahmen.

In zwei Workshops mit insgesamt $N = 6$ längerfristig erfahrenen beziehungsweise stark an Elektromobilität interessierten Teilnehmern lag der Fokus auf zwei Inhalten: Zunächst kristallisierte sich innerhalb einer allgemeinen Diskussion über das GL-Konzept heraus, dass eine deutlichere Betonung und Kommunikation eines attraktiven und ebenso transparenten Bonussystems bei der Teilnahme am GL ein wichtiger Erfolgsfaktor werden könnte. In der sich anschließenden Planung und Evaluation einer Smartphone-Applikation durch die Teilnehmer konnten verschiedenste Wünsche und Vorschläge sowohl hinsichtlich allgemeiner Anzeigen in der Anwendung als auch bezüglich der Darstellung der Bonuspunkte gesammelt werden.

Die Online-Befragung als dritte Säule im AP 5.1 wurde speziell dafür genutzt, essenzielle Vor- und Nachteile der Teilnahme am GL zu sammeln und Fragen des Vertrauens in die GL-Akteure und zum Datenschutz zu beantworten. Die $N = 73$ Befragten, die mehrheitlich bereits Erfahrung mit Elektroautos hatten, erwähnten neben den persönlichen monetären Vorteilen ausdrücklich den gesamtökonomischen wie auch -ökologischen Nutzen durch die Teilnahme am gesteuerten Laden. Nachteile sahen sie unter anderem bei der Behinderung der eigenen Mobilität beziehungsweise Flexibilität, aber auch in Datenschutz- und Privatsphäre-Gefährdungen. Letztgenannter Punkt spiegelt sich ebenso in dem Ergebnis wider, dass die Befragten zwar eine gewisse Bereitschaft zeigten, Rohdaten weiterzugeben, die im Rahmen eines GL-Systems potenziell entstehen könnten, diese Bereitschaft jedoch bei komplexen, aggregierten Daten bedeutend geringer war als bei Rohdaten.

Aus einer Gesamtbetrachtung des AP 5.1 heraus lässt sich konstatieren, dass potenzielle Nutzer hohe Anforderungen an ein GL-System stellen, welches sie weder finanziell, noch in ihrer Mobilität stark einschränkt. Gleichzeitig soll ein GL-System möglichst lernfähig, nutzerspezifisch gestaltet und motivierend sein. Dabei kann die Motivation zur Teilnahme durch verschiedene Anreize beeinflusst werden. Weiterhin soll das GL-System keine Daten offenlegen, die Rückschlüsse aufgrund von langfristig aggregierten Informationen zulassen.

3.2. Spezifikation der Nutzerstudien

Im Rahmen des AP 5.1 „Nutzeranforderungen und thematische Spezifikation“ wurde zunächst ein umfangreicher Fragenkatalog erstellt, welcher die Fragestellungen aller Projektpartner an die Nutzerstudien umfasste. Dieser wurde fortlaufend erweitert und angepasst. Die Fragestellungen wurden den Arbeitspaketen der Nutzerforschung sowie den Untersuchungsinstrumenten zugeordnet. Die finale Version des Fragenkataloges enthielt 109 Fragestellungen zu den Themen Anforderungen an beziehungsweise Akzeptanz von (ggf. eingeschränkten) Parametern des gesteuerten Ladens, Teilnahmebeziehungsweise Kaufbereitschaft, Anreizmodellen, Abrechnung und Verträge, Ladeverhalten (Nutzungsprofile, Ladezeiten, getätigte Einstellungen, Planungsgenauigkeit), Gestaltung der Nutzerschnittstellen und Informationsbedarf der Nutzer, Vertrauen und Datenschutz sowie Wissen zu erneuerbaren Energien und Energiesicherheit. Davon ließen sich sechs Fragestellungen bereits auf der Grundlage der vorangegangenen Studien „MINI E powered by Vattenfall“ (1) (2) und „Gesteuertes Laden V2.0“ (3) sowie anderweitiger Forschungsprojekte und Fachliteratur beantworten. Mithilfe der Untersuchungsinstrumente, zu denen Fokusgruppen, zwei Präferenzerhebungen, Online-Befragungen, Usability-Untersuchungen sowie Erhebungen im Probebetrieb zählten, konnten die an die Nutzerforschung herangetragenen Fragestellungen bearbeitet werden.

Die Themenschwerpunkte, die innerhalb des AP 5.1 durch Fokusgruppen und Expertenworkshops vertieft untersucht werden sollten, umfassten:

- Spezifikationen der Nutzeranforderungen an ein System zum gesteuerten Laden und ein damit verbundenes Incentivierungskonzept,
- Spezifikationen der Nutzeranforderungen an die Nutzerschnittstellen und Informationsbedarf potenzieller GL-Nutzer.

3.3. Fokusgruppe und Workshops zu Nutzeranforderungen an gesteuertes Laden und Incentivierungskonzept

Zunächst werden die Ergebnisse der Fokusgruppe zur Identifikation von Nutzeranforderungen berichtet. Im Anschluss folgen die Ergebnisse zu den Workshops mit erfahrenen Nutzern zur Spezifikation der Anforderungen an die Nutzerschnittstellen und Informationsbedarfe.

3.3.1. Fokusgruppe zur Identifikation von Nutzeranforderungen

Um die Anforderungen von potenziellen Nutzern eines gesteuerten Ladesystems zu identifizieren, wurde im Februar 2013 eine Fokusgruppe mit $N = 7$ Teilnehmern durchgeführt. Alle Teilnehmer (2 Frauen, 5 Männer) hatten mindestens ein halbes Jahr ein Elektrofahrzeug geleast und wiesen somit umfassende Erfahrungen im alltäglichen Umgang mit einem Elektrofahrzeug auf. Die Ergebnisse sind als erste explorative Studie für das GL-System zu betrachten. Zum einen handelte es sich um eine einzelne Fokusgruppe. Zum anderen verfügten die Teilnehmer zwar über Elektrofahrzeugerfahrung und auch erste Erfahrungen zu gesteuerten Ladesystemen, wiesen aber keine konkrete Erfahrung mit dem geplanten System auf. Eine empirische Überprüfung und Validierung der Ergebnisse erfolgte im Probebetrieb, bei dem Nutzer das System auch selbst erfahren konnten.

Generell äußerten die Teilnehmer, dass sie bereit wären, am gesteuerten Laden teilzunehmen, aber nannten gleichzeitig auch zahlreiche **Anforderungen,** die ein optimales System zum gesteuerten Laden von Elektrofahrzeugen erfüllen müsste:

- Ein gesteuertes Ladesystem sollte die Mobilität möglichst wenig einschränken.
- Es sollten möglichst keine Zusatzkosten entstehen (zum Beispiel für eine spezielle Wallbox).
- Die Teilnehmer wünschten sich eine möglichst komfortable Nutzung. Dies schließt ein, dass die zeitliche Beanspruchung zur Nutzung des Systems gering sein sollte und zum Beispiel die Initialisierung der Ladevorgänge automatisiert erfolgen sollte. Dies schließt weiterhin ein, dass eine gewisse Flexibilität beim Laden immer gegeben sein sollte, das heißt, eine Sofortladeoption sollte zu jeder Zeit bestehen und ein Minimum an Reichweite („Reichweitenpuffer“), die schnellstmöglich bereitgestellt wird. Dies wurde vor allem für den Fall geäußert, wenn kein Zweitwagen im Haushalt vorhanden wäre. Die letztgenannte Funktion soll Mobilität auch im Krisenfall, zum Beispiel für eine Fahrt in ein nächstgelegen Krankenhaus, ermöglichen.
- Zudem sollte die Batterie(-lebensdauer) nicht durch das gesteuerte Laden beeinträchtigt werden.

Darüber hinaus wünschten sich die Teilnehmer verschiedenartige **Informationen**. Beispielweise soll darüber informiert werden, wann die Teilnahme besonders wichtig ist für das System, wie das Stromnetz im Allgemeinen funktioniert und warum es wichtig ist, dass Elektrofahrzeugnutzer am gesteuerten Laden teilnehmen. Während der Teilnahme am gesteuerten Laden würden sich die Fokusgruppenteilnehmer Informationen über den jeweils aktuellen Erfolg und den dadurch erwirtschafteten Ertrag wün-

schen. Zusätzliche Informationen während des Ladevorgangs, zum Beispiel zum jeweils aktuellen Ladezustand des Fahrzeugs, wurden ebenfalls gewünscht.

Die Themen **Eingabeoptionen** in einem System zum gesteuerten Laden und **Planbarkeit der Ladeprozesse** wurden ebenfalls innerhalb der Fokusgruppe diskutiert. Das Smartphone wurde als Eingabegerät von den Teilnehmern präferiert. Gleichzeitig gab es die Anmerkung, dass die Intelligenz des Systems im Fahrzeug liegen und das System lernfähig sein sollte, damit der Nutzer möglichst wenige Einstellungen vornehmen muss. Die Teilnehmer äußerten auch Ideen, mit denen man den Eingabeaufwand minimieren könnte, zum Beispiel Profile für Montag bis Freitag und Wochenende anlegen zu können und Wiederholungsfunktionen für eingegebene Abfahrtszeiten. Gleichzeitig wurde deutlich, dass eine genaue Angabe von Abfahrtszeiten als eher schwierig eingeschätzt wird und eine gewisse Flexibilität bei der zur Berechnung der Nutzerboni herangezogenen Abfahrtszeit eingeräumt werden sollte (zwischen 15 und 120 Minuten, siehe Abbildung 2). Eine automatische Verbindung mit einem persönlichen Kalender, um Ladepläne zu erstellen, wurde kritisch diskutiert und es wurden einige Datenschutzbedenken geäußert.

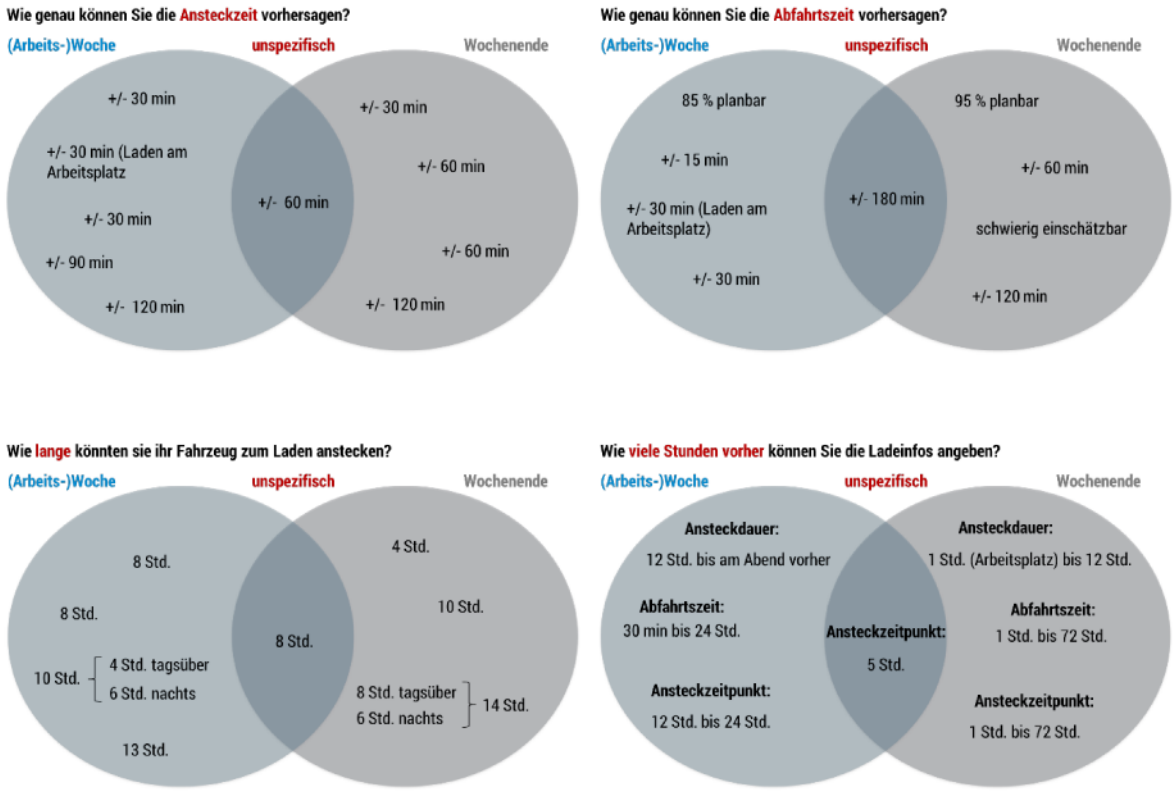


Abbildung 2: Vorhersagbarkeit von Ladeprozessen (AP 5.1, Fokusgruppe; N = 7).

Als **Incentives** diskutierten die Teilnehmer eine Strompreisersparnis (1 bis 2 Cent vom Grundpreis, bzw. 5 bis 50 %), deren Höhe allerdings unter den Teilnehmern sehr stark variierte. Weiterhin diskutiert wurden Bonusmeilen für ein Mietfahrzeug mit größerer Reichweite, ein kostenloser Parkplatz in der Stadt mit Lademöglichkeit oder, davon abgeleitet, Parkplatzstunden in der Innenstadt, ein extravagantes Fahrzeug zum Ausleihen (geteilte Meinungen dazu). Ein rein ökologischer Anreiz hätte die meisten Teilnehmer der Fokusgruppe nicht motiviert. Insgesamt scheint ein Zusammenspiel verschiedener Anreize, zum Beispiel ökologische und ökonomische, am effektivsten, um Elektrofahrzeugfahrer zur Teilnahme am gesteuerten Laden zu überzeugen.

Um das potenzielle Kosten-Nutzen-Verhältnis vom gesteuerten Laden für die Nutzer besser einschätzen zu können, wurde eine gesonderte Aufgabe entworfen, die **Präferenzaufgabe.** Die Teilnehmer sollten sich vorstellen, ein Elektrofahrzeug zu besitzen und unter folgenden Voraussetzungen am gesteuerten Laden teilzunehmen:

- Die Teilnehmer besitzen eine Wallbox zu Hause mit einem sich einrollenden Ladekabel (wie bei einem Staubsauger), erhalten acht bis zehn Jahre Herstellergarantie auf die Batterie und eine Smartphone-Applikation, um Einstellungen zum Laden vorzunehmen.
- Die Ladedauer von 0 auf 100 % Ladezustand beträgt etwa vier Stunden und bei Nutzung des gesteuerten Ladens ist zur angegebenen Abfahrtszeit das Fahrzeug vollständig geladen (Ladezustand: 100 %).

Die Teilnehmer wurden gebeten, zwei Varianten zu definieren, die widerspiegeln, wie ihre Teilnahme an so einem gesteuerten Ladesystem aussehen könnte, wenn sie sich A) einen möglichst geringen Aufwand (nicht minimal) oder B) einen hohen, aber akzeptablen Aufwand vorstellen. Tabelle 2 enthält die durchschnittlichen Angaben der Teilnehmer zu diesen beiden Varianten.

Tabelle 2: Ergebnisse der Präferenzaufgabe (AP 5.1, Fokusgruppe; N = 7).

	Szenario geringer Aufwand	**Szenario hoher Aufwand**
Ansteckdauer (Stunden/Woche)	Ø 47 Stunden *Min* = 30 Stunden *Max* = 60 Stunden	Ø 61 Stunden *Min* = 40 Stunden, *Max* = 80 Stunden
Ansteckhäufigkeit (Tage/Woche)	Ø 5,6 Tage *Min* = 3 Tage, *Max* = 7 Tage	Ø 6,4 Tage *Min* = 5 Tage, *Max* = 7 Tage
Flexibilität +/- Minuten	Ø 60 Minuten *Min* = 30 Minuten, *Max* = 120 Minuten	Ø 29 Minuten *Min* = 10 Minuten, *Max* = 60 Minuten
% der Abfahrtszeiten, bei denen die eingestellte Standardzeit an die tatsächliche Abfahrtszeit angepasst wird	30 %	53 %
Reichweitenpuffer (Ab welchem SOC in % gesteuert Laden?)	mit Zweitwagen: Ø 6 % (*Min* = 0 %, *Max* = 20 %) ohne Zweitwagen: Ø 20 % (*Min* = 19 %, *Max* = 30 %)	mit Zweitwagen: Ø 7 % (*Min* = 0 %, *Max* = 30 %) ohne Zweitwagen: Ø 16 % (*Min* = 6 %, *Max* = 30 %)
gewünschte Ersparnis	5 % bis 10 % der Stromkosten	10 % bis 50 % der Stromkosten, Bonusmeilen, garantierter Parkplatz mit Lademöglichkeit

Als letzte Aspekte wurden mögliche Vertragspartner für das gesteuerte Laden und allgemeine Bedenken beim Datenschutz diskutiert. Insgesamt gab es keine klare Präferenz bezüglich eines Vertragspartners (Energieversorger und Automobilhersteller) sowie Datenschutzbedenken einzelner Teilnehmer.

3.3.2. Workshops mit erfahrenen Nutzern zur Spezifikation der Anforderungen an die Nutzerschnittstellen und Informationsbedarfe

Um die Anforderungen von potenziellen GL-Nutzern an die in AP 1.3 zu entwickelnden Nutzerschnittstellen zu spezifizieren, wurden im August 2013 zwei Nutzerworkshops durchgeführt. Die Teilnehmer hatten entweder längerfristige Erfahrung mit Elektrofahrzeugen oder waren stark am Thema interes-

siert und setzten sich intensiv mit Elektromobilität auseinander. Einer der Workshops fand in Chemnitz und ein weiterer in Leipzig statt. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Teilnehmer.

Tabelle 3: Überblick über Teilnehmer der Nutzerworkshops in Chemnitz und Leipzig (AP 5.1, Nutzerworkshops; N = 6).

Workshop Chemnitz	Workshop Leipzig
3 männliche Teilnehmer	3 männliche Teilnehmer
Alter: 24 bis 60 Jahre	Alter: 37 bis 52 Jahre
Smartphone-Nutzer	Smartphone-Nutzer
heterogene Gruppenzusammensetzung	homogene Gruppenzusammensetzung
wenig bis sehr viel Erfahrung mit Elektrofahrzeugen	sehr viel Erfahrung mit Elektrofahrzeugen, da Studienteilnehmer aus dem Forschungsprojekt „BMW ActiveE Leipzig - Langstreckenpendler“ (4)

Die Workshops umfassten drei Teile, in denen die Nutzer in verschiedenster Form aktiv waren:

- Zur Einführung wurde nach einer ausführlichen Vorstellung des Forschungsprojektes, das Konzept gesteuertes Laden von den Teilnehmern zunächst allgemein diskutiert.
- Danach erhielten die Teilnehmer die Möglichkeit ihre eigenen Vorstellungen zu einer Smartphone-Applikation zu skizzieren, vorzustellen und zu diskutieren.
- Anschließend wurden Entwürfe der im Projekt entstandenen Smartphone-Applikation vorgestellt und die Teilnehmer bekamen die Möglichkeit diese zu evaluieren und Verbesserungsvorschläge zu unterbreiten.

Die durchgeführten Workshops wurden von einem Mitarbeiter der TU Chemnitz moderiert, dauerten 120 beziehungsweise 150 Minuten und wurden über Audio und Video aufgezeichnet, sowie vor Ort von einem zusätzlichen Mitarbeiter der TU Chemnitz protokolliert. Im Anschluss an die Workshops wurden die Aufzeichnungen transkribiert und ausgewertet. Folgende Themenbereiche wurden in den Workshops diskutiert:

- allgemeine Punkte zum gesteuerten Laden,
- Bewertung der vorgestellten Entwürfe zur Smartphone-Applikation.

Allgemeine Punkte zum gesteuerten Laden

Nach der Vorstellung des Systems verwiesen die Teilnehmer darauf, dass der Bonus für die Teilnahme am gesteuerten Laden stark betont werden sollte, um die Nutzer zur Teilnahme zu motivieren. Gleichzeitig waren die Teilnehmer der Meinung, dass die Transparenz des Bonussystems auch in der Applikation eine große Rolle für den Erfolg des gesteuerten Ladens spielt.

Nachdem das bis dato entwickelte Punktesystem aus TP 3 kurz vorgestellt wurde, zeigten sich einige Klärungsbedarfe, die bei der Weiterentwicklung des Systems berücksichtigt werden sollten:

- Was bedeutet es für die Punkteberechnung, wenn mein Fahrzeug bereits vor der angegebenen Abfahrtszeit vollgeladen ist (und somit nicht für die Erbringung von Regelleistung zur Verfügung steht) und vor der angegebenen Abfahrtszeit abgesteckt wird? Die Berechnung der Punkte sollte angepasst werden: Der Nutzer erhält in diesem Fall die Punktzahl für den Ladevorgang.
- Wird der Verbrauch berücksichtigt? Oder könnte man sein Fahrzeug auch vollgeladen anstecken und Punkte sammeln?

- Was passiert bei der Punkteberechnung, wenn der Nutzer später als zur angegebenen Abfahrtszeit abfährt? Was bedeutet es für die Punkteberechnung, wenn zum Zeitpunkt des Ansteckens bereits die gewünschte Sicherheitsladung erreicht ist?

Neben der Möglichkeit einen angemessenen Bonus für die Teilnahme am gesteuerten Laden zu erhalten, sollte nach Meinung der Teilnehmer unbedingt gewährleistet werden, dass spontane Fahrten möglich sind. Eine Sicherheitsladung beziehungsweise ein Reichweitenpuffer oder auch ein schnelles Umschalten auf „Sofort Laden“ sollte möglich sein.
Als geeignete Schnittstellen wäre neben der Smartphone-Applikation auch eine zusätzliche Anzeige am PC beziehungsweise als Webseite aus Sicht der Workshopteilnehmer wünschenswert.

Bewertung der vorgestellten Entwürfe zur Smartphone-Applikation
Viele Anzeigen der vorgestellten Entwürfe (Ladebalken, Ladezustand, Reichweite) der Smartphone-Applikation wurden grundsätzlich positiv durch die Workshopteilnehmer bewertet. Allerdings gab es auch den Wunsch, Sicherheits- und Mindestladung (Prozent des Ladezustandes, der zur Abfahrtszeit mindestens erreicht sein soll) zusätzlich in Kilometern ablesen und angeben zu können. In den vorgestellten Entwürfen waren Sicherheits- und Mindestladung in Prozent einstellbar.
Wie bereits in der vorangegangenen Diskussion zu den allgemeinen Punkten wurde auch bei der Bewertung der Entwürfe deutlich, dass für die Teilnehmer ein sofortiges Laden des Fahrzeuges immer möglich sein sollte und die damit verbundene Einstellmöglichkeit in der Menüstruktur der Applikation unmittelbar zugänglich sein sollte. Gleichzeitig empfanden die Nutzer es als interessant, wie sich „Sofort Laden“ auf die erreichbaren Punkte beim gesteuerten Laden auswirkt. Zudem sollte es (via Smartphone-Applikation) möglich sein, das „Sofort Laden“ zu unterbrechen.
Zu den Screens, auf denen die erreichten Bonuspunkte dargestellt wurden, konnten weitere hilfreiche Verbesserungsvorschläge gesammelt werden. Zum einen solle das Zahlensystem so geändert werden, dass es weniger an Schulnoten erinnert und zum anderen wäre eine Anzeige der Einsparungen beim Laden in Euro motivierender und transparenter.
In der Historie zum Ladeverlauf wurde neben der Tages-, Wochen- und Jahresanzeige eine zusätzliche Monatsanzeige gewünscht. Zudem wäre es nach Auffassung der Workshop-Teilnehmer hilfreich, wenn zusätzlich die gefahrenen Kilometer unterteilt nach den jeweiligen Zeiträumen in dieser Anzeige aufgenommen würden.
Die gewonnen Erkenntnisse hinsichtlich Anforderungen und Verbesserungspotenzial aus Nutzersicht wurden in einer ausführlichen Zusammenfassung den Entwicklungsverantwortlichen übermittelt und ins Anforderungsmanagement des Projektes eingebracht.

3.4. Online-Befragung

Im Rahmen von AP 5.1 wurde eine Online-Befragung mit potenziellen Nutzern zum Gesamtkonzept und zu Komponenten des gesteuerten Ladens durchgeführt. Ein Erhebungsinstrument wurde konzipiert und mit dem Online-Befragungs-Tool LimeSurvey 2.00+ (5) programmiert. Mit Hilfe der Projektpartner wurde zur Teilnahme an der Befragung eingeladen. Zudem wurde der Befragungslink in Elektromobilitätsforen und in einem Newsletter platziert. Die Befragung wurde im Zeitraum Dezember 2013 bis April 2014 durchgeführt.
Den Onlinefragebogen füllten $N = 73$ Personen aus, die durchschnittlich 40 Jahre alt ($SD = 11{,}5$) waren. Es nahmen fast ausschließlich Männer (96 %) teil und der überwiegende Anteil ($N = 40$) besitzt einen Hochschulabschluss. Die Mehrheit der Befragten war zum Befragungszeitpunkt bereits einmal mit einem Elektroauto gefahren (zum Beispiel in einer Probefahrt) (34 %) oder fuhr gelegentlich mit einem solchen Mietwagen (26 %). Neun Befragte (12 %) besaßen ein Elektrofahrzeug. Ein Viertel hatte bereits Erfahrung mit intelligenten/gesteuerten Ladekonzepten.

3.4.1. Bewertung Gesamtkonzept gesteuertes Laden

Mit Hilfe qualitativer Methoden wurden die Vor- und Nachteile der Teilnahme am GL erfasst, systematisch kategorisiert und analysiert. Folgende Hauptaussagen spiegeln dabei die am häufigsten genannten Vor- und Nachteile wider.

(1) Vorteile durch die Teilnahme am gesteuerten Laden:
- Die Stabilisierung des Netzes, beziehungsweise der Ausgleich von Lastspitzen ist der am häufigsten genannte Vorteil (32 %).
- 22 % der Nennungen entfielen auf die individuelle monetäre Vergütung, beziehungsweise durch Kostenersparnisse vom Ladekonzept zu profitieren.
- Zusätzlich erlaubt das gesteuerte Laden nachhaltiges Verhalten durch die erhöhte und effektive Einbindung regenerativer Energiequellen (22 %).

(2) Nachteile durch die Teilnahme am gesteuerten Laden:
- Am häufigsten wurde die Einschränkung der Mobilität, Spontanität und Flexibilität als Nachteil genannt (34 %).
- Ein erhöhter Planungsaufwand wurde als weiterer Nachteil von mehreren Befragten (15 %) erwähnt.
- 16 % äußerten Datenschutz- und Privatsphärebedenken.

Die Online-Befragung der potenziellen Nutzer umfasste zudem den Fragebogen zur Motivation von Ryan und Deci (6) mit fünf möglichen motivationsbestimmenden Faktoren, der für die Befragung an das Szenario des gesteuerten Ladens adaptiert wurde. Die Befragungsteilnehmer wurden hier gebeten, ihre Zustimmung bezüglich der präsentierten Items auf einer 6-stufigen, durchgehend verbal verankerten Antwortskala (1 = stimmt gar nicht, 2 = stimmt weitgehend nicht, 3 = stimmt eher nicht, 4 = stimmt eher, 5 = stimmt weitgehend, 6 = stimmt völlig) anzugeben. Am meisten stimmten die Befragten dabei den Aussagen der Skala *Identified Regulation* zu, welche zeigt, dass die Befragten die Ziele des intelligenten Ladens als bewusste und persönlich wertvolle Ziele erachteten. Zugestimmt wurde auch den Items der Skala *Intrinsic Motivation*. Die Teilnehmer sind demnach eher aus innerem Antrieb heraus motiviert, als durch externe Reize. Ein Fünftel der Befragten gab an, dass monetäre Vergütungen und Kostenersparnisse weitere Anreize sein könnten. Befürchtet wurden von den Befragten mögliche Einschränkungen in der Mobilität durch die Teilnahme am gesteuerten Laden. Zusammenfassend war der überwiegende Teil der Befragten (86 %) bereit, am intelligenten Laden teilzunehmen.

3.4.2. Vertrauen und Datensicherheit

Aus den Ergebnissen der Workshops (Abschnitt 3.3) wurde deutlich, dass die Frage „Was passiert mit meinen Daten?“ für die Teilnehmer ein relevantes Thema darstellte. Im Rahmen des gesteuerten Ladens müssen die Nutzer beziehungsweise Kunden unterschiedliche Vertragsbeziehungen eingehen. Des Weiteren werden, bedingt durch das Funktionsbild und das Geschäftsmodell für das GL-System, zahlreiche zum Teil persönliche Daten erhoben beziehungsweise lassen sich durch die Kombination verschiedener Datenarten personenbezogene Informationen erschließen.
Anhand der durchgeführten Online-Befragung wurde untersucht, wie die Nutzer den Themen Vertrauen und Datenschutz sowie Verträge und Abrechnungen und damit einhergehenden Fragestellungen gegenüberstehen. Das Vertrauen in die verschiedenen GL-Akteure wurde auf einer 7-stufigen an den Endpolen verbal verankerten Zustimmungsskala (1 = stimmt gar nicht bis 7 = stimmt völlig) erfragt.
Die Ergebnisse zeigen, dass sich das Vertrauen in die vorgestellten Akteure des gesteuerten Ladens (Fahrzeughersteller, Netzbetreiber, Energieversorger und Aggregator) insgesamt im mittleren Bereich bewegte. Am meisten wurde dem Fahrzeughersteller vertraut (siehe Abbildung 3).

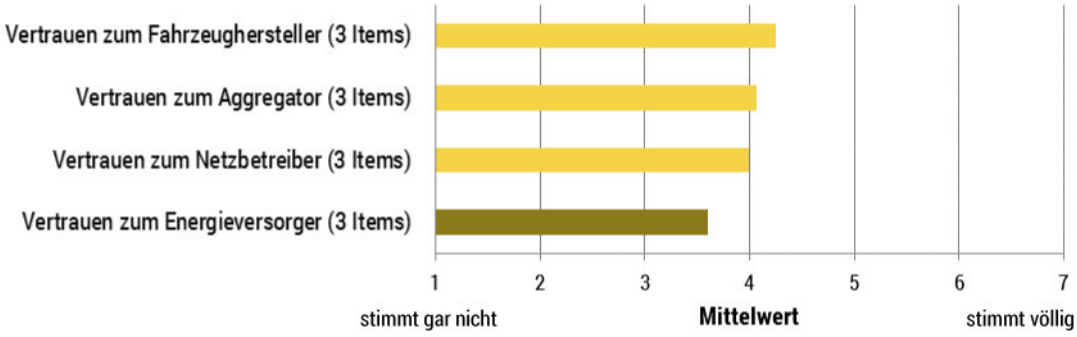


Abbildung 3: Vertrauen in GL-Akteure (AP 5.1, Online-Befragung; N = 73).

Die Bereitwilligkeit der Informationsweitergabe wurde auf einer Skala von 1 = nie bis 4 = jederzeit (entsprechend angelehnt an (7)) abgefragt und umfasste 44 möglicherweise für die Privatsphäre relevanten Informationen, die potenziell bei der Verwendung eines GL-Systems entstehen könnten. Das verwendete Itemset beinhaltete hypothetisch entstehende Informationen, die direkt oder indirekt durch das ungesteuerte und gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen entstehen können (8), aber nicht notwendigerweise von Smart-Charging-Systemen erhoben werden. Die Ergebnisse zeigen einen deutlichen Unterschied zwischen den Aggregationsebenen drei und zwei beziehungsweise eins (Abbildung 4). So waren die Befragten etwas bereit, Rohdaten (z.B. „Meine eingestellte Mindestreichweite“) oder Daten, die durch einen einfachen Berechnungsschritt im Backend potenziell entstehen (z.B. „Auswertung über meine geladene Energiemenge pro Woche“), weiterzugeben. Die Bereitwilligkeit der Informationsweitergabe bei langfristig aggregierten und vernetzten Informationen (z.B. „…dass ich nicht zu Hause bin“) war bedeutend geringer.

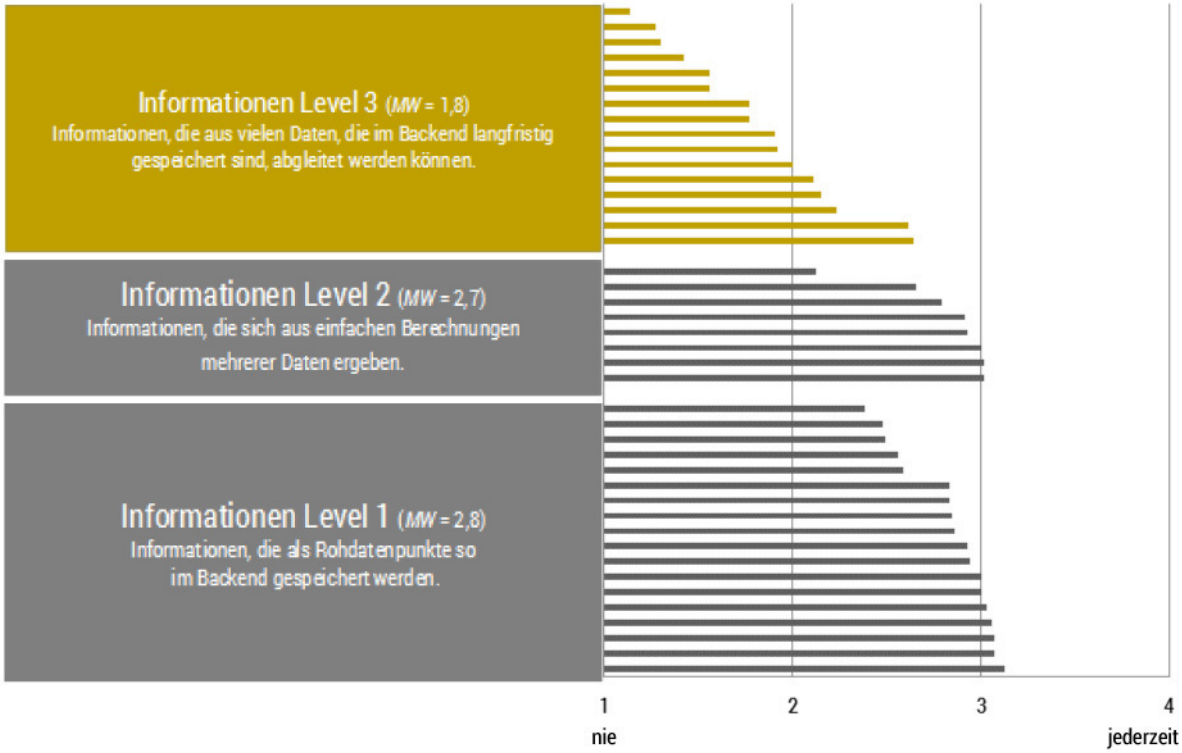


Abbildung 4: Bereitwilligkeit der Datenweitergabe (AP 5.1, Online-Befragung; N = 73).

Die Fragestellungen der Online-Befragung im AP 5.1 wurden in die Konzeption der Nutzerstudien im Rahmen des Probebetriebs (AP 5.4) eingebracht und mit realen GL-Nutzern weiterführend untersucht. Teilergebnisse zu Fragen des Datenschutzes und Bereitwilligkeit der Informationsweitergabe aus der in AP 5.1 durchgeführten Online-Befragung wurden innerhalb eines Konferenzbeitrages veröffentlicht und im Oktober 2014 vorgestellt (9).

4. Arbeitspaket 5.2 – Nutzerpräferenzen

In diesem Arbeitspaket wurden Fragen bezüglich der wichtigsten Produkteigenschaften des gesteuerten Ladens und der Präferenz für diese Eigenschaften bearbeitet. Im Arbeitspaket 5.2 wurden zwei Präferenzerhebungen durchgeführt. Die Ergebnisse sind im Folgenden dargestellt.

4.1. Integration der Ergebnisse aus AP 5.2

Innerhalb des AP 5.2 wurden online-gestützte Präferenzerhebungen mit Conjoint-Analysen zu den wichtigsten Produktmerkmalen des GL-Systems durchgeführt.

An einer ersten Präferenzerhebung nahmen $N = 217$ Personen teil, ein Großteil dabei mit Erfahrungen hinsichtlich Elektrofahrzeugen oder gesteuerten Ladekonzepten. Deren Antworten lassen folgende Schlussfolgerungen zu:

- Neben Motiven, die sich in dem Wunsch einer Optimierung des Stromnetzes beziehungsweise der Integration erneuerbarer Energien widerspiegeln, stellten für eine Vielzahl der Befragten eigene ökonomische Vorteile den Hauptanreiz dar, am GL zu partizipieren.
- Hierbei favorisierten die Befragten eindeutig monetäre Anreize. Das Elektrofahrzeug betreffende Verdienstformen wurden zwar von einem Teil eher noch gutgeheißen, wohingegen Sachleistungen oder der Umwelt zu Gute kommende Leistungen abgelehnt wurden.
- Konkrete Zahlen über die Höhe der gewünschten Einnahmen schwankten stark, sowohl zwischen optimalem Verdienst (17 bis 98 Euro) und optimaler Kostenersparnis (5 bis 37 %) an sich als auch in den Werten selbst, was mitunter auch an Unsicherheit bezüglich konkreter Stromkosten beim Laden von Elektrofahrzeugen liegen könnte.
- Zudem erlaubt die erste Präferenzerhebung die Schlussfolgerung, dass speziell der Verdienst wie auch die Ansteckdauer die wesentlichsten Variablen eines Incentivierungsmodells darstellen - der Aufwand für Einstellungen und die gewünschte Flexibilität sind eher zweitrangig.

Berücksichtigung fanden diese Ergebnisse nachfolgend im TP3 bei der Entwicklung eines Geschäftsmodells.

Um die festgesetzten Attribute eines möglichen Incentivierungsmodells spezifischer zu evaluieren, wurde eine weitere Online-Präferenzerhebung initiiert, die darüber hinaus Vor- beziehungsweise Nachteile, die Motivation und den Aufwand bei einer GL-Teilnahme näher beleuchtete.

- Die $N = 62$ fast ausnahmslos hinsichtlich Elektroautos erfahrenen Teilnehmer ließen über die vier Attribute (Ansteckdauer in Nebenzeit, gewünschte Flexibilität der Abfahrtszeit, Höhe der Sicherheits- und Mindestladung) hinweg keine klare Präferenz für eine der Variablen erkennen.
- Dagegen ermöglichten die Fragen zu Ladezeiträumen eindeutige Schlussfolgerungen, insofern, dass die Befragten sowohl unter der Woche (18:42–07:04 Uhr) als auch am Wochenende (15:55–08:54 Uhr) typische Ladezeiträume angaben.
- Die Teilnehmer erwarteten, dass am Wochenende eine längere Ansteckdauer möglich wäre und sie die Einstellungen für Sicherheits- und Mindestreichweite sowie für die Flexibilität höher wählen würden als unter der Woche.
- Befragt zur Thematik der Kostenamortisation kommunizierten die Teilnehmer bei einer einfachen Wallbox eine Amortisationszeit von fast vier Jahren, bei den zusätzlichen Kosten einer intelligenten Wallbox hingegen betrug diese annähernd drei Jahre.

Bilanzierend sind besonders zwei Erkenntnisse aus den Erhebungen im AP 5.2 herauszustellen: Erstens spielen persönliche monetäre Einnahmen für Befragte eine wesentliche Rolle, um am GL teilzunehmen. Zweitens lassen die Ergebnisse der zweiten Präferenzerhebung den Schluss zu, dass die Teilnehmer in der Abwägung aller vier festgesetzten Attribute eines Incentivierungsmodells keines eindeutig favorisieren, sodass die höhere Gewichtung eines bestimmten Attributes im Geschäftsmodell nicht notwendig zu sein scheint.

4.2. Erste Nutzerpräferenzerhebung

Aufbauend auf den Ergebnissen eines Workshops aller Projektpartner sowie der vorangegangenen Fokusgruppe mit erfahrenen Elektrofahrzeugnutzern konnten Attribute eines Incentivierungsmodells für eine erste Präferenzerhebung festgelegt werden. Als maßgebliche Attribute wurden die Dauer, die ein Teilnehmer sein Fahrzeug zum gesteuerten Laden zur Verfügung stellt (Ansteckdauer des Fahrzeugs an der Wallbox), der Verdienst durch die Teilnahme am gesteuerten Laden, der Aufwand zum Treffen der notwendigen Einstellungen, sowie die gewünschte Flexibilität in der Abfahrtszeit ermittelt. Die Präferenzerhebung wurde mit Hilfe einer Conjoint-Analyse durchgeführt. Außerdem deckte ein ergänzender Fragebogen die Themen Motive und Anreize zur Teilnahme an einem gesteuerten Ladekonzept, sowie die gewünschte Höhe der monetären Vorteile durch das gesteuerte Laden ab.
Die Erhebung fand von Mai bis Juni 2013 statt. Insgesamt füllten $N = 217$ Teilnehmer (76 % männlich und 24 % weiblich) den Fragebogen komplett aus. Das durchschnittliche Alter der Teilnehmer betrug 36 Jahre. Etwa zwei Drittel der Teilnehmer konnten bereits Erfahrungen mit Elektrofahrzeugen sammeln. 17 % berichteten, dass sie Erfahrung mit gesteuerten Ladekonzepten hatten, beispielsweise aus anderen Forschungsprojekten. Sowohl die Erhebung als auch die Auswertung der Choice-based Conjoint Analyse zur ersten Nutzerpräferenzerhebung erfolgten über die Software Sawtooth (10).

Die Hauptergebnisse mit wesentlichem Einfluss auf die Gestaltung eines Vergütungsmodells für das gesteuerte Laden sind im Folgenden aufgelistet:

(1) Die entsprechenden gemittelten Punkte zu den Beweggründen zur Teilnahme am intelligenten Laden sind in Abbildung 5 dargestellt. Daraus wurden die einzelnen Hauptmotive der Befragten abgeleitet (das Motiv mit höchster vergebener Punktzahl). Persönliche ökonomische Vorteile bilden ein bedeutendes Motiv, um am gesteuerten Laden teilzunehmen:
   - Für 40 % der Befragten wären „Prämien, Bonuskilometer, Strompreisersparnisse etc." der Hauptgrund für eine Teilnahme am gesteuerten Laden.
   - Einen „Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien" leisten können, ist für 29 % das wichtigste Motiv.
   - Zur „Stabilisierung des Stromnetzes" beizutragen ist für 9 % der Hauptgrund.
   - Bei 17 % der Befragungsteilnehmer stand keines der angeführten Motive besonders im Vordergrund.
   - 6 % der Befragten gaben sonstige Gründe als wichtigstes Motiv an.

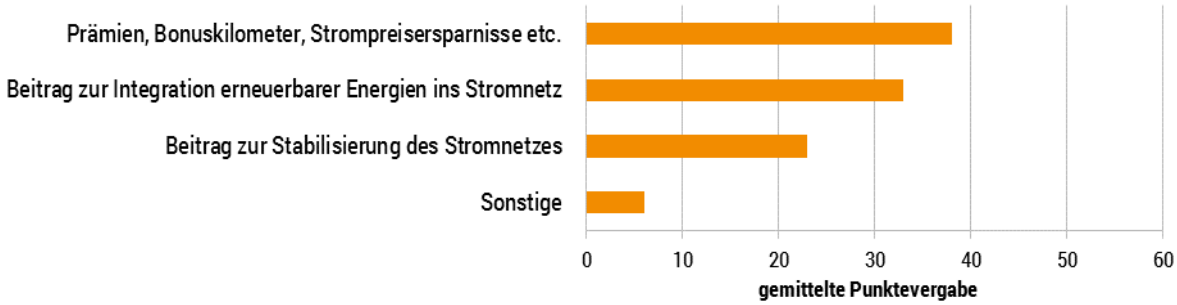


Abbildung 5: Beweggründe zur potenziellen Teilnahme am intelligenten Laden (AP 5.2, erste Präferenzerhebung; N = 217).

(2) Unabhängig vom Besitz oder von Erfahrungen mit Elektrofahrzeugen dienen monetäre Verdienstformen als attraktive Anreize, um am gesteuerten Laden teilzunehmen:
- Monetäre Verdienstformen (Kostenersparnis/Geldüberweisung) wurden klar präferiert.
- Elektrofahrzeug-bezogene Verdienstformen (Bonuskilometer für Mietfahrzeuge, Verlängerung der Garantie der Fahrzeugbatterie, Punkte für den Erhalt einer neuen Batterie) wurden eher präferiert als abgelehnt.
- Sachpreise, umweltbezogene Verdienstformen (Umweltzertifikate, virtuelle Bäume), aber auch Gutscheine (zum Beispiel für die Bahn) wurden abgelehnt.

(3) In Anlehnung an van Westendorp (11) wurde die gewünschte Höhe der monetären Vorteile ermittelt. Diese fiel unterschiedlich aus, je nachdem ob es sich um einen Verdienst im Sinne einer Aufwandsentschädigung für die Teilnahme am gesteuerten Laden oder eine Kostenersparnis auf die angefallenen Ladekosten handelt:
- Der präferierte optimale Verdienst lag bei etwa 47 Euro im Monat bei einem akzeptablen Verdienstbereich von 17 Euro bis 98 Euro monatlich.
- Die präferierte optimale Kostenersparnis lag bei etwa 10 % der angefallenen Ladekosten bei einem akzeptablen Ersparnisbereich von 5 bis 37 %.
- Als Ursache für die Diskrepanz der monetären Werte gibt es verschiedene Erklärungsansätze: (1) Die Teilnehmer kannten die Höhe der Stromkosten für das Laden eines Elektrofahrzeugs nicht. (2) Eine Aufwandsentschädigung wird generell höher angesetzt als ein Rabatt.

(4) Zur Festlegung der zentralen Produkteigenschaften des Vergütungsmodells wurden den Befragungsteilnehmer zehn Auswahlaufgaben mit je vier Alternativen (+ „keine“) der Produkteigenschaften vorgelegt:

- Ansteckdauer pro Woche (20, 40, 60, 80 Stunden)
- gewünschte Flexibilität bei der Abfahrtszeit (+/- 10, 20, 30, 40 Minuten)
- wöchentlicher Aufwand (0, 1, 5, 10 Minuten)
- Verdienst pro Monat (2,50; 5,00; 7,50; 10,00 Euro).

Der monatliche Verdienst sowie die Dauer, die ein Teilnehmer sein Fahrzeug zum gesteuerten Laden zur Verfügung stellen würde (Ansteckdauer), konnten als wesentliche Kennwerte bei der Entwicklung eines Vergütungsmodells anhand einer Choice-Based Conjoint-Analyse ermittelt werden.

- Modelle mit dem höchst möglichen monatlichen Verdienst (hier von 10,00 Euro) wurden am häufigsten präferiert. Modelle mit einem monatlichen Verdienst von 2,50 Euro und 5,00 Euro wurden abgelehnt.
- Modelle mit einer wöchentlichen Ansteckdauer von 40 und 60 Stunden wurden präferiert. Sowohl Modelle mit einer wöchentlichen Ansteckdauer von 20 Stunden als auch von 80 Stunden werden abgelehnt.
- Der wöchentliche Aufwand zum Treffen aller Einstellungen sowie die gewünschte Flexibilität in der Abfahrtszeit als weitere Eingangsgrößen in ein Vergütungsmodell waren weniger wichtig für die Bildung des Präferenzurteils.

Die Ergebnisse der ersten Präferenzerhebung des AP 5.2 konnten für die Entwicklung des Vergütungsmodells zum gesteuerten Laden in TP 3 genutzt werden. Diese wurden in entsprechender Form für alle Projektpartner aufbereitet und in Workshops mit diesen diskutiert.

4.3. Zweite Nutzerpräferenzerhebung

Durch die aktive Mitarbeit der TU Chemnitz bei der Erstellung des Punktesystems in TP 3 wurde deutlich, dass eine zusätzliche Evaluation des Punktesystems über die erste Präferenzerhebung hinaus notwendig war. Im Mittelpunkt stand die Frage, wie die Eigenschaften des entwickelten Punktemodells durch potenzielle Nutzer evaluiert werden. In einer zweiten Online-Präferenzerhebung sollte daher die in TP 3 getroffene Gewichtung der Kriterien (Ansteckdauer, Flexibilität, Mindest- und Sicherheitsladung) validiert werden. Darüber hinaus wurden Präferenzen bezüglich der Ansteckdauer, Flexibilität zur Abfahrtszeit und der Mindestreichweite erfasst. Zusätzlich wurden Vor- und Nachteile, die Motivation und der Aufwand zur Teilnahme am gesteuerten Laden mit Hilfe des Online-Befragungs-Tool LimeSurvey 2.00+ (5) abgefragt.
Die Erhebung fand im Zeitraum von Dezember 2013 bis April 2014 statt. Insgesamt füllten $N = 62$ Personen (60 männlich, 2 weiblich) die Bewertungen zu den Kriterien des Punktesystems aus. Das durchschnittliche Alter betrug 41 Jahre. Beinahe die Hälfte aller Befragten wies einen Hochschulabschluss, beziehungsweise ein Fünftel einen Fachhochschulabschluss auf.
Die Mehrheit der Befragten (92 %) gab an, bereits Erfahrung mit Elektrofahrzeugen gesammelt zu haben. Unter den 62 Befragten sind neun Besitzer eines Elektrofahrzeugs, 37 % sind bereits einmal Elektroauto gefahren und 18 % fahren gelegentlich. Etwa ein Viertel konnte bereits Erfahrung mit gesteuerten/intelligenten Ladekonzepten sammeln.
Den Befragungsteilnehmern wurden acht Auswahlaufgaben mit je vier Alternativen (+ „keine“) der Kriterien des Punktesystems vorgelegt. Tabelle 4 zeigt die Attribute mit den jeweiligen Ausprägungen.

Tabelle 4: Kennwerte der Conjoint-Analyse zur Gewichtung der punkterelevanten Kriterien eines Ladevorgangs (AP 5.2, zweite Präferenzerhebung; N = 62).

	Attribute			
	Anschlussdauer in der Nebenzeit (Mo bis Fr)	gewünschte Flexibilität bei der Abfahrtszeit	Sicherheitsreichweite	Mindestreichweite
Level	12 Stunden	+/- 5 Minuten	46 km	75 km
	10 Stunden	+/- 10 Minuten	53 km	90 km
	8 Stunden	+/- 20 Minuten	60 km	105 km
	6 Stunden	+/- 30 Minuten	67 km	120 km

Abbildung 6 zeigt die Punktegewichtung der Kriterien Ansteckdauer, Flexibilität, Sicherheits- und Mindestladung aus Sicht der Befragten. Die Choice-based Conjoint Analyse über die Software Sawtooth (10) ergab, dass alle Kategorien ungefähr als gleich wichtig erachtet werden - eine Präferenz für eines der Kriterien war folglich nicht erkennbar.

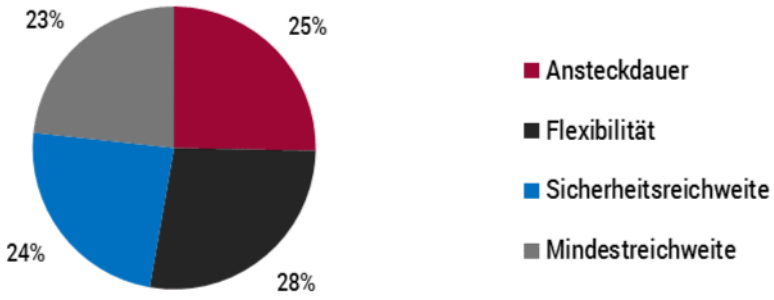


Abbildung 6: Kriteriengewichtung (AP 5.2, zweite Präferenzerhebung; N = 62).

Die Ergebnisse zu den Ladezeiträumen der zweiten Nutzerpräferenzerhebung verdeutlichen, dass beinahe alle Nutzer (94 %) einen typischen Zeitraum für das Laden unter der Woche besitzen (im Mittel: 18:42 bis 07:04 Uhr). 71% der Befragten gaben an, einen typischen Zeitraum zu haben, an dem sie am Wochenende regelmäßig laden können (im Mittel: 15:55 bis 08:54 Uhr). Die Daten zeigen, dass der Ladezeitraum an Wochenenden in beide Richtungen verlängert ist im Gegensatz zu den Wochentagen. Die für die Nutzer mögliche Anschlussdauer an Wochentagen betrug im Mittel 9,5 Stunden (*SD* = 1,9 h, *Min* = 6 h, *Max* = 12 h). An Wochenenden wurde im Mittel eine deutlich längere Anschlussdauer von 14,6 Stunden (*SD* = 13,1 h; *Min* = 0 h, *Max* = 58 h) angegeben.

Bezüglich des Kriteriums Flexibilität zeigte sich, dass es auch hier einen Unterschied zwischen Wochentagen und dem Wochenende gab, wie in Abbildung 7 zu sehen ist. Unter der Woche würde die Hälfte der Befragten eine eher geringe (0 bis 10 Minuten, 23 %) oder mittlere (20 Minuten, 27 %) Flexibilität wählen. An Wochenenden würde eine eher höhere Flexibilität eingestellt werden (bis 30 Minuten, 34 %; über 30 Minuten, 40 %).

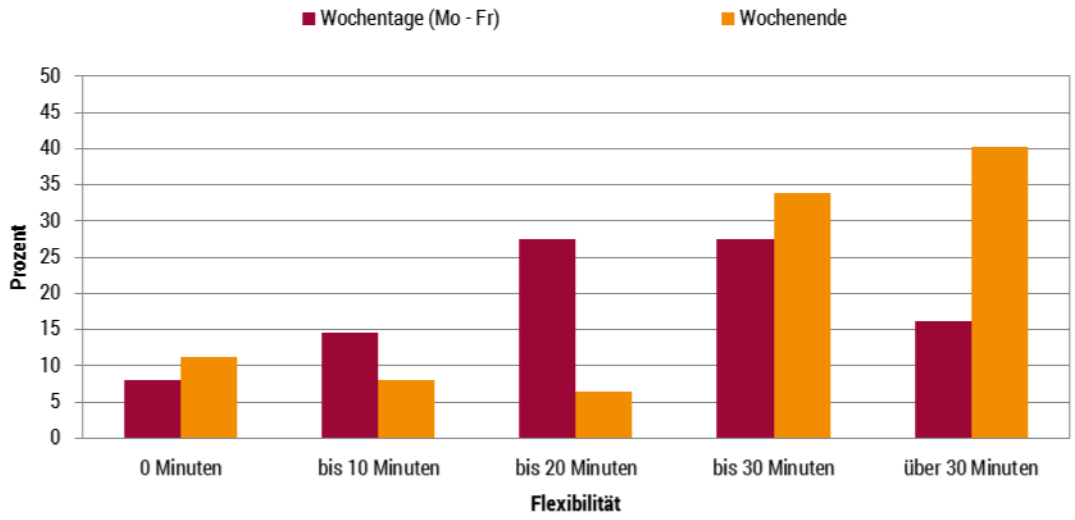


Abbildung 7: Flexibilitätseinstellungen - Wochentage vs. Wochenende (AP 5.2, zweite Präferenzerhebung; N = 62).

Hinsichtlich des Kriteriums der Sicherheitsreichweite zeigte sich, dass 82 % der Befragten diese unter der Woche auf jeden Fall einstellen würden. An Wochenenden gaben etwa drei Viertel (74 %) an, diese Einstellung vorzunehmen. Die Mehrheit (70 %) der Befragten gab an, dass sie die Sicherheitsreichweite am Wochenende höher (> 50 km) einstellen würden, während unter der Woche die Mehrheit (63 %) eher eine Sicherheitsreichweite unter 50 km wählen würde.

Auch bei der Mindestreichweite zeigt sich, dass knapp mehr als die Hälfte der Befragten (55 %) an Wochenenden eine höhere Mindestreichweite (≥ 100 km) und über ein Drittel (39 %) eine Reichweite zwischen 50 und 100 km wählen würden und an Wochentagen vice versa. Einstellungen unter 50 km wurden nur von 7 bis 11 % angegeben. Abbildung 8 zeigt dieses Ergebnis.

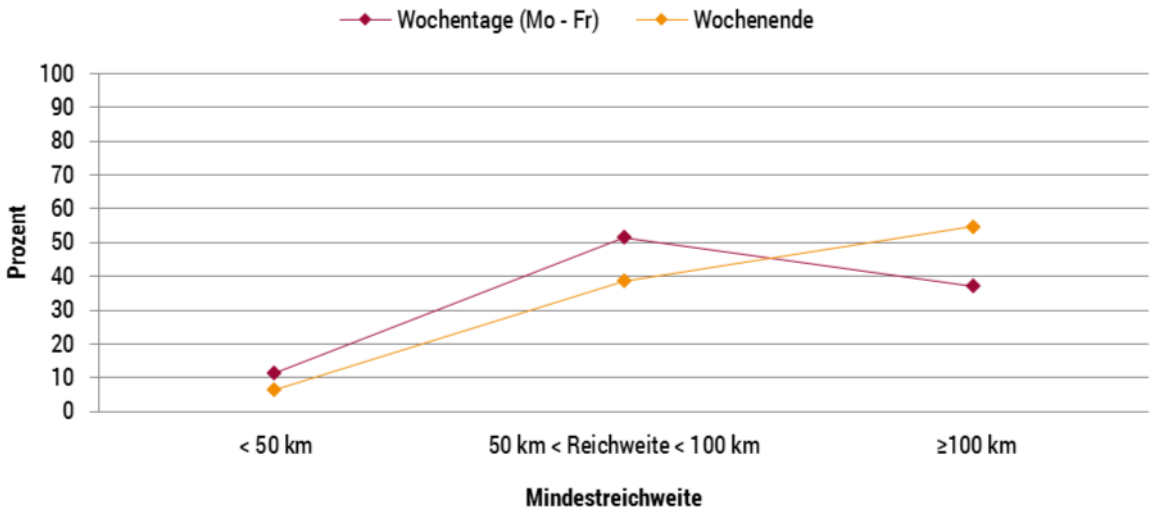


Abbildung 8: Kategorisierte Mindestreichweiteneinstellungen - Wochentage vs. Wochenende (AP 5.2, zweite Präferenzerhebung; N = 62).

Weiterhin wurde die Amortisationszeit für die Anschaffung einer einfachen Wallbox (mit Kosten von 800 bis 1500 Euro angegeben) versus einer intelligenten Wallbox (mit zusätzlichen Kosten zur einfachen Wallbox in Höhe von 200 bis 500 Euro angegeben) erhoben. Für eine einfache Wallbox betrug die gewünschte Amortisationsdauer im Mittel 3,98 Jahre und für die zusätzlichen Kosten einer gesteuerten Laden Wallbox 2,94 Jahre. In Abbildung 9 ist die Verteilung der angegebenen Jahre zu sehen.

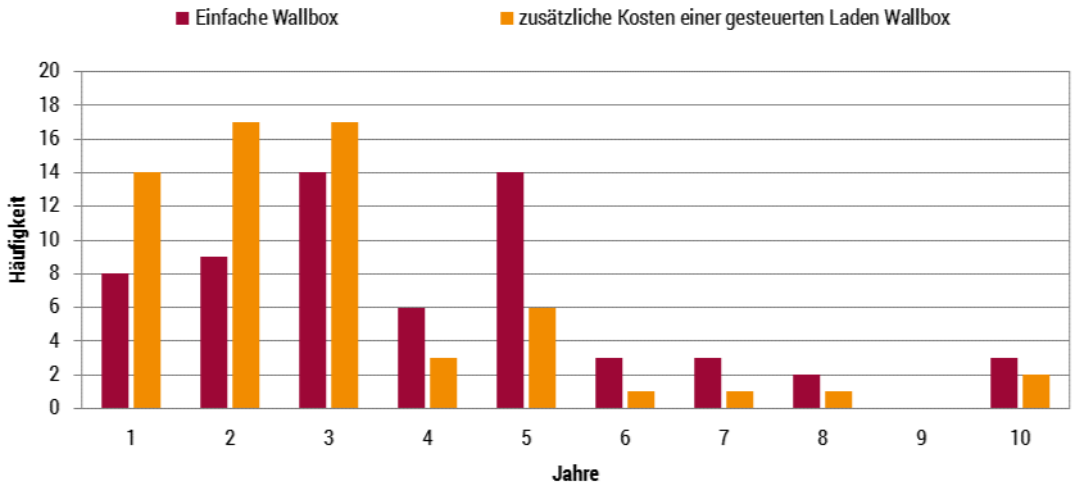


Abbildung 9: Kostenamortisation - einfache Wallbox vs. Intelligente Wallbox (AP 5.2, zweite Präferenzerhebung; N = 62).

Die Eigenschaften des entwickelten Incentivierungssystem, die in der zweiten Präferenzerhebung evaluiert wurden, wurden für TP 3 aufbereitet. Die Ergebnisse aus der ersten und zweiten Präferenzerhebung des AP 5.2 wurden unter anderem in das Geschäftsmodell „Flexibilität“ in TP 3 inkludiert.

5. Arbeitspaket 5.3 - Evaluation der Nutzerschnittstellen

Auf Basis der Ergebnisse im Projekt sowie vorausgegangener Forschungsprojekte und Usabilityrichtlinien aus der Fachliteratur wurden Anforderungen der Nutzer an die Nutzerschnittstellen erarbeitet. Insgesamt konnten 113 Nutzeranforderungen formuliert werden, die im Rahmen des Anforderungsmanagement (TP 1) mit den Projektpartnern abgestimmt wurden und in die Entwicklung der Nutzerschnittstellen einfließen konnten. Zu den Anforderungen wurden 56 Testfälle formuliert, die im Zuge der Integrationsstufen von den Projektpartnern untersucht wurden. Des Weiteren wurden Änderungen in den Anforderungen aufgrund der gesammelten Erfahrungen aus dem Probebetrieb vorgenommen, sowie neu definiert.

Im Projektverlauf erfolgte eine Fokussierung auf die mobilen Schnittstellen in Form einer iOS- und einer Android-Applikation. Die Konzentration auf die mobilen Nutzerschnittstellen konnte durch die ersten Ergebnisse in Phase 1 des Probebetriebs bestätigt werden: Der meist präferierte Eingabeort für relevante Informationen war für die Nutzer der Probebetriebsphase 1 das Smartphone.

5.1. Integration der Ergebnisse aus AP 5.3

Das übergeordnete Ziel im AP 5.3 bestand in der Evaluation der Nutzerschnittstellen, wobei sich speziell auf mobile Schnittstellen zum GL konzentriert wurde - zum einen aufgrund der nicht realisierbaren Implementierung anderer Nutzerschnittstellen (im Fahrzeug selbst, an der Wallbox. als Website), zum anderen wegen der eindeutigen Präferenz der Nutzer für das Smartphone als Eingabegerät.

Im Zuge dessen entstand eine vom Projektpartner **BMW entwickelte iOS-Applikation**, die in mehreren Schritten und Entwicklungsstufen innerhalb des TP 5 evaluiert wurde, zunächst im Rahmen der Nutzerworkshops im AP 5.1, anschließend durch Expertenurteile und innerhalb einer Laboruntersuchung mit naiven Nutzern und zuletzt durch die Nutzer im Probebetrieb. An der Expertenevaluation nahmen $N = 5$ Personen teil, die allesamt berufliche Expertise hinsichtlich Applikationsentwicklung beziehungsweise -ergonomie aufwiesen. Nach der Vorgabe von elf Usability-Heuristiken für technische Geräte (12) und einer freien Exploration der Applikation (Version v0.9.5) sollten die Experten während jegliche Usability-Schwachstellen dokumentieren und deren Schweregrad auf einer 4-stufigen Skala angeben. Am häufigsten sahen die Experten die Sichtbarkeit und den leichten Zugang zu Informationen verletzt, zudem erkannten sie vielfach Verbesserungspotenzial bei der Einfachheit der Eingaben sowie des Zugangs zu bestimmten Funktionalitäten. Unabhängig von den spezifischen Usability-Verletzungen wurde in den meisten Fällen der Schweregrad 2 oder 3 vergeben, was auf kleine beziehungsweise große Probleme hindeutet. Durch weitere Analysen konnte herausgestellt werden, bei welchen konkreten Screens in der BMW-iOS-Applikation aus Sicht der Experten Einschränkungen in der Gebrauchstauglichkeit zu verzeichnen waren. Exemplarisch finden an dieser Stelle folgende Problematiken Erwähnung: der Statusscreen wirkte überladen, das Design beim Screen zum Einstellen der Abfahrtszeit inkonsistent, die Funktionsweise des Sendens beziehungsweise Speichern-Buttons wurde mangelhaft bewertet und das Wording „Verfügbarkeit“ für die Einstellungen der Parameter Sicherheit- und Mindestladung wurde als ungünstig angesehen. Bilanzierend erhielt die Applikation von den Experten im Durchschnitt die Schulnote 2,6.

An der anschließenden Laboruntersuchung nahmen $N = 25$ naive Nutzer teil, die zu einem überwiegenden Teil Erfahrungen bezüglich mit Touchscreen zu steuernden Mobilfunkgeräten aufwiesen. Um die Effektivität der BMW-iOS-Applikation (Version v0.9.5) beurteilen zu können, wurden zwei Kriterien festgesetzt: die Erfolgsrate hinsichtlich der vorgegebenen Aufgaben sowie die notwendigen Hilfestellungen durch den Versuchsleiter. Bei der Erfolgsrate ist festzustellen, dass sämtliche Aufgaben von nahezu allen Probanden gelöst werden konnten. Hilfestellungen benötigten jedoch ebenso nahezu alle Probanden, wobei im Besonderen das Maximieren der Punktzahl für den nächsten Ladevorgang und das Löschen von Abfahrtszeiten vielen Nutzern Probleme bereiteten. Fehler passierten sowohl

aufgabenübergreifend, zum Beispiel beim unbeabsichtigten Deaktivieren von Abfahrtszeiten oder bei der Suche im falschen Menü, als auch aufgabenbezogen, zum Beispiel beim Löschen von Abfahrtszeiten. Mit Blick auf das Evaluationskriterium der Effizienz ist zu konstatieren, dass besonders das Ablesen der Punktzahl für den nächsten Ladevorgang, das Maximieren der Punktzahl, der Wechsel vom GL-Modus in den Sofortlademodus sowie das Löschen von Abfahrtszeiten die größten Streuungen des Indikators „benötige Bearbeitungszeit“ aufwiesen. Das dritte Kriterium der Zufriedenheit wurde über offene Fragen zu positiven Aspekten und Verbesserungspotenzialen der Applikation operationalisiert. Positiv werteten die Probanden in besonderem Maße das Design der Applikation, die einfache Handhabbarkeit sowie die übersichtliche Gestaltung. Verbesserungspotenzial erkannten sie nicht nur in spezifischen Funktionen der Applikation, sondern auch allgemein unter anderem in unverständlichen Darstellungen und Erklärungen, der Menüstrukturierung und zum Teil schwer zu findenden Funktionen. Durch eine abschließende Befragung mithilfe der Fragebögen ISONORM 9241/10 (13) und AttrakDiff (14) konnten zwei weitere Erkenntnisse gewonnen werden: So erreichte die BMW-iOS-Applikation zwar nicht die Mindestanforderungen für zufriedenstellende Anwendungen, was insbesondere der defizitären Selbstbeschreibungsfähigkeit der Applikation zuzuschreiben ist, gleichsam ergaben sich aber auf allen vier Subskalen des AttrakDiff Fragebogens eher positive Werte. Somit kann zusammenfassend von einer heterogenen Befundlage gesprochen werden, welche die Grenzen der mobilen Anwendung klar aufzeigt und Angebote für eine sinnvolle Weiterentwicklung liefert.

Die im Probebetrieb (AP 5.4) eingesetzten iOS-Applikationen zur Einstellung der Parameter zum gesteuerten Laden wurden in Phase 1 (Version v1.1) und Phase 2 (Version v1.99.3.1) durch die $N = 19$ Nutzer evaluiert. Es zeigte sich, dass die Nutzer diese Schnittstellen im Mittel positiv bewerteten. Es konnten Werte zur Zufriedenheit ermittelt werden, die über den Mindestanforderungen für zufriedenstellende Anwendungen liegen (13). Dennoch zeigten die Nutzer auch noch Verbesserungspotenziale auf, vor allem hinsichtlich der Darstellung etwaiger Statistiken und Bonuspunkteverläufe.

Neben einer Smartphone-Applikation für iOS-Geräte wurde von BMW eine Version für Android-Nutzer entwickelt. Die Evaluationsstudie richtete sich dabei nach dem Vorbild der Laboruntersuchung zur BMW-iOS-Applikation. Insgesamt nahmen $N = 16$ naive Nutzer an der Laboruntersuchung zur **BMW Android-Applikation** (Version v1.99.5) teil, die bereits über Erfahrungen mit Smartphones und Applikationen verfügten.
Bei den Effektivitätskriterien ist zum einen von einer sehr hohen Erfolgsrate zu berichten, da alle Probanden alle Aufgaben lösen konnten. Zum anderen waren Hilfestellungen für den Großteil der Probanden notwendig, besonders beim erstmaligen Einstellen einer Abfahrtszeit. In Bezug auf die benötigte Bearbeitungszeit als Indikator für die Effizienz zeigte sich, dass beim Ablesen der Punktzahl für den nächsten Ladevorgang sowie beim Maximieren der Punktzahl für den nächsten Ladevorgang die größte Streuung auftrat. Das Zufriedenheitskriterium wurde mithilfe des AttrakDiff-Fragebogens (14) und der ISONORM 9241/10 (13) erfasst. Insgesamt erzielte die BMW-Android-Applikation dabei die Mindestanforderungen für zufriedenstellende Anwendungen, was vorrangig der positiven Einschätzung der Subskala „Lernförderlichkeit“ zuzuschreiben ist. Die Selbstbeschreibungsfähigkeit und Individualisierbarkeit schnitten eher schlechter ab. Beim AttakDiff-Fragebogen erreichten alle vier bewerteten Facetten ein Ergebnis im positiven Bereich. Zusätzlich zur Anwendung dieser Untersuchungsinstrumente sollten die Probanden Fehlerquellen und Verbesserungsmöglichkeiten benennen, die je nach Funktion der Applikation geordnet wurden. Als Fehlerquellen identifizierten die Nutzer zum Beispiel das Übersehen des Buttons zum Speichern beim Einstellen von Abfahrtszeiten oder die uneindeutige Darstellung des Ladezustandes in der Applikation. Unter anderem schlugen sie vor, bezüglich des Wiederholens von Abfahrtszeiten die Daten bereits während der Eingabe zu speichern, oder das deutlichere Hervorheben des Ladezustandes durch Animationen. Obwohl in der BMW Android-Applikation demnach in einigen Punkten Verbesserungspotenzial besteht, überzeugte die Anwendung in der Laboruntersuchung zum überwiegenden Teil.

Vom Projektpartner **EWE** wurde weiterhin eine **Desktop- und mobile Schnittstelle** zum gesteuerten Laden konzipiert. Entsprechende Screenshots wurden unabhängig durch zwei Usability-Experten der TU Chemnitz evaluiert. Schwierigkeiten wurden identifiziert, nach Schweregrad beurteilt und Verbes-

serungsvorschläge ergänzt. Die Ergebnisse wurden in Form eines Readers an EWE übermittelt. Als Fazit kann festgehalten werden, dass die Desktop-Schnittstelle durch eine reduzierte Gestaltung bezüglich der verwendeten Grafik und der geringen Informationsdichte pro Screen bestach. Die Desktop-Gestaltung orientierte sich stark an der mobilen Gestaltung, womit eine hohe Konsistenz zwischen den beiden Schnittstellen erreicht werden konnte. Geringfügiger Verbesserungsbedarf bestand noch bei der grafischen Gestaltung der Schnittstellen, indem die verwendeten Farben reduziert werden könnten. Bezüglich der Anordnung und Präsentation von Informationen bestand im Hauptmenübereich, auf dem Kalender-Screen beziehungsweise bei den Einstellungen von Kalendereinträgen noch Verbesserungspotenzial. Zudem waren im Bereich Ladedetails einige Informationen widersprüchlich gestaltet. Funktional könnten tägliche und monatliche Terminserien ergänzt werden. Auf eine konsistente Gestaltung von Anzeige- und Interaktionselementen ist zu achten. Zudem sollte über eine Reduktion der Informationen nachgedacht werden.

Zur präziseren Beantwortung der Forschungsfragen bezüglich der mobilen Schnittstellen wurde an der **TU Chemnitz** im Rahmen eines Design-Workshops und einer Laboruntersuchung eine weitere **mobile Anwendung** konzipiert. Hierbei entstand eine Applikation mit drei verschiedenen Eingabevarianten: Text-, Scrollrad- und Slidervariante. Diese wurden durch eine Laborstudie evaluiert, an der $N = 52$ naive Nutzer mit durchschnittlich längerfristiger Erfahrung hinsichtlich Smartphones und Elektrofahrzeugen teilnahmen. Auf der Ergebnisseite fiel zunächst in puncto erfolgreicher Aufgabenbearbeitung auf, dass die Nutzer bei der Text- und Scrollradvariante eindeutig schneller zur Lösung kamen als bei der Slidervariante, was hauptsächlich auf Komplikationen bei der Applikationsbedienung zurückzuführen war. Bei der Bewertung der Benutzerfreundlichkeit ergab sich folgendes Bild: Textvariante > Scrollradvariante > Slidervariante. Konkretere Ergebnisse erlaubten die Fragen nach Vorteilen und möglichem Verbesserungspotenzial aus Sicht der Probanden. Wohingegen bei der Textvariante die meisten Vorteile genannt wurden, gefolgt von der Scrollradvariante und der Slidervariante, stellte sich beim Verbesserungspotenzial eine exakt umgekehrte Rangfolge der Varianten dar. Vorteile wurden bei der Text- und Scrollradvariante unter anderem in der effizienten Eingabe und der Übersichtlichkeit gesehen, bei der Slidervariante in deren ansprechendem Design. Als Verbesserungsvorschläge kommunizierten die Nutzer bei der Text- und Scrollradvariante beispielsweise alternative Interaktionselemente, bei der Slidervariante unter anderem Alternativen bei der Parametereinstellung und sensitivere Regelelemente. Zudem wurden innerhalb der Laboruntersuchung zwei standardisierte Untersuchungsinstrumente, der Fragebogen zur ISONORM 9241/10 (13) und der AttrakDiff (14), eingesetzt. Der Gesamtscore des ISONORM-Fragebogens lag bei der Textvariante am höchsten, gefolgt von der Scrollradvariante und der Slidervariante, wobei letztere Eingabevariante die Mindestanforderungen für zufriedenstellende Anwendungen deutlich unterschritt. Positive Bewertungen erhielten die Text- und Scrollradvariante insbesondere auf den Subskalen „Aufgabenangemessenheit“, „Erwartungskonformität“ und „Lernförderlichkeit“. Die Slidervariante schnitt einzig bei der „Erwartungskonformität“ eher positiv ab, auf allen anderen Subskalen dieser Eingabevariante ergaben sich negative Mittelwerte. Konträr zu diesen eher eindeutigen Befunden des ISONORM-Fragebogens entwickelte sich beim AttrakDiff-Fragebogen ein uneindeutiges Bewertungsmuster: Die Subskalen „Pragmatische Qualität“ und „Attraktivität“ erhielten bei der Text- und Scrollradvariante bedeutend höhere Bewertungen als bei der Slidervariante, wofür letztere jedoch auf der Facette „Stimulation“ bedeutend besser abschnitt. Insgesamt versprechen die Text- und Scrollradvarianten größere Potenziale als Eingabemöglichkeiten einer mobilen Nutzerschnittstelle im Vergleich zur Slidervariante, die nur in wenigen Punkten positiv hervorstach.

Mit einem übergreifenden Blick auf AP 5.3 und der Evaluation vier verschiedener mobiler Nutzerschnittstellen mit verschiedenen Eingabeelementen zur Steuerung von gesteuertem Laden ist festzuhalten, dass alle Ansätze und Evaluationen wichtige Erkenntnisse auf dem Weg zu einer benutzerfreundlichen, attraktiven, funktionalen und elaborierten Applikation lieferten, jedoch weitere Testungen mobiler Nutzerschnittstellen insbesondere in der Praxis mit einer größeren Anzahl von „echten“ Nutzern unerlässlich sind.

5.2. Evaluation der Nutzerschnittstellen im Fahrzeug und an der Ladetechnik

Im Projektverlauf ergab sich, dass eine Nutzerschnittstelle zum gesteuerten Laden direkt im Fahrzeug im Rahmen des Projektes nicht realisierbar war. Weiterhin konnte die geplante Nutzerschnittstelle zum gesteuerten Laden an der Ladesäule (Wallbox) nicht realisiert werden.

Die für die Evaluation dieser Nutzerschnittstellen geplanten Ressourcen der TU Chemnitz wurden stattdessen in die Entwicklung und intensivere Evaluierung existierender und zusätzlicher mobiler Nutzerschnittstellen investiert (siehe Abschnitt 5.3) und im Folgenden dargestellt:

- Entwicklung und Evaluierung einer Simulation einer Applikation zum gesteuerten Laden (Microsoft Visual Basic for Applications) zur Planung von Abfahrtszeiten unter Zuhilfenahme von Fahrttypen
- Entwicklung und Evaluierung einer neuen webbasierten Browser-Applikation zum gesteuerten Laden
- Evaluierung der von BMW entwickelten Android-Applikation und Vergleich zur iOS-Applikation

5.3. Evaluation der Nutzerschnittstelle am mobilen Gerät

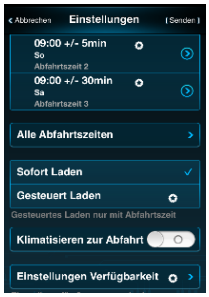
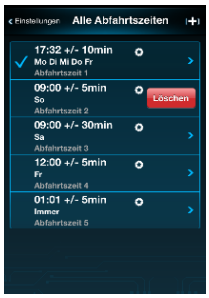
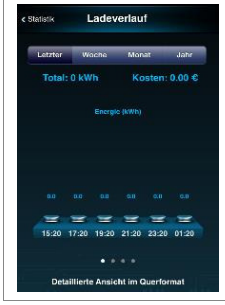
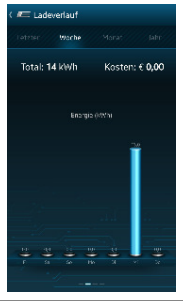
Im Folgenden sind die Ergebnisse der Evaluationen aller umgesetzten Schnittstellen zum gesteuerten Laden aus AP 5.3 im Detail dargestellt.

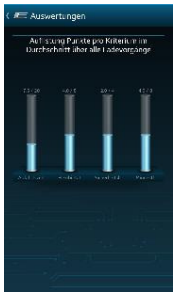
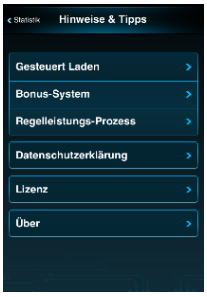
5.3.1. Funktionen der von BMW entwickelten iOS- und Android-Applikationen

Entwicklungsbegleitend wurden zunächst die Entwürfe der BMW Smartphone-Applikation auf Grundlage der Usability-Richtlinien bewertet und Verbesserungspotenziale aufgezeigt. Danach konnten, im Rahmen der Nutzerworkshops in AP 5.1 (siehe Abschnitt 3.3.2), erste Bewertungen durch potenzielle Nutzer gesammelt werden, auf deren Grundlage weitere Verbesserungsvorschläge abgeleitet wurden.

Der high-fidelity Prototyp der iOS-Applikation, der bis Januar 2014 entwickelt wurde, konnte ab Februar 2014 mittels zweier Ansätze untersucht werden. Zum einen wurden Experten gebeten, anhand von Usability-Richtlinien und Heuristiken, die Applikation und die damit verbundene Bedienung zu bewerten und Probleme zu beschreiben. Zum anderen wurden in Laboruntersuchungen mit naiven Nutzern verschiedene Aufgaben bearbeitet. Mit diesem Ansatz sollten weitere Verständnisschwierigkeiten und Fehlerpotenziale bei naiven Anwendern aufgedeckt werden, die in einer Expertenevaluation eventuell nicht zu Tage traten. Nach der Durchführung der Untersuchungen wurden die Daten ausgewertet und die Ergebnisse den Projektpartnern zur Verfügung gestellt. Die im Rahmen der zweiten Phase des Probebetriebs umgesetzte Android-Applikation konnte ab Februar 2015 anhand einer Laboruntersuchung mit naiven Nutzern evaluiert werden. Tabelle 5 zeigt die Funktionen der BMW Applikationen zum gesteuerten Laden.

Tabelle 5: Funktionen der BMW Applikationen – Stand iOS-Applikation: Januar 2014 und Android-Applikation: Februar 2015 (AP 5.3, Evaluation der Nutzerschnittstelle am mobilen Gerät).

iOS-Applikation (Version v0.9.5)	Android-Applikation (Version v1.99.5)	Funktionen
		- Anzeige der Restreichweite in km - Ladezustand in % sowie Anzeige der Uhrzeit, wann die Batterie im Lademodus „Sofort Laden“ vollgeladen ist - Anzeige Klimatisierung (nur bei der iOS-Applikation) - Anzeige Ladestatus (Steckersymbol: nicht angesteckt, angesteckt, angesteckt und lädt) - Anzeige aktiver Lademodus (Sofort Laden oder Gesteuert Laden) - Anzeige der nächsten Abfahrtszeit (Tag und Uhrzeit) - Anzeige eingestellte Sicherheits- und Mindestladung - bei gesteuertem Laden: Anzeige der prognostizierten Punktzahl für den aktuellen Ladevorgang (mit Hinweistext) - Ladebalken
 	 	- Auswahl Lademodus (Sofort oder Gesteuert Laden) - Senden aller vorgenommenen Einstellungen beziehungsweise Abbrechen bei gesteuertem Laden: - Anzeige der eingestellten Abfahrtszeit(en) mit Uhrzeit, Flexibilität und Wiederholungsintervall sowie Status der Aktivierung - Hinzufügen von neuen Abfahrtszeiten (bei der iOS-Applikation über „Alle Abfahrtszeiten“) - Einstellen des Wiederholungsintervalls einer Abfahrtszeit - Aktivieren/Deaktivieren von Abfahrtszeiten - Einstellen der Flexibilität bei der Abfahrt - Einstellen der Sicherheits- und Mindestladung (bei der iOS-Applikation als Menüpunkt: Einstellungen Verfügbarkeit) - Einstellen der Klimatisierung zur Abfahrt (bei der iOS-Applikation) - Löschen von Abfahrtzeiten
		- Anzeige des aktuellen Gesamtpunktestands - Menüpunkte Ladeverlauf und Hinweise & Tipps
		- Anzeige des Ladeverlaufs vergangener Ladevorgänge (letzter, Woche, Monat, Jahr) - Anzeige der geladenen kWh - Anzeige der Kosten

iOS-Applikation (Version v0.9.5)	Android-Applikation (Version v1.99.5)	Funktionen
		- Anzeige der erreichten Punktzahl vergangener Ladevorgänge (letzter, Woche, Monat, Jahr) - Anzeige der durchschnittlich erreichten Punktzahl der Community (letzter, Woche, Monat, Jahr) - Menüpunkt Weitere Auswertung
		- Weitere Auswertungen: - Anzeige der durchschnittlich erreichten Punkte für Abfahrtszeit, Flexibilität, Sicherheits- und Mindestladung - Anzeige der durchschnittlichen Abweichung der tatsächlichen Abfahrtszeit von der eingestellten Abfahrtszeit (nur bei der iOS-Applikation)
		- Erklärungen des gesteuerten Ladens, des Bonussystems und des Regelleistungsprozesses - Datenschutzerklärung - Information zu Lizenz und Software-Version

5.3.2. Expertenevaluation der von BMW entwickelten iOS-Applikation

Die Expertenevaluation fand im Zeitraum März bis April 2014 in einem Laborraum der TU Chemnitz statt. Gegenstand der Evaluation war die Bewertung der BMW iOS-Applikation (Version v0.9.5) auf Basis ausgewählter Usability-Heuristiken durch Experten. Die Stichprobe bestand aus $N = 5$ Teilnehmern (alle männlich) mit einem durchschnittlichen Alter von 32 Jahren. Lediglich ein Teilnehmer gab an, kein ständiger iPhone-Nutzer zu sein, alle anderen wiesen mehrjährige Erfahrung auf. Die Teilnehmer sind beruflich als wissenschaftliche Mitarbeiter in der Produkt- beziehungsweise Softwareergonomie, als Designer und Software-Entwickler für Web und Smartphone-Applikationen (sowohl iOS als auch Android) tätig.

Der Versuch dauerte durchschnittlich 1,5 Stunden und wurde mit einer Videokamera aufgezeichnet, wobei sowohl die Interaktion mit der Applikation als auch die laut geäußerten Gedanken der Teilnehmer festgehalten wurden. Im Vorfeld bekamen die Teilnehmer einen einführenden Text zu den Themen erneuerbare Energien, Elektromobilität sowie gesteuertes Laden vorgelegt. Im nächsten Schritt wurden den Teilnehmern elf Heuristiken (12) zur Verfügung gestellt, anhand derer die Gebrauchstauglichkeit von technischen Geräten eingeschätzt werden kann. Neben der Kategorisierung mittels Heuristiken sollte die Schwere des Problems auf folgender Skala von 0 bis 4 bewertet werden:

0 – Ich stimme nicht zu, dass dies überhaupt ein Usability Problem ist.
1 – Nur ein kosmetisches Problem: braucht nicht behoben zu werden, solange keine zusätzliche Zeit zur Verfügung steht.
2 – Kleines Usability Problem: Behebung erhält geringe Priorität.
3 – Großes Usability Problem: sollte behoben werden; hohe Priorität.
4 – Usability Katastrophe: sollte unbedingt behoben werden bevor das Produkt eingeführt wird.

Nachdem sich die Experten mit den Heuristiken vertraut gemacht hatten, wurden sie zunächst gebeten, die Applikation zwei bis fünf Minuten zu explorieren. Ab diesen Zeitpunkt wurden die Versuchspersonen vom Versuchsleiter aufgefordert, laut zu denken. Im Anschluss erhielten die Experten 17 Aufgaben mithilfe derer sie systematisch durch die Applikation geführt wurden. Verletzungen der Usability-Heuristiken dokumentierten die Teilnehmer im folgenden Format: Aufgabennummer, verletztes Kriterium, Kurzbeschreibung des Problems, Schwere des Problems. Abschließend sollten die Experten die Applikation anhand einer Schulnotenskala von 1 = sehr gut bis 6 = ungenügend bewerten und ihre Entscheidung kurz begründen.
Für die Auswertung wurden die Notizen der Experten aufbereitet und mit Hilfe der Aufzeichnung des verbalen Protokolls ergänzt. Im Anschluss erfolgte die Kodierung und qualitative Auswertung mittels der Software MAXQDA 11 (15).
Die Gesamtbewertung der verletzten Usability-Heuristiken (siehe Abbildung 10) zeigt, dass aus Sicht der Experten die Sichtbarkeit und der leichte Zugang zu Informationen am häufigsten verletzt waren. Vielfach wurde auch die mangelnde Einfachheit der Eingabe sowie der erschwerte Zugangs zu Funktionalitäten kritisiert. Neben der absoluten Häufigkeit der Nennung sind die Anteile je Schweregrad im Diagramm abgetragen.

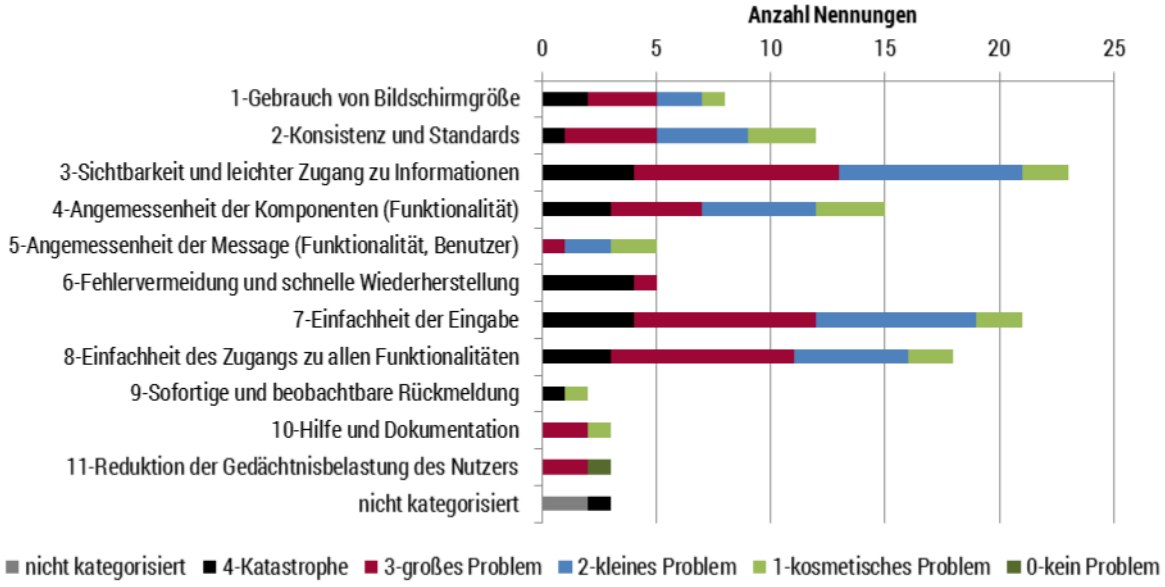


Abbildung 10: Verletzung Usability-Heuristiken nach Schweregrad (AP 5.3, Expertenevaluation BMW iOS-Applikation; N = 5).

Betrachtet man allein die Verteilung der Schweregrade (Abbildung 11), wird deutlich, dass die identifizierten Probleme größtenteils als kleine (Schweregrad 2) und große Probleme (Schweregrad 3) eingeschätzt wurden. Daneben gab es mehrere Bewertungen als Usability-Katastrophe (Schweregrad 4).

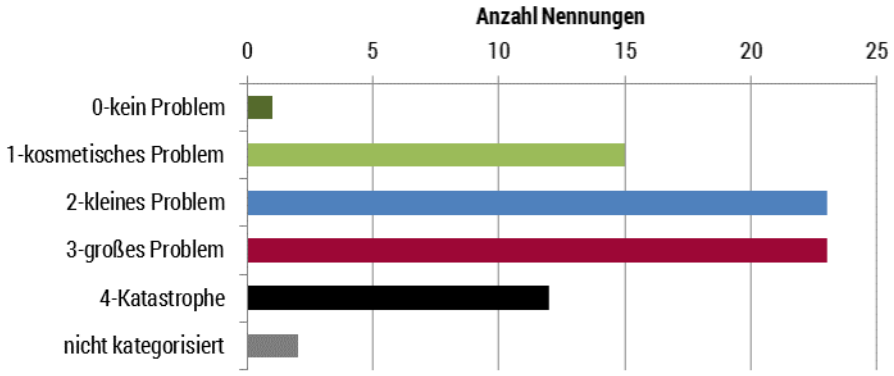


Abbildung 11: Häufigkeiten der eingeschätzten Schweregrade (AP 5.3, Expertenevaluation BMW iOS-Applikation; N = 5).

Um eine detailliertere Einschätzung der Gebrauchstauglichkeit der Applikation vornehmen zu können, wurden mithilfe des Videomaterials die Notizen und Aussagen der Experten den einzelnen Screens der Applikation zugeordnet. Im Folgenden wird die Schwere des Usability Problems nur dann ergänzend berichtet, sofern mindestens Schweregrad 3 angegeben wurde (Tabelle 6).

Tabelle 6: Screenbasierte Auswertung (AP 5.3, Expertenevaluation BMW iOS-Applikation; N = 5).

Funktonen und Screens der Applikation	Kommentar Experten
Statusscreen	• Statusscreen überladen (3x), davon 1x Schweregrad 4 (Usability-Katastrophe) • Fahrzeuggrafik unnötig • Lademodus-Kästchen von allen Experten kritisiert: - Optik (zu textlastig und zu komplex; 1x Schweregrad 3) - Anordnung der Elemente und Erkennbarkeit als Funktion (1x Schweregrad 4) • Icons Klimatisierung und Ladestatus: konkurrieren mit anderen Anzeigen (km-Anzeige und Ladezustand) • fehlende Prozentangabe bei der Anzeige der Sicherheits- und Mindestladung auf dem Statusscreen (2 Nennungen, 1x Schweregrad 3)
Einstellen von Abfahrtszeiten	• inkonsistentes Design (3 Experten): - Verwendung von verschiedenen Pfeilen für die gleiche Funktion (2 Experten, 1x Schweregrad 3) - unterschiedliche Symbole mit selbem Zweck (Aktivierung einer Abfahrtszeit mittels Haken setzen vs. Aktivierung der Klimatisierung über Schieberegler) • (De-)Aktivierung von Abfahrtszeiten als großes Problem (2x) beziehungsweise Katastrophe (1x) Vorschlag: sofortige automatische Aktivierung mit Einstellung oder Schieberegler • weitere Vorschläge: - Screen „Einstellungen“: nur eine/die nächste Abfahrtszeit anzeigen (1 Experte) - alternativ: Darstellung mehrerer Zeiten die nächste präsent an oberster Stelle (2 Experten, 1x Schweregrad 3) - Button, welcher der Einstellung der Zeit dient, besser abgrenzen und deutlich als „klickbar“ erkennbar (3 Experten, 1x Schweregrad 4, 2x Schweregrad 3) - Einstellung der Abfahrtszeit zu umständlich (2 Experten) und wünschten sich kürzere Wege (4 Nennungen, 3x Schweregrad 3) - Erinnerungsmeldung, falls für den nächsten Tag keine Abfahrtszeit eingestellt wurde (1x Schweregrad 4) - Warnung für den Fall, dass zwei eingestellte Abfahrtszeiten konkurrieren (1x Schweregrad 3)
Senden der getätigten Eingaben	• 5 Experten bewerteten die Funktionsweise des Sendens beziehungsweise Speicherns als mangelhaft • Button „Senden“ zu klein (2 Experten) • 4 Teilnehmer waren der Ansicht, dass die Speicherfunktion eine Ebene tiefer angesiedelt sein sollte (direkt bei der Abfahrtszeit; 1x Schweregrad 3) • Rückmeldung zum Speichern (1x Schweregrad 3) • weiterer Vorschlag von 2 Experten: Senden automatisch und ohne manuelle Bestätigung (2x Schweregrad 3)
Einstellen der Mindest- und Sicherheitsladung	• Menüpunkt „Einstellungen Verfügbarkeit“: Wording „Verfügbarkeit“ von 3 Experten als ungünstig bewertet, da die dahinterliegende Funktion nicht zum Ausdruck kommt (1x Schweregrad 3)

Statistiken	• inkonsistente Bezeichnungen (2 Experten): „Aktueller Punktestand“ auf einem Screen und der Begriff „Bonus“ auf der nächsten Ebene • Vorschlag eines Experten: die Bezeichnung „Meine Ladevorgänge“ auf dem Bonusscreen in „Meine Punkte“ umbenennen • unter „Statistik“ keine Statistik zu finden, erst nach Betätigung des vorerst angezeigten Punkte-Buttons gelangt der Nutzer zur eigentlichen Statistik (1x Schweregrad 3) • Gestaltung dieses Buttons von einem Experten als unklar bewertet: er ist nicht als „klickbar“ zu erkennen (1x Schweregrad 3).
Hinweise & Tipps	• Forderung von 4 Experten: Hilfemenü auf dem Statusscreen, welches bisher unter „Statistik“ aufzufinden ist (1x Schweregrad 4, 2x Schweregrad 3).
Löschen von Abfahrtszeiten	• Löschfunktion wurde durch 4 von 5 Experten als nicht ersichtlich beziehungsweise „viel zu versteckt“ kritisiert (2x Schweregrad 4, 1x Schweregrad 3). • fehlende Abfrage „wirklich löschen?“ als Usability-Katastrophe (2 Experten)

In der abschließenden Schulnotenbewertung von 1 = sehr gut bis 6 = ungenügend empfanden drei Experten die Applikation in Summe als „gut“ (Schulnote 2). Sie identifizierten jeweils „kleine Mängel“. Ein Proband vergab die Schulnote 3 („befriedigend“), wobei er als positiven Punkt das „schicke Startmenü“ hervorhob, jedoch deutliche Schwächen bei der Erreichbarkeit der Grundfunktionen, sowie in der Menüführung, bei den verwendeten Symbolen und im Wording sah. Ergänzend empfand der Teilnehmer das manuelle Senden als „absolut unnötig“ und empfahl die Verwendung von iOS-Funktionsstandards. In einem Fall erhielt die Applikation insgesamt die Bewertung „ausreichend“ (Schulnote 4). Als Begründung gab der Experte an, dass sie grundlegend funktioniert, aber „überladen“, „umständlich “ und „langsam (warten auf Server)“ sei.

5.3.3. Laboruntersuchung (mit naiven Nutzern) der BMW iOS-Applikation

Die Laboruntersuchung der BMW iOS-Applikation (Version v0.9.5) fand im Zeitraum Februar bis März 2014 statt. Dabei wurden naive Nutzer (erstmalige Benutzung der Applikation) bei der Durchführung produktspezifischer Aufgaben beobachtet und im Anschluss daran mittels Fragebogen zur Applikation befragt. Die Untersuchungen fanden in den Räumlichkeiten der TU Chemnitz statt. Die nachfolgende Abbildung 12 zeigt den Versuchsaufbau.

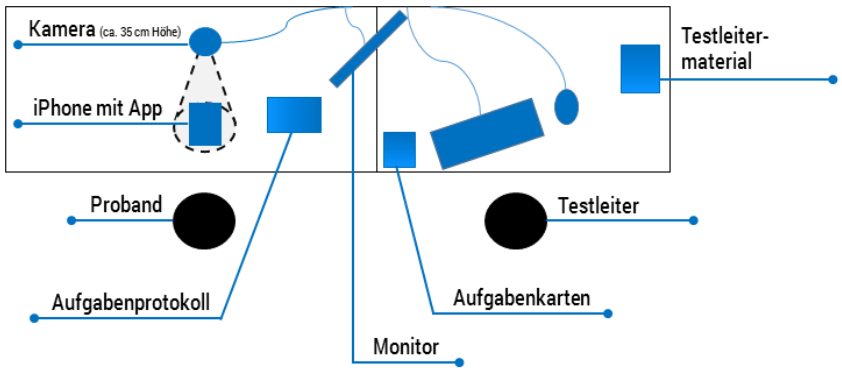


Abbildung 12: Versuchsaufbau (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW iOS-Applikation; N = 25).

Die Teilnehmer erhielten vor Untersuchungsbeginn eine mündliche Einweisung zur allgemeinen Fragestellung der Studie, Zweck der Applikation und dem Versuchsablauf. Zusätzlich lasen sie einen Text, welcher anhand eines fiktiven Szenarios das gesteuerte Laden erklärte. Die Interaktion mit der Applikation wurde mit einer Videokamera aufgezeichnet, welche auf das Smartphone gerichtet war. Die Instruktionen für den Usability-Test lagen in Form von Aufgabenkarten vor und wurden dem Proban-

den nacheinander überreicht. Insgesamt sollten 17 Aufgaben mit variierendem Umfang von den Teilnehmern bearbeitet werden, welche die Funktionen und Einstellungsmöglichkeiten der Applikation abdeckten.
Eine der zu bearbeitenden Aufgaben lautete beispielsweise:

> *„Es ist Sonntagabend. Sie brauchen Ihr Fahrzeug heute nicht mehr und möchten es über Nacht **gesteuert laden**. Sie überlegen, dass Sie **Montagmorgen 7:00 Uhr** Ihr Fahrzeug wieder benötigen, um zur Arbeit zu fahren. Sie sind sich nicht sicher, ob Sie tatsächlich genau 7:00 Uhr starten werden. Je nach Verkehrslage fahren Sie eventuell **10 Minuten** früher oder später ab. Nehmen Sie bitte entsprechende Einstellungen vor!“*

Der Testleiter beobachtete die Interaktionen mit der Applikation live auf einem Monitor und gab, wenn nötig, Hilfestellungen. Zur Aufzeichnung und unmittelbaren Kodierung der Videos wurde die Software Morae Version 3.3 (16) verwendet. Ergänzend zum mündlichem Feedback wurde nach 13 von 17 Aufgaben ein Fragebogen vorgelegt, in dem die Probanden zur jeweiligen Aufgabe notieren konnten, welche Aspekte sie besonders gut fanden und welche sie für verbesserungswürdig hielten.
Während der Großteil der Aufgaben offline ausführbar war, also ohne eine Verbindung zu einem an eine Wallbox angeschlossenen Elektrofahrzeug zu benötigen, wurde in vier der Aufgaben das Anschließen, sowie Aktivieren und Deaktivieren des Sofortladens demonstriert. Die Rückmeldung des Fahrzeuges wurde hierbei über ein vom Versuchsleiter gesteuertes Computerprogramm simuliert.
Nachdem die Versuchspersonen alle 17 Aufgaben bearbeitet hatten, füllten sie einen Fragebogen aus, der standardisierte Usability-Skalen beinhaltete und demographische Daten, sowie die Vorerfahrung mit Touchscreen-Geräten erfasste. Die Abbildung 13 zeigt den Ablauf der Laboruntersuchung.

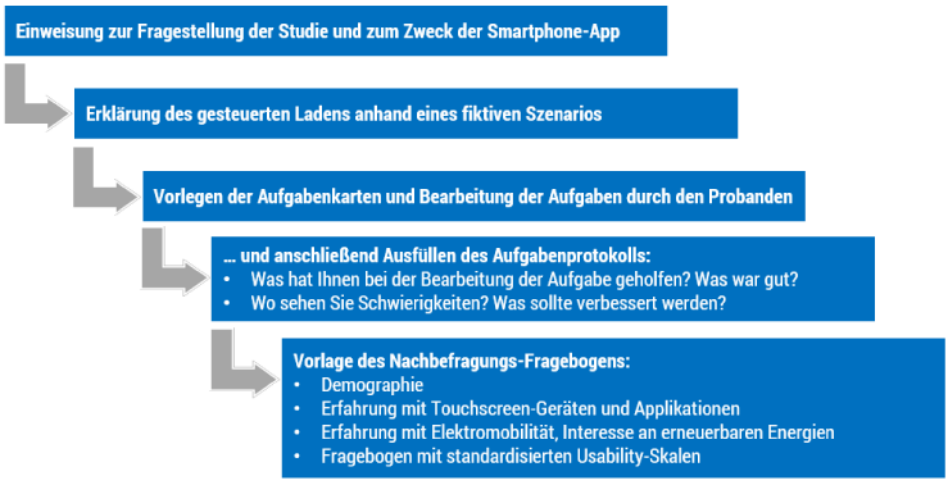


Abbildung 13: Ablauf der Usability-Untersuchung (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW iOS-Applikation; N = 25).

Insgesamt nahmen $N = 25$ naive Nutzer an der Laboruntersuchung teil (davon 22 weiblich); das Alter der Teilnehmer reichte von 20 bis 36 Jahren ($MW = 26$ Jahre). Über iPhone-Erfahrung verfügten 5 Personen, 15 Personen hatten zumindest einmal ein iPhone genutzt, die restlichen 5 Personen hatten keine Vorerfahrung mit iPhones. Der überwiegende Teil der Probanden (20 Personen) nutzt ein Mobilfunkgerät mit Touchscreen. Lediglich eine Person hatte bisher weder auf einem Smartphone noch auf einem Tablet-PC eine Applikation ausprobiert.

Die Evaluierung der Applikation im Labor stützte sich auf die drei von der DIN EN ISO 924-110 (17) definierten Faktoren für die Usability einer Software: die Effektivität zur Lösung einer Aufgabe, die Effizienz der Handhabung des Systems und die Zufriedenheit der Nutzer einer Software.
Die Effektivität eines Produktes, einer Software oder Website gibt an, wie gut es dem Nutzer gelingt, seine Ziele zu erreichen. Zur Einschätzung der Effektivität der BMW iOS-Applikation wurden in dieser Untersuchung zwei Maße herangezogen: die Erfolgsrate der vorgegebenen Aufgaben und das Ausmaß an Hilfestellungen durch den Versuchsleiter, welches die Teilnehmer bei der Aufgabenlösung

benötigten. Zudem notierte der Versuchsleiter während der Aufgabenbearbeitung die Fehler, die den Probanden unterliefen.

Die Erfolgsrate bei der Aufgabenbearbeitung fiel sehr hoch aus, das heißt, alle Aufgaben konnten von nahezu allen Probanden gelöst werden. Ein Nutzer fand die Anzeige der prognostizierten Punkte für den nächsten Ladevorgang auf dem Statusscreen nicht (Aufgabe 7), ein weiterer Nutzer hat das Ziel der Aufgabe 17 (Löschen von Abfahrtszeiten) nicht erreichen können.
Das Ändern des Lademodus von sofort Laden in gesteuert Laden (Aufgabe 13), nachdem in der vorherigen Aufgabe bereits der Wechsel von gesteuert Laden in sofort Laden bewältigt werden musste, konnte von allen 25 Probanden ohne Hilfestellung ausgeführt werden. Das Überprüfen des Fahrzeugstatus (Aufgabe 9: Erkennen, ob das Fahrzeug an die Wallbox angesteckt ist und Aufgabe 10: Reichweite und Ladezustand) konnte ebenso von 24 Probanden ohne Hilfestellung absolviert werden, wobei von einem Versuchsteilnehmer die Aufgabe aufgrund eines Verbindungsabbruchs der Simulationssoftware nicht durchgeführt werden konnte. Die Mehrheit der Teilnehmer benötigte keine Hilfe beim Einstellen von Abfahrtszeiten und Parametern (Flexibilität, Sicherheits- und Mindestladung, Klimatisieren).
Bei 5 der 17 gestellten Aufgaben benötigte mehr als die Hälfte der Probanden einen oder mehrere Hinweise des Testleiters: Überprüfen des Lademodus (Aufgabe 2, unmittelbar nach dem Einstellen der ersten Abfahrtszeit), Einstellen einer vierten Abfahrtszeit über den „+“-Button (Aufgabe 6), Maximieren der Punktzahl für die nächste Abfahrtszeit (Aufgabe 8), Ablesen der Bonuspunkte für den nächsten Ladevorgang (Aufgabe 14), sowie dem Löschen von Abfahrtszeiten (Aufgabe 17). Abbildung 14 zeigt das Ausmaß der benötigten Hilfestellungen bei der Bearbeitung der Aufgaben.

Bei der Fehleranalyse wurden zwei Kategorien von Fehlern unterschieden: aufgabenbezogene Fehler, das heißt Fehler, die mit dem Lösen der spezifischen Aufgabe zu tun hatten, und aufgabenübergreifende Fehler, also Fehler, die über die Aufgaben hinweg auftraten. Aufgabenübergreifend war der am häufigsten auftretende Fehler das unbeabsichtigte Deaktivieren von Abfahrtszeiten, sofern die Schaltfläche zum Einstellen der Abfahrtszeit zu weit links berührt wurde. Am zweithäufigsten suchten die Probanden Einstellungsmöglichkeiten oder Anzeigen im falschen Menü. Dabei ist zu beachten, dass jede Abweichung vom optimalen Lösungsweg, vom Versuchsleiter als „Suche im falschen Menü“ codiert wurde. Relativ häufig kam der Fehler vor, dass nicht-interaktive Elemente für interaktive Schaltflächen gehalten wurden. Die meisten aufgabenbezogenen Fehler wurden beim Löschen von Abfahrtszeiten gemacht. Mehrere Probanden versuchten einen Button zum Löschen zu finden. Eine weitere Strategie zum Löschen stellte das „lange auf die Abfahrtszeit drücken“ dar. Ein häufiger Fehler trat bei Aufgabe 14 (Bonuspunkte ablesen) auf. Der Button „Aktueller Punktestand“ wurde von mehreren Probanden nicht als interaktive Schaltfläche wahrgenommen.

Mit dem Kriterium Effizienz ist der Aufwand definiert, der zur Erreichung eines bestimmten Ziels nötig ist. Bei der Bearbeitung der Aufgaben wurde mit Hilfe der Software Morae Version 3.3 (16) durch den Versuchsleiter markiert, wie lange die Nutzer brauchten, um an ihr Ziel zu gelangen. Zunächst sind diesbezüglich einige Anmerkungen notwendig: Die Aufgaben 7 (Punktzahl für den nächsten Ladevorgang ablesen), 9 (Status Fahrzeug angesteckt erkennen) und 10 (Reichweite und Ladezustand erkennen) bedurften keinerlei Eingaben durch die Nutzer, sondern waren lediglich Ablese-Aufgaben. Bei Aufgabe 9 ist zudem zu beachten, dass die Bearbeitungszeit von der Reaktionszeit der Software abhängig war, die zur Simulation eines angesteckten Elektrofahrzeugs verwendet wurde.
Abbildung 15 zeigt die Streuung und die durchschnittliche Bearbeitungszeit bei allen 17 Aufgaben auf. Vor allem bei der Aufgabe 8 (Punktzahl für den nächsten Ladevorgang maximieren) zeigte sich eine große Streuung, wobei zur Lösung der Aufgabe 18 Schritte notwendig waren. Zudem war das Lösen der Aufgabe vom Verständnis und der Erinnerung der Probanden an das zugrundeliegende Bonussystem abhängig. Ebenso zeigte sich in den Bearbeitungszeiten der Aufgaben 7 (Punktzahl für den nächsten Ladevorgang ablesen), 12 (Wechsel von GL in SL), 14 (Bonuspunkte ablesen) und 17 (Löschen von Abfahrtszeiten) eine vergleichsweise große Streuung, wobei im Gegensatz zu Aufgabe 8 weniger Schritte zur Lösung notwendig waren.

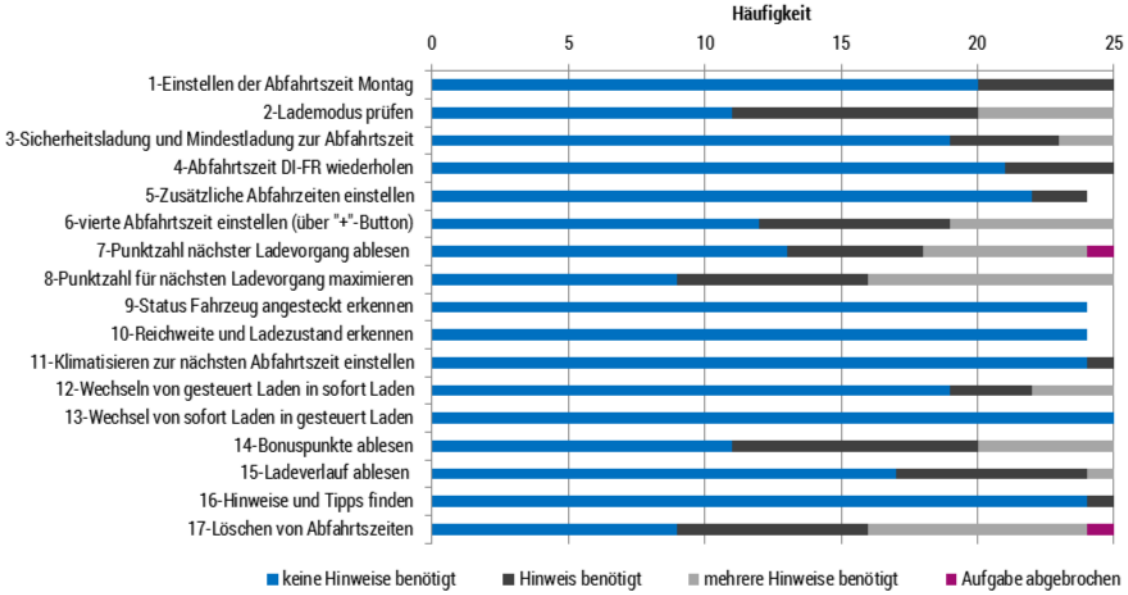
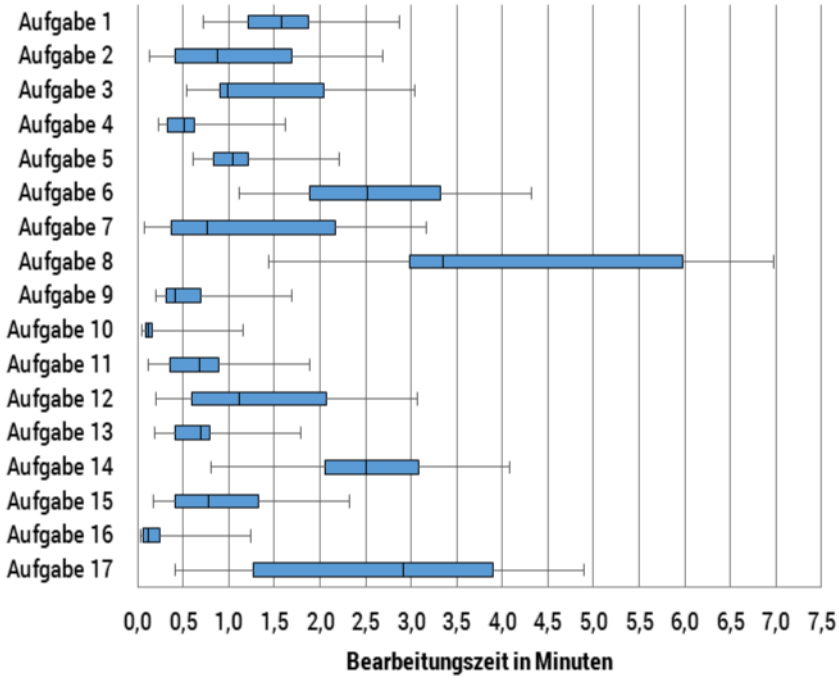


Abbildung 14: Anzahl der benötigten Hilfestellung bei den Aufgaben (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW iOS-Applikation; N = 25).



Nr.	Anzahl Bearbeitungsschritte	*MW* (in Minuten)
1	13	1,7
2	2	1,3
3	6	1,6
4	7	0,6
5	18	1,1
6	16	2,8
7	1	1,5
8	18	4,3
9	1	0,5
10	1	0,2
11	4	0,7
12	5	1,8
13	5	0,7
14	5	3,0
15	6	0,9
16	3	0,3
17	7	2,8

Abbildung 15: Bearbeitungszeit und Streuung bei allen 17 Aufgaben sowie optimale Anzahl der Bearbeitungsschritte zur Lösung der Aufgabe (ausgehend von vorheriger Aufgabe) (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW iOS-Applikation; N = 25).

Das Kriterium Zufriedenheit bezeichnet eine subjektive Bewertungskomponente. Hier wird einbezogen, ob die Benutzer einer Software, einer Website oder einem Produkt aufgrund deren Nutzungsqualitäten gegenüber positiv eingestellt sind. Nach der Aufgabenbearbeitung beziehungsweise in der Nachbefragung konnten die Teilnehmer Verbesserungsmöglichkeiten vorschlagen sowie positive Aspekte der Smartphone-Applikation benennen. Insgesamt hoben die Teilnehmer am häufigsten das Design und die Farbgestaltung der Applikation positiv hervor. Außerdem empfanden die Nutzer die Applikation als einfach handhabbar und übersichtlich gestaltet. Einige Nutzer lobten die verständlichen Darstellungen und Erklärungen sowie die eindeutige Symbolik. Tabelle 7 zeigt die von den Probanden am häufigsten genannten Verbesserungsmöglichkeiten zu den Funktionen der Applikation.

Tabelle 7: Kommuniziertes Verbesserungspotenzial, geordnet nach Funktionen der Applikation (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW iOS-Applikation; N = 25).

Funktonen der Applikation	Verbesserungspotenzial (Häufigkeit der Nennungen)
Einstellen von Abfahrtszeiten	• Für 9 Versuchsteilnehmer war nicht unmittelbar ersichtlich, dass es möglich ist, mehr als 3 Abfahrtszeiten einzustellen. • Weitere 9 Probanden bemängelten, dass der „+"-Button zum Hinzufügen von Abfahrtszeiten zu klein und nicht direkt ersichtlich ist. • 8 Teilnehmer bemängelten, dass der „Senden"-Button zu unauffällig wäre. • Weitere 8 Teilnehmer empfanden in der Applikation verwendete Bezeichnungen als irreführend (zum Beispiel die Bezeichnung „Senden"). • Einige Probanden wünschten sich, dass eine Einstellung auch für ein einmaliges Datum möglich sein sollte (8 Nennungen). • Darüber hinaus wünschten sich 4 Probanden einen Hinweis, falls sich eingestellte Abfahrtszeiten überschneiden sollten.
Einstellen der Mindest- und Sicherheitsladung	• Die meisten Nennungen zu dieser Funktion bezogen sich auf die Darstellung der Skalen für die Mindest- und Sicherheitsladung (11 Nennungen). Besonders auf dem Status-Screen seien die Mindest- und die Sicherheitsladung nur durch Pfeile auf der Skala von 0 bis 100 % markiert. Die Probanden wünschten sich hier eine genauere Angabe der eingestellten Prozentzahl. • Weitere 7 Teilnehmer kritisierten die fehlende Scrollleiste, um das Menü für die Mindest- und Sicherheitsladung zu erreichen.
Statistiken	• Jeweils 8 Teilnehmer fanden die Menügestaltung beziehungsweise die Wahl der Beschriftung verbesserungswürdig. Besonders kritisiert wurde, dass der Button „Aktueller Punktestand" nicht als interaktiver Button zu erkennen sei (7 Nennungen). • Die Darstellungen wirkten auf 3 Probanden verwirrend.
Löschen von Abfahrtszeiten	• Die Mehrheit der Teilnehmer empfand, dass der Button zum Löschen schwer zu finden sei (24 Nennungen). 5 Probanden waren der Meinung, dass zum Lösen der Aufgabe Vorerfahrung mit iPhones nötig sei.
Allgemein	• Die Probanden bemängelten am häufigsten die als unverständlich empfundenen Darstellungen und Erklärungen der Applikation (10 Nennungen), die Menüstrukturierung (9 Nennungen), sowie einige schwer auffindbare Funktionen (7 Nennungen). • Weitere 4 Probanden kritisierten, dass manche Begriffe in der Applikation nicht einheitlich verwendet werden (zum Beispiel die Begriffe in Bezug auf das Bonussystem). • Mehrere Teilnehmer waren während der Bearbeitung unsicher, ob ihre Einstellungen gespeichert wurden oder nicht. Als mögliche Verbesserung der Applikation nannten 10 Teilnehmer die Einrichtung eines Benutzerassistenten.

In der Nachbefragung kam der Fragebogen ISONORM 9241/10 Fragebogen (13) zum Einsatz, der zur Evaluierung von Software hinsichtlich der ISONORM Kriterien für die Gestaltung und Bewertung einer Nutzerschnittstelle dient. Der Fragebogen besteht aus 35 Items, die zu sieben Skalen zusammengefasst werden. Insgesamt erreichte die iOS-Applikation einen Gesamtscore von 0,6 und liegt somit knapp unter der Mindestanforderung für zufriedenstellende Anwendungen (+1). Die meisten Defizite bestanden hinsichtlich der Subskala *Selbstbeschreibungsfähigkeit* (das heißt, Dialogschritte sind unmittelbar verständlich oder werden auf Anfrage des Nutzers erklärt). Der Mittelwert lag hier knapp im negativen Bereich (*MW* = -0,1). Knapp im positiven Bereich lagen die Werte für die Skalen *Fehlertoleranz* (das heißt, das Ergebnis wird trotz fehlerhafter Eingaben korrekt erreicht beziehungsweise der Korrekturaufwand ist minimal) und *Individualisierbarkeit* (das heißt, das System erlaubt Anpassungen an die Erfordernisse der Aufgabe sowie die individuellen Fähigkeiten und Vorlieben des Nutzers). Die weiteren Kriterien wurden vergleichsweise positiv bewertet (siehe Abbildung 16).

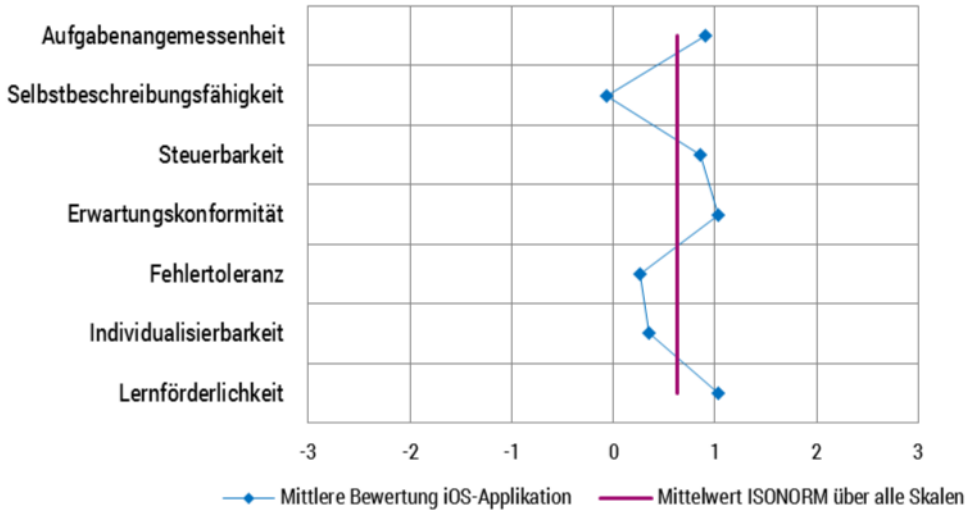


Abbildung 16: Ergebnisse Fragebogen ISONORM 9241/10 (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW iOS-Applikation; N = 25).

Das zweite Instrument, welches zum Einsatz kam, war der AttrakDiff Fragebogen (14). Dieser umfasst 28 Items, die zu vier Dimensionen zusammengefasst werden. Die *pragmatische Qualität* gibt an, ob das Produkt den Nutzer bei der Erreichung seiner Ziele unterstützt. Die *Identitätsskala* bildet ab, wie gut sich ein Nutzer mit dem Produkt identifizieren kann und es dem Nutzer hilft, von anderen so wahrgenommen zu werden, wie man es sich wünscht. Die *Stimulationsskala* zeigt, wie gut das Produkt geeignet ist, das Bedürfnis des Nutzers nach Weiterentwicklung zu unterstützen, zum Beispiel indem es anregende und motivierende Funktionalitäten, Inhalte sowie Interaktions- und Präsentationsstile bietet. Die *Attraktivitätsskala* repräsentiert eine globale Bewertung der subjektiven Attraktivität des Produktes. Auf allen vier Skalen erreichte die Applikation eher positive Werte, wobei die Ergebnisse der Skala pragmatische Qualität geringfügig schlechter ausfielen als die Ergebnisse zu den drei anderen Dimensionen (Abbildung 17).

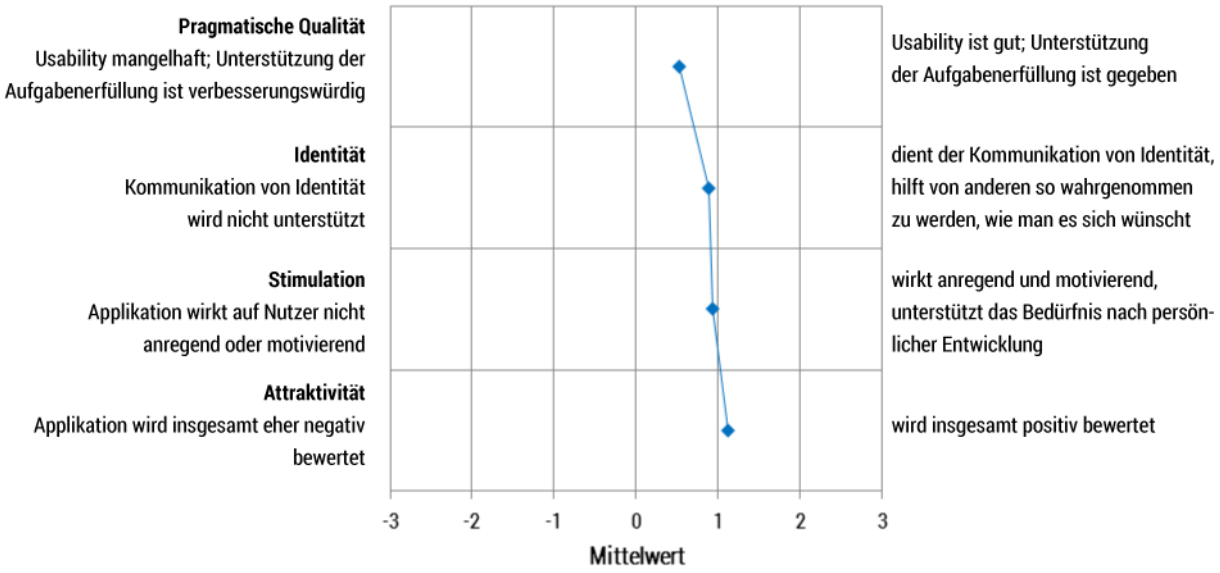


Abbildung 17: Ergebnisse Fragebogen AttrakDiff (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW iOS-Applikation; N = 25).

Die Ergebnisse der Usability-Untersuchung (Stärken, Schwächen, Verbesserungspotenzial) wurden den Projektpartnern zur Verfügung gestellt, um die Applikation für den Einsatz im Probebetrieb zu optimieren.

5.3.4. Laboruntersuchung (mit naiven Nutzern) der BWM Android-Applikation

Zusätzlich zur BMW iOS-Applikation wurde eine Android-Applikation entwickelt, welche mit $N = 20$ naiven Nutzern (diese hatten die Applikation noch nie zuvor genutzt) in den Räumen der TU Chemnitz evaluiert wurde (Applikationsversion v1.99.5). Die Durchführung, der Versuchsaufbau und -ablauf orientierten sich an der bereits durchgeführten Laboruntersuchung zur iOS-Applikation, um vergleichbare Ergebnisse zu erhalten und erfolgte wiederum unter Zuhilfenahme der Software Morae Version 3.3 (16). Aufgabe 11 der Laboruntersuchung zur BMW iOS-Applikation wurde allerdings in der Untersuchung zur BMW Android-Applikation ausgeschlossen. In dieser sollten die Teilnehmer das Klimatisieren zur nächsten Abfahrtszeit einstellen. Die Funktion zur Vorklimatisierung wurde in der entwickelten Android-Applikation ausgeblendet, da diese den Probebetriebsnutzern (AP 5.4) nicht zur Verfügung stand.
Insgesamt $N = 20$ Teilnehmer nahmen an der Laboruntersuchung im Zeitraum von Februar bis März 2015 teil. Die Daten von 16 Probanden, davon 11 weiblich, konnten ausgewertet werden, die Daten der restlichen Probanden mussten aufgrund technischer Probleme von der Auswertung ausgeschlossen werden. Das Durchschnittsalter der Versuchsteilnehmer betrug 23 Jahre. Alle Probanden verfügten über Erfahrungen mit einem per Touchscreen zu steuernden Smartphone, in den meisten Fällen mit Android-Betriebssystem, und probierten in der Vergangenheit bereits Applikationen aus. Maße wie Effektivität (Fehlerrate, Fehlerhäufigkeiten pro Aufgabe) und Effizienz (Bearbeitungszeit pro Aufgabe) wurden erfasst sowie die Zufriedenheit mit der zu testenden Applikation mit Hilfe von den standardisierten Verfahren ISONORM 9241/10 (13) und AttrakDiff (14) erhoben.

Erneut wurde das Evaluationskriterium Effektivität anhand der Erfolgsrate hinsichtlich der vorgegebenen Aufgaben sowie des Ausmaßes der benötigten Hilfestellungen durch den Versuchsleiter erfasst. In Bezug auf die Erfolgsrate ist festzustellen, dass alle Probanden alle Aufgaben lösen konnten, obgleich teilweise unterschiedliche Lösungswege angewandt wurden. Bei den benötigten Hilfestellungen ergab sich ein anderes Bild: Nur drei Aufgaben konnten von allen Nutzern gänzlich ohne Hilfestellung bewältigt werden (Sicherheits- und Mindestladung einstellen, Reichweite und Ladestand ablesen und Hinweise und Tipps finden). Fünf weitere Aufgaben wurden von mehr als zwei Dritteln der Probanden ohne Hinweise gelöst (Abfahrtszeit Di-Fr wiederholen, zusätzliche Abfahrtszeit einstellen, Status Fahrzeug angesteckt, Wechsel von SL zu GL und Ladeverlauf letzter Ladevorgang). Das erstmalige Einstellen einer Abfahrtszeit (Aufgabe 1 – Erstellen der Abfahrtszeit Montag) gelang 43 % der Teilnehmer ohne jegliche Hilfestellungen. Die verminderte Effektivität in der Bearbeitung der ersten beiden Aufgaben könnte auf eine Gewöhnung an und die Neuheit der Applikation zurückgeführt werden. Die Aufgaben 6 (Einstellen einer vierten Abfahrtszeit) und 8 (Maximieren der Punktzahl des nächsten Ladevorgangs) waren in der Durchführung eher lang und benötigten viele Aufgabenschritte. Aufgabe 7 (Ablesen der Bonuspunkte für den nächsten Ladevorgang) benötigte jedoch nur wenige Lösungsschritte, verursachte aber vergleichsweise viele Hilfestellungen. Auch das Ablesen der Bonuspunkte schien für viele Teilnehmer, auch nach „längerer“ Nutzung, schwierig. Hier zeigt sich demnach Verbesserungspotenzial. Abbildung 18 gibt detailliert Auskunft über das Ausmaß an Hilfestellungen durch den Versuchsleiter bei allen durchgeführten Aufgaben.

Für das zweite Evaluationskriterium der Effizienz diente die benötigte Bearbeitungszeit als Indikator. Zunächst sind diesbezüglich, wie auch schon bei der Darstellung der Ergebnisse der Laboruntersuchung zur BMW iOS-Applikation, einige Anmerkungen notwendig: Die Aufgaben 7 (Punktzahl für den nächsten Ladevorgang ablesen), 9 (Status Fahrzeug angesteckt erkennen) und 10 (Reichweite und Ladezustand erkennen) bedurften keiner Eingaben durch die Nutzer, sondern waren lediglich Ablese-Aufgaben. Bei Aufgabe 9 ist zudem zu beachten, dass die Bearbeitungszeit von der Reaktionszeit der Software abhängig war, die zur Simulation eines angesteckten Elektrofahrzeugs verwendet wurde. Die größte Streuung trat bei den Aufgaben 7 ($MW = 2$ Minuten) und 8 ($MW = 3$ Minuten) auf, wobei im Gegensatz zur Aufgabe 7 bei der Aufgabe 8 mehrere Schritte, nämlich acht, zur Lösung erforderlich waren. Bei Aufgabe 14 (Bonuspunkte ablesen) benötigten die Teilnehmer im Verhältnis zur benötigten

Anzahl der Lösungsschritte (drei) eine etwas gestiegene Bearbeitungszeit von etwa 2 Minuten. Abbildung 19 zeigt die Streuung und die durchschnittliche Bearbeitungszeit bei allen 16 Aufgaben.

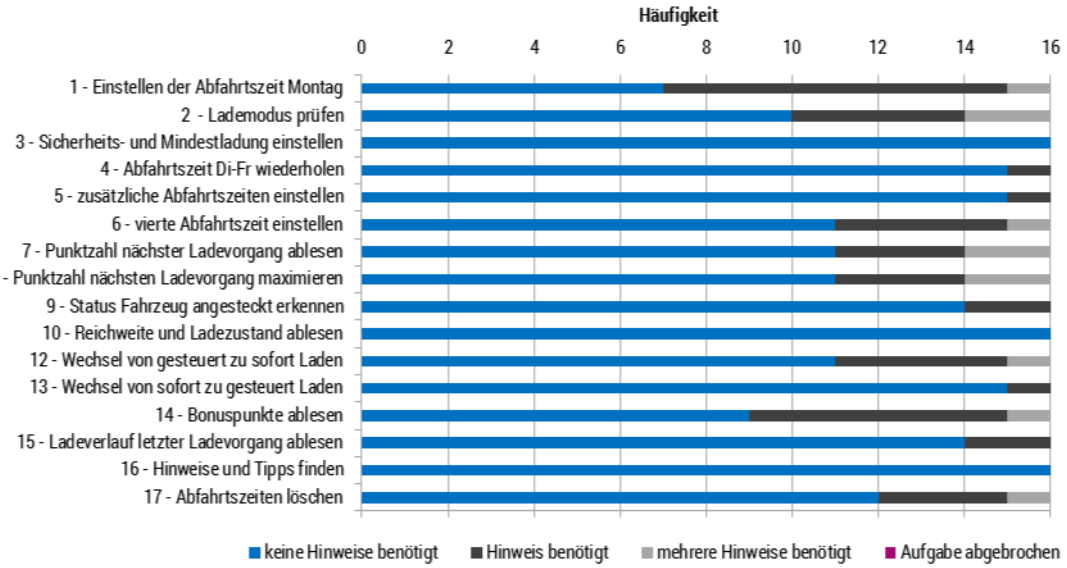
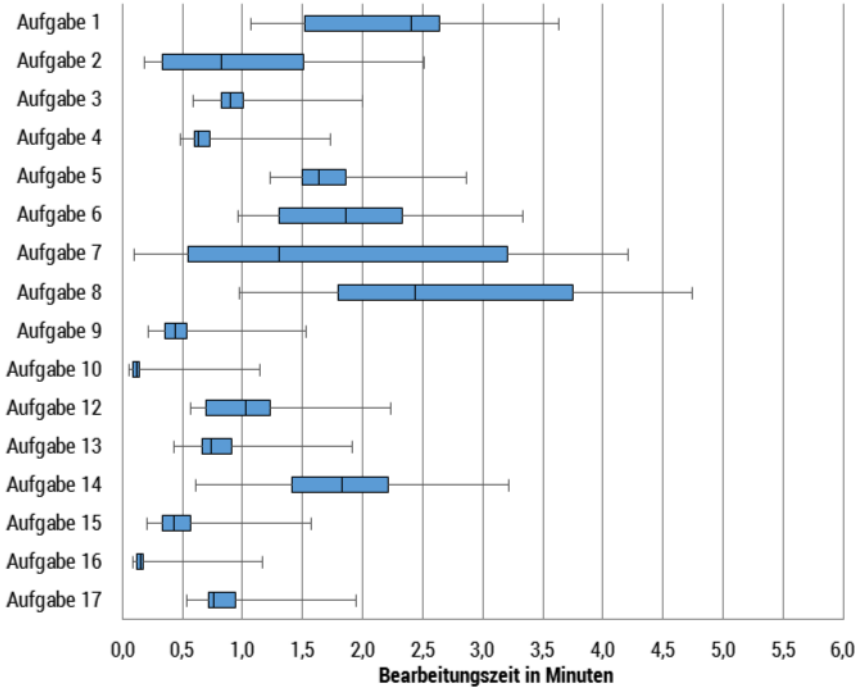


Abbildung 18: Anzahl der benötigten Hilfestellung bei den Aufgaben (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW Android-Applikation; N = 16).



Nr.	Anzahl Bearbeitungsschritte	*MW* (in Minuten)
1	7	2,4
2	1	1,0
3	5	0,9
4	5	0,7
5	12	1,7
6	8	1,9
7	1	2,0
8	8	2,8
9	1	0,5
10	1	0,1
12	5	1,2
13	5	0,8
14	3	1,8
15	3	0,5
16	2	0,2
17	6	0,8

Abbildung 19: Bearbeitungszeit und Streuung bei allen 16 Aufgaben sowie optimale Anzahl der Bearbeitungsschritte zur Lösung der Aufgabe (ausgehend von vorheriger Aufgabe) (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW Android-Applikation; N = 16).

Zur Evaluation der Zufriedenheit fanden analog zur Untersuchung der BMW iOS-Applikation die Fragebögen ISONORM 9241/10 (13) und AttrakDiff (14) Anwendung. Der ISONORM-Gesamtscore für die Android-Applikation betrug *MW* = 1,1, womit die Applikation die Mindestanforderungen für zufriedenstellende Anwendungen erfüllt (+1). Dabei erzielte die Subskala „Lernförderlichkeit“ den höchsten Teilsummenscore (*MW* = 1,7) – die Nutzer stimmten vor allem der Aussage zu, dass sich die Applika-

tion gut an die eigene Arbeitsweise anpassen ließe (*MW* = 2,4). Vergleichsweise schlechter schnitt einerseits die Subskala „Selbstbeschreibungsfähigkeit“ ab (*MW* = 0,8), was laut Bewertung der Teilnehmer an einem Mangel an situationsspezifischen Erklärungen in der Applikation lag, die konkret weiterhelfen würden (*MW* = 0,1). Andererseits gelang auch der Subskala „Individualisierbarkeit“ kein zufriedenstellendes Ergebnis (*MW* = 0,7), was nach Meinung der Probanden vornehmlich an einer unzureichenden Anpassungsfähigkeit der Bildschirmdarstellung an individuelle Bedürfnisse lag (*MW* = 0,1).

Abbildung *20* gibt eine Zusammenfassung zu allen Ergebnissen des ISONORM-Fragebogens.

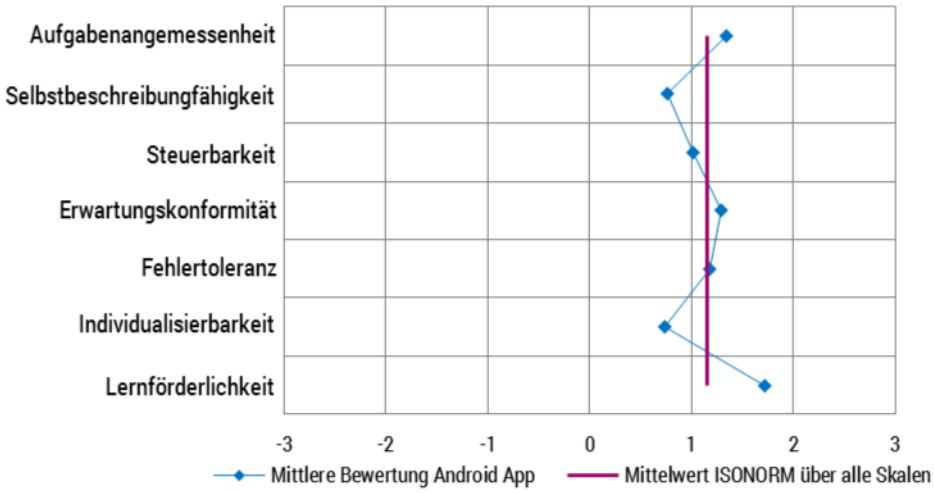


Abbildung 20: Ergebnisse Fragebogen ISONORM 9241/10 (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW Android-Applikation; N = 16).

Im AttrakDiff-Fragebogen (14) stellte sich ein homogenes Bild dar: Alle vier Facetten lagen im positiven Bereich (*MW* = 1,1). Abbildung 21 verdeutlicht diesen Befund.

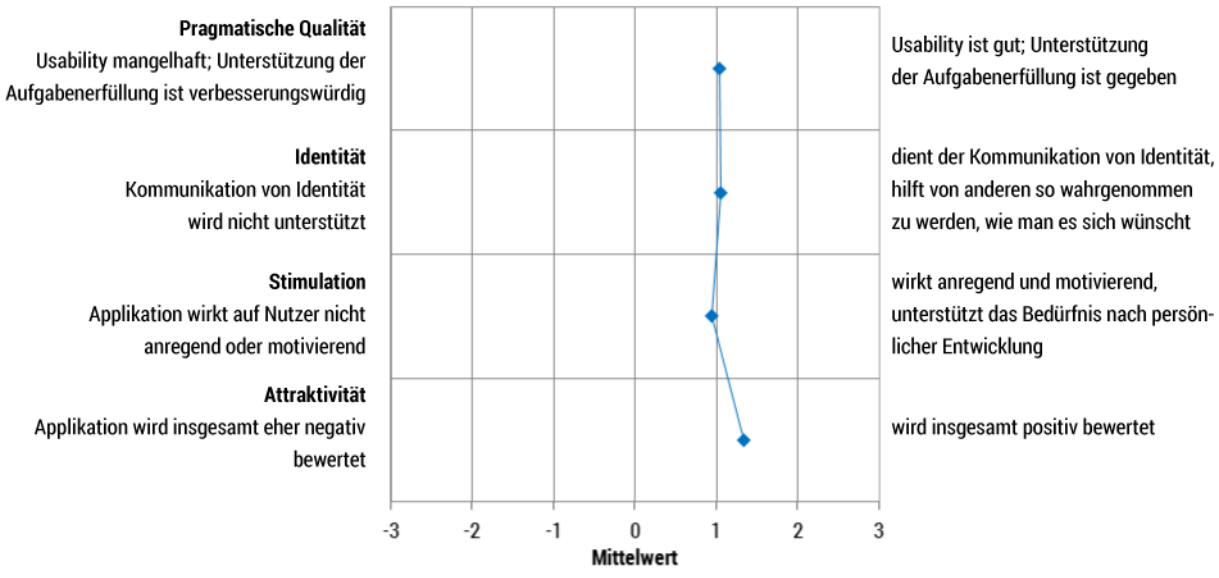


Abbildung 21: Ergebnisse Fragebogen AttrakDiff (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW Android-Applikation; N = 16).

Zur Konkretisierung, was den Probanden im Detail an der Android-Applikation missfiel beziehungsweise wo sie Verbesserungspotenzial sahen, sollten sie diese Punkte benennen. Je nach Funktion wurden unterschiedlichste Störquellen und Vorschläge zur Verbesserung angesprochen: Beispielsweise beim Einstellen von Abfahrtszeiten wurde oftmals der Button zum Speichern übersehen, beim Ablesen der Punktzahl war das Symbol als solches nicht erkennbar, sodass schriftlich auf den Punktestand verwiesen werden sollte, bei der Ladedarstellung war der Ladezustand oft nicht eindeutig und bei den Statistiken war „Aktueller Punktestand“ für die Teilnehmer nicht als interaktiver Button zu er-

kennen. Die von den Probanden genannten Kritikpunkte und Vorschläge sind nach der Funktion der Applikation geordnet in Tabelle 8 ersichtlich.

Tabelle 8: Kommuniziertes Verbesserungspotenzial, geordnet nach Funktionen der Applikation (AP 5.3, Laboruntersuchung BMW Android-Applikation; N = 17).

Funktionen und Screens der Applikation	Verbesserungspotential (Häufigkeit der Nennungen)
Einstellen von Abfahrtszeiten	• Der Button zum „speichern“ wurde übersehen (9x). • Wiederholen und Haken setzen (9x) & weitere Optionen einfügen „Wochentags“ „Einmal“; „Niemals“ • „Flexibilität“ länger einstellbar machen (1x) • Zahleneingabe anstatt Scrollrad (3x)
Einstellen der Mindest- und Sicherheitsladung	• Darstellung der Skalen für die Mindest- und Sicherheitsladung (2x) • Zahleneingabe statt Schieberegler (2x)
Abfahrtszeit wiederholen	• Speichern der Daten schon bei Bestätigen der Wiederholhäufigkeit (5x)
Punktzahl ablesen	• Symbol als solches nicht erkennbar (7x), daher schriftlich auf Punktstand verweisen • Zusätzliches Menü mit Erklärung einfügen (6x)
Ladedarstellung	• Ladezustand oft nicht eindeutig (7x), daher noch mehr hervorheben, beispielsweise durch Animation
Statistiken	• „Aktueller Punktestand“ nicht als interaktiver Button zu erkennen (8x), daher Hinweise geben (4x)
Hinweise & Tipps	• Mit Fragezeichen-Icon von Statusscreen aus zugreifbar (6x)
Löschen von Abfahrtszeiten	• Nur ein Proband hat den kürzesten Weg zum Löschen gefunden.

5.3.5. Evaluation der Nutzerschnittstellen im Probebetrieb

In Phase 1 des Probebetriebs wurde die iOS-Applikation (Version v1.1) verwendet. In Phase 2 benutzten neun Teilnehmer dann die überarbeitete iOS-Applikation (Version v1.99.3.1) und ein Teilnehmer die Android-Applikation (Version v1.99.5). Nach mehrwöchiger Nutzung bewerteten jeweils alle $N = 20$ Nutzer der Phase 1 und 2 die einzelnen Screens der GL3.0-Applikationen mit ihren jeweiligen Funktionen. Dazu wurden Klebepunkte mit folgendem Bewertungsschema verwendet:

- rot = Funktion überflüssig, sollte gestrichen werden,
- gelb = Funktion ok, könnte aber verbessert werden,
- grün = finde ich gut, sollte genauso beibehalten werden.

Außerdem wurden die Nutzer gebeten, persönliche Anmerkungen zu ergänzen (Beispiel eines bewerteten Screens siehe Abbildung 22). Ziel war es, Rückmeldung von Nutzern mit Bedienerfahrung einzuholen und Verbesserungspotenzial der Applikationen zu identifizieren.

Die vergebenen Klebepunkte wurden in numerische Werte überführt und für Screens und einzelne Funktionen gemittelt. Zusätzlich wurden die qualitativen Aussagen zu den einzelnen Funktionen zusammengefasst. Die Ergebnisse wurden in Form eines Readers den Projektpartnern zur Verfügung gestellt und werden im Folgenden ausschnittsweise dargestellt.

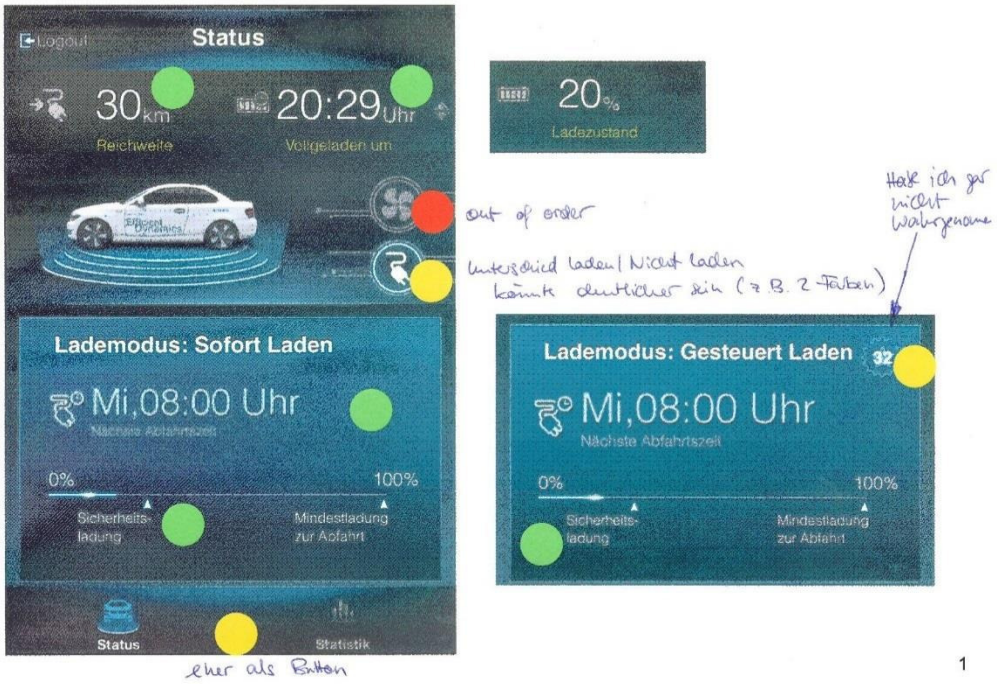


Abbildung 22: Beispiel Bewertung des Statusscreens der GL3.0 iOS-Applikation eines Nutzers (AP 5.4).

Hinsichtlich der Screens und Funktionen der in Phase 1 eingesetzten iOS-Applikation fiel die Bewertung durch die Nutzer im Mittel positiv (*MW* = 2,5) aus. Im Detail fiel auf, dass der Screen *Statistik: Punkte pro Kriterium und Abweichung zu tatsächlicher Abfahrtszeit* am schlechtesten bewertet wurde, die Nutzer sahen diesen dennoch als akzeptabel mit Verbesserungspotenzialen, vor allem bei der Anzeige *Abweichung tatsächliche Abfahrtszeit zu eingestellter Abfahrtszeit.* Außerdem wurden Verbesserungsbedarfe bei der Anzeige *Punktepotenzial* (Detail des Statusscreens) identifiziert. Die weiteren Anzeigen auf dem Statusscreen erhielten durchweg sehr gute Bewertungen (Abbildung 23).

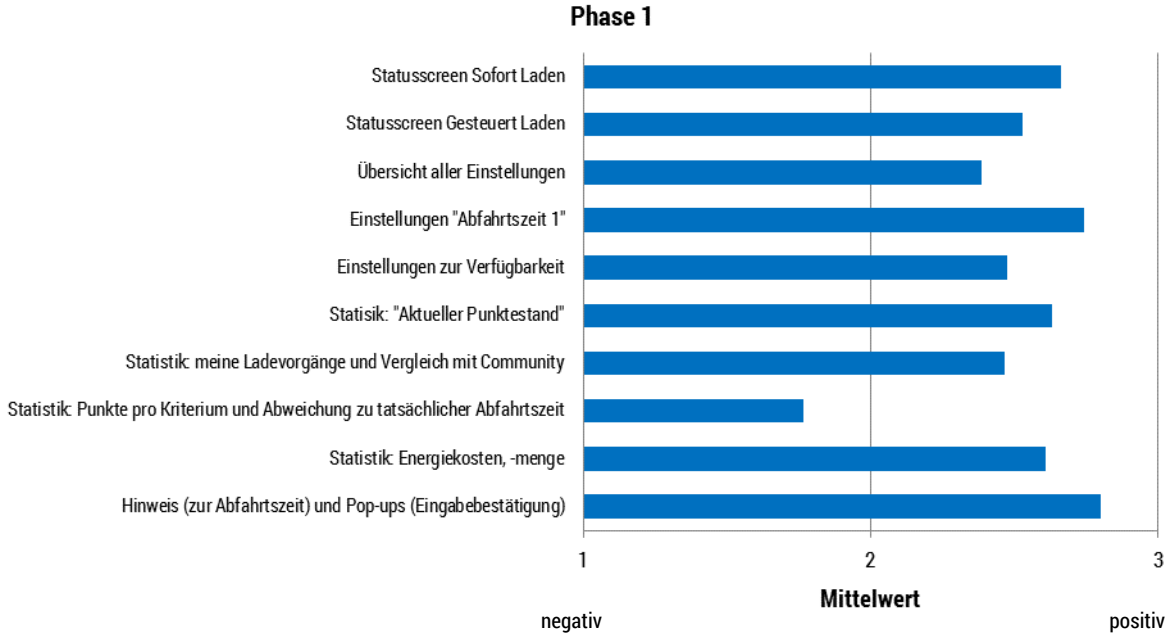


Abbildung 23: Zusammenfassung der Bewertung der Screens der iOS-Applikation durch die Nutzer (AP 5.4; Probebetrieb Phase 1; N = 10; Befragung zu T1).

In Phase 2 wurden sämtliche Screens der eingesetzten iOS-Applikation positiv bewertet (*MW* = 2,5). Einzig der Screen mit *Statistik: Punkte pro Kriterium* schnitt in der Einschätzung etwas schlechter ab (Abbildung 24), was gleichsam in Phase 1 zu beobachten war. Dennoch wurde diese Funktion noch als akzeptabel mit Verbesserungsbedarfen gewertet. Die Nutzer sahen wiederum in der Anzeige *Punktepotenzial* (Detail des Statusscreens) Verbesserungspotenzial. Außerdem sahen die Nutzer aus Phase 2 vermehrt Verbesserungsbedarf bei den Anzeigen des Screens *Statistik: Energiekosten, -menge*.

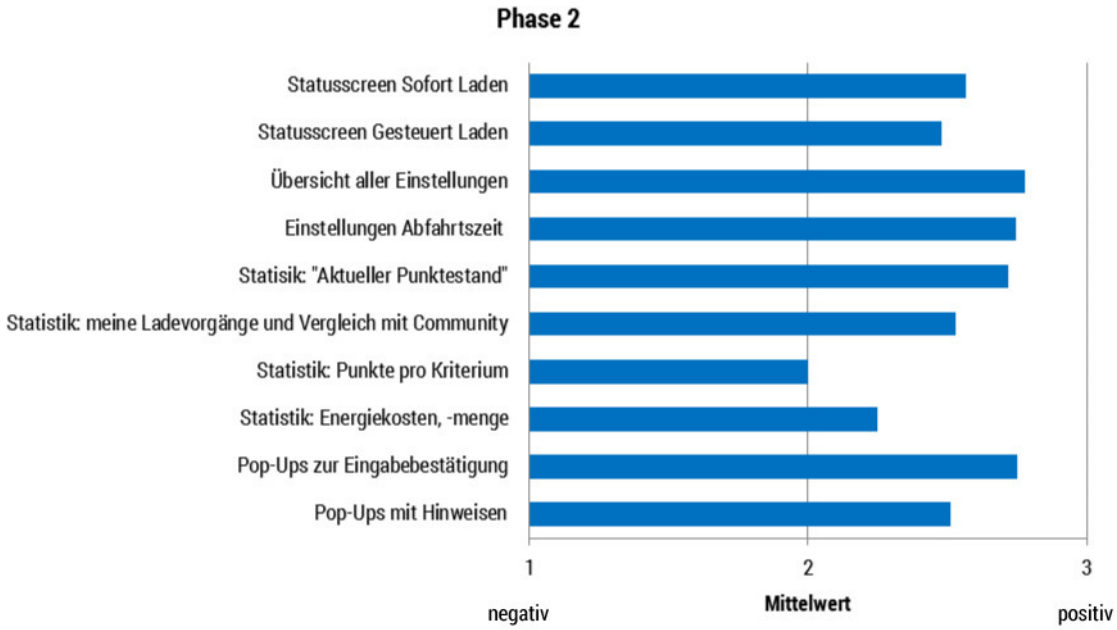


Abbildung 24: Zusammenfassung der Bewertung der Screens der iOS-Applikation durch die Nutzer (AP 5.4, Probebetrieb Phase 2; N = 9).

In Abbildung 25 sind die Screens aus Phase 1 und 2 dargestellt, die besonders positiv bewertet wurden.

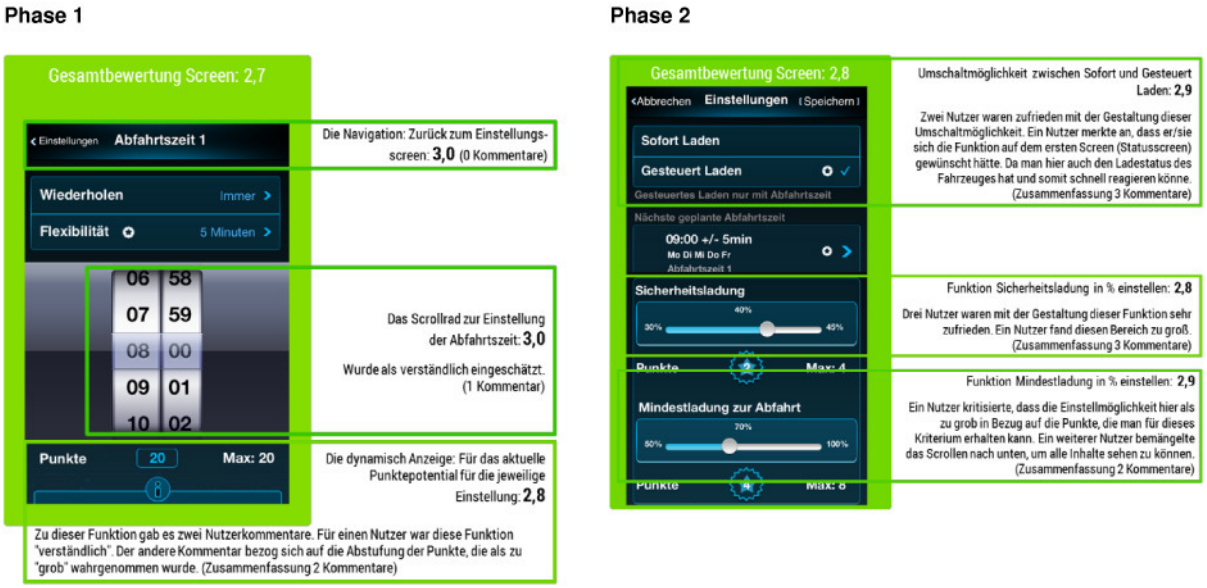


Abbildung 25: Besonders positiv bewertete Screens der iOS-Applikation (AP 5.4, Probebetrieb Phase 1 und 2; N = 19).

In Abbildung 26 sind die Screens aus Phase 1 und 2 dargestellt, bei welchem sich das meiste Verbesserungspotenzial zeigte.

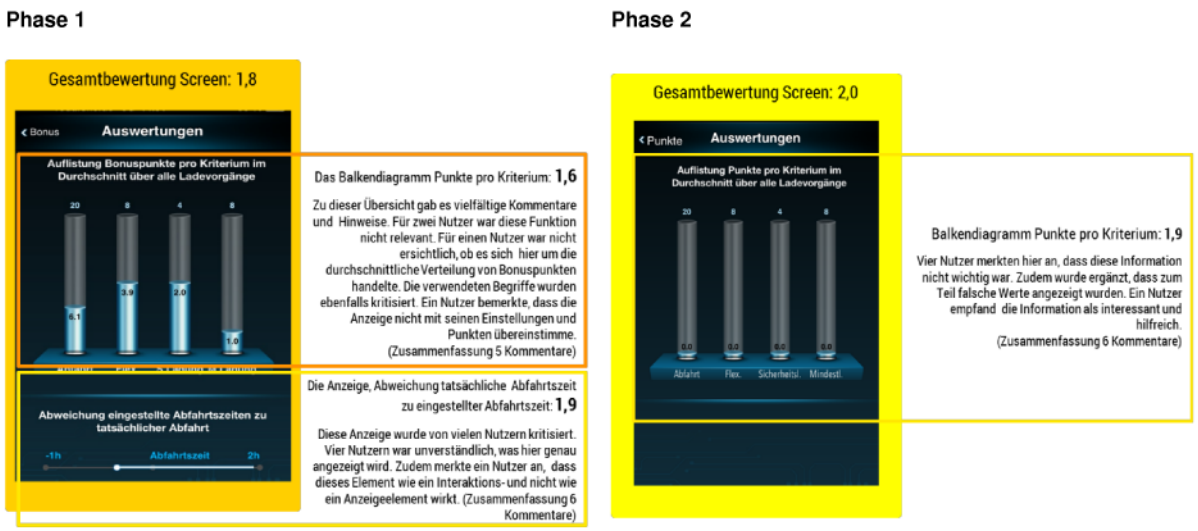


Abbildung 26: Screens der iOS-Applikation mit dem meisten Verbesserungspotenzial (AP 5.4, Probebetrieb Phase 1 und 2; N = 19).

Im zweiten Untersuchungsteil bewerteten die Teilnehmer die Applikation auf zwei Usability-Standardskalen: ISONORM 9241/10 (13) sowie AttrakDiff (14). Der Gesamtscore des ISONORM-Fragebogens in Phase 1 betrug im Mittel 1,5 und In Phase 2 im Mittel 1,4. Diese liegen über der Mindestanforderungen für zufriedenstellende Anwendungen (+1). In beiden Phasen erreichte die Subskala *Individualisierbarkeit* (das heißt, Nutzer können die Mensch-System-Interaktion und die Darstellung von Informationen ändern, um diese an ihre individuellen Fähigkeiten und Bedürfnisse anzupassen) den niedrigsten Einzelscore (Phase 1 *MW* = 0,4; Phase 2 *MW* = 0,1). Auch insgesamt glichen sich die Bewertungsmuster beider Phasen überwiegend (Abbildung 27).

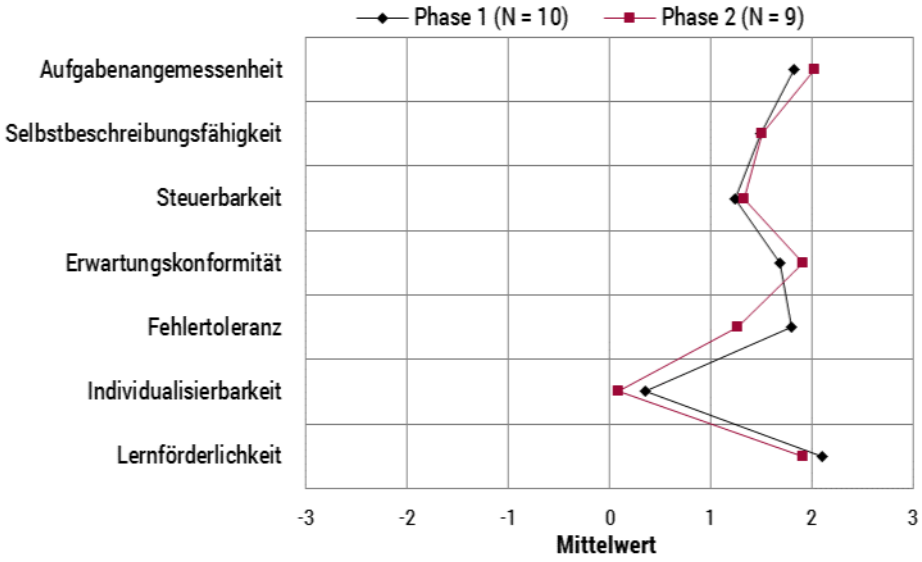


Abbildung 27: ISONORM 9241/10 Bewertung der GL 3.0 iOS-Applikation (AP 5.4, Probebetrieb Phase 1 und 2; N = 19).

Alle Skalen des AttrakDiff lagen in beiden Phasen im positiven Bereich (Abbildung 28). Die *Skala Stimulation* (Applikation wirkt auf den Nutzer anregend oder motivierend) schnitt vergleichsweise am schlechtesten ab (Phase 1: *MW* = 0,8; Phase 2: *MW* = 0,2).

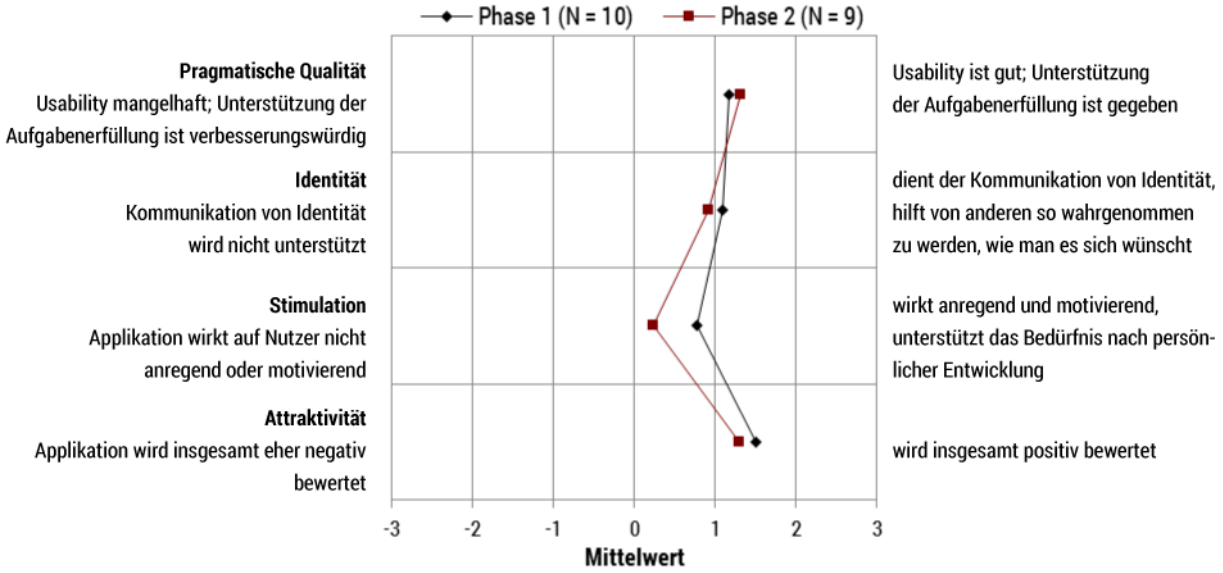


Abbildung 28: AttrakDiff Bewertung der GL3.0 iOS-Applikation (AP 5.4, Probebetrieb Phase 2; N = 19).

Abgesehen von der Bewertung der iOS-Applikation durch die $N = 19$ Teilnehmer in Phase 1 und 2 beurteilte ein weiterer Nutzer aus Phase 2 die Android-Variante. Aus quantitativer Sicht vergab dieser Nutzer fast ausschließlich sehr positive Bewertungen (durchschnittliche Bewertung grün). Verhältnismäßig schlechtere Bewertungen gab es nur bei der Übersicht „Durchschnitt der Community“ (durchschnittliche Bewertung rot) sowie bei der Anzeige „Balkendiagramm für Punkte pro Kriterium“ (durchschnittliche Bewertung rot). Von diesem Nutzer wurden vor allem Kommunikationsprobleme zum Server angesprochen, welche nachträgliche Korrekturen bei den gesammelten Bonuspunkten notwendig machten. Darunter litt wiederum das Vertrauen des Nutzers in den Punktestand.

5.3.6. Expertenevaluation EWE Schnittstellenkonzept

Im Oktober 2014 konnten die Entwürfe für das GL-Schnittstellenkonzept von EWE durch die TU Chemnitz evaluiert werden. Die Entwürfe beinhalteten Screenshots für eine webbasierte Anwendung, die auch für mobile Endgeräte optimiert war (Abbildung 29). Der Funktionsumfang der Webanwendung ist dem Arbeitspaket AP 2.3 (TP 2) zu entnehmen.
Die Screenshots der Anwendung wurden durch $N = 2$ Usability-Experten der TU Chemnitz unabhängig voneinander evaluiert. Es wurden die identifizierten Schwierigkeiten beschrieben, nach Schweregrad beurteilt und Verbesserungsvorschläge ergänzt. Schließlich wurden die Ergebnisse in Form eines Readers aufbereitet und an den Projektpartner EWE übermittelt.
Als Fazit kann festgehalten werden, dass die Desktop-Schnittstelle durch eine reduzierte Gestaltung bezüglich der verwendeten Grafik und der geringen Informationsdichte je Screen bestach. Die Desktop-Gestaltung orientierte sich stark an der mobilen Gestaltung, womit eine hohe Konsistenz zwischen den beiden Schnittstellen erreicht werden konnte. Die grafische Gestaltung der Schnittstellen könnte noch geringfügig verbessert werden, indem die verwendeten Farben reduziert werden. Bezüglich der Anordnung und Präsentation von Informationen bestand im Hauptmenübereich (aktuell angemeldeter Benutzer) als auch auf dem Kalender-Screen (Status) beziehungsweise bei den Einstellungen von Kalendereinträgen (Serienelementfunktion) noch Verbesserungsbedarf.

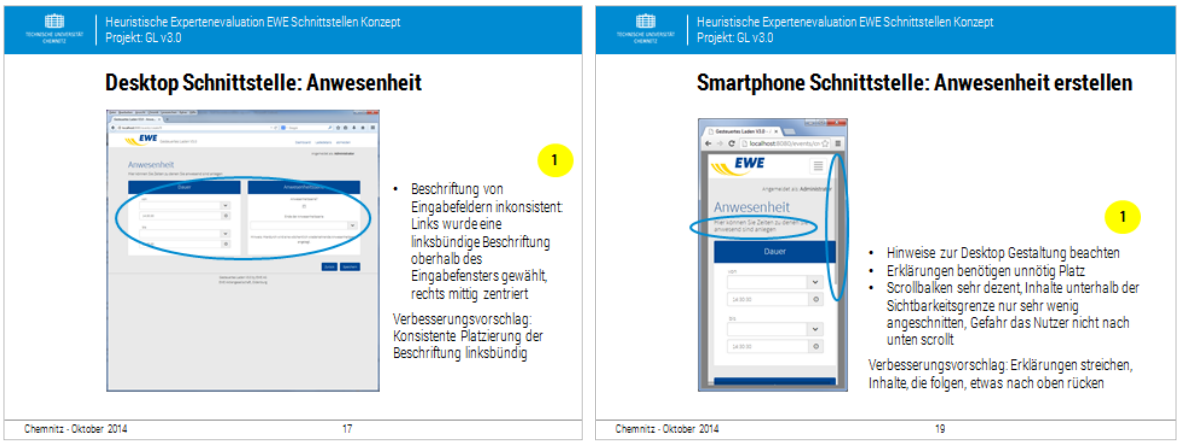


Abbildung 29: Beispiel Expertenevaluation EWE Schnittstellenkonzept (Desktop- und Smartphone-Schnittstelle); Beinhaltet jeweils Problembeschreibung, Problemgewichtung und Verbesserungsvorschlag (AP 5.3, Expertenevaluation EWE-Applikation).

Zudem wurde im Bereich Ladedetails die Information zum Ende der Ladezeit widersprüchlich angegeben. Funktional sollten tägliche und monatliche Terminserien noch ermöglicht werden. Auf eine konsistente Gestaltung von Anzeige- und Interaktionselementen ist zu achten. Die Hinweise zur Gestaltung der Desktop-Oberfläche kamen auch bei der mobilen Oberfläche zum Tragen. Zudem sollte über eine zusätzliche Reduktion der Informationen nachgedacht werden. Dies könnte über das Streichen der textlichen Erklärungen zu Anzeigen und Funktionen geschehen.

5.3.7. Entwicklung einer TU Chemnitz-Applikation für das gesteuerte Laden

Um entsprechend der Bedeutung der mobilen Nutzerschnittstelle umfassende und belastbare Ergebnisse erzielen zu können, wurde an der TU Chemnitz eine zusätzliche Applikation entwickelt und umgesetzt (TUC-Applikation). Diese wurde in unterschiedlichen Variationen ausführlich getestet. Im Fokus stand dabei die benutzerfreundliche Gestaltung der mobilen Nutzerschnittstelle. Als Ausgangspunkt dienten die Ergebnisse der Nutzerworkshops aus AP 5.1.

Die erste Konzeption der Funktionalitäten fand innerhalb von vier einstündigen Designworkshops mit einer Gruppe von $N = 7$ Teilnehmern an der TU Chemnitz im ersten Quartal 2014 statt. Hierzu wurden zunächst alle Kernfunktionalitäten der Applikation, unter Berücksichtigung der Ergebnisse der Nutzerworkshops, gemeinsam gesammelt und von jedem Teilnehmer nach individuellen Funktionsstrukturen geordnet. Jeder Teilnehmer arbeitete anschließend einen Entwurf in Form von Mock-ups aus. Diese unterschiedlichen Entwürfe wurden hinsichtlich Strukturtiefe, Anordnung der Funktionen sowie Darstellung der Funktionen miteinander verglichen. Unterschiede sowie Gemeinsamkeiten wurden herausgearbeitet. Besonders die identifizierten Unterschiede bei der Darstellung von zentralen Eingabevariablen für das gesteuerte Laden, sowie die Schaffung von Profilen zur Erleichterung von sich wiederholenden Eingaben wurden als Forschungsfragen für die nachfolgenden Laboruntersuchungen zum Fahrttyp und zur TUC-Applikation definiert.

Untersuchung im Labor zur Planung von Abfahrtszeiten unter Zuhilfenahme von Fahrttypen
Als nächster Schritt erfolgte im zweiten Quartal 2014 eine Untersuchung im Labor zur Planung von Abfahrtszeiten unter Zuhilfenahme von Fahrttypen. Die Genauigkeit der Vorhersagen von Fahrten hängt unter anderem davon ab, aus welchem Grund die Nutzer das Elektroauto fahren möchten und welchem Fahrttyp, also Ziel der geplanten Fahrt, die Fahrt zugeordnet werden kann (18) (19) (20). Sogenannte Fahrttypen unterstützen den Anwender durch speicherbare Voreinstellungen, die mit dem dahinterstehenden Ziel, auch Wegzweck genannt, assoziiert sind (zum Beispiel Fahrttyp „Einkaufen“ immer montags zur Abfahrtszeit 18:00).

Die Untersuchung ging der zentralen Fragestellung nach: „Wie kann die Berücksichtigung dieser Fahrttypen in der Konstruktion des Ladeassistenten den Planungsprozess seitens des Nutzers erleichtern?“. Wird der Fahrttyp als Faktor in die Planung einbezogen, könnte dies die Übereinstimmungen zwischen geplanten und ausgeführten Ladevorgängen verbessern. Inhalte einer Applikation, die auf der Primärseite platziert werden, sind dabei besonders salient. Zur Bearbeitung der Fragestellung wurde eine experimentelle Laborstudie (Between-Subjects-Design) mit einer entsprechenden Simulation der Applikation (Microsoft Visual Basic for Applications) durchgeführt. Die drei für die Testung entwickelten Applikationsversionen, die sich in der Platzierung der Funktion Fahrttyp in der Menüstruktur unterschieden, wurden durch naive Probanden getestet. An der Laborstudie nahmen $N = 52$ Studierende der TU Chemnitz teil, 41 von ihnen waren weiblich und das Durchschnittsalter betrug 23 Jahre.
In den Ergebnissen konnte kein bedeutender Unterschied in der Nutzungshäufigkeit von Fahrttypen zwischen den verschieden salienten Versionen nachgewiesen werden. Zur Performanz, das heißt der Lösungszeit der durch die Probanden zu bearbeitenden Aufgaben, konnten teilweise Zusammenhänge nachgewiesen werden: Bei Aufgaben mit erhöhtem Schwierigkeitsgrad war die Performanz der Probanden besser, je auffälliger der Fahrttyp in der Menüstruktur war. In der Laborstudie konnte kein eindeutiges Urteil zum Zusammenhang von Salienz der Funktion Fahrttyp und der Effektivität und Effizienz von Planungsvorgängen nachgewiesen werden. Es lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen: Die Versuchsteilnehmer wurden generell durch die Funktion Fahrttyp bei der Bedienung der Applikation unterstützt. Es konnte gezeigt werden, dass Nutzer eine solche Funktion grundsätzlich befürworten. Die Implementierung der Funktion auf der Startseite oder der Seite „Abfahrt planen“, also nah am Planungsvorgang, kann für künftige Applikationen empfohlen werden, denn sie war zeiteffizient bedienbar und wurde von den Probanden positiv bewertet. Anhand der vorliegenden Ergebnisse können keine Schlussfolgerungen gezogen werden, dass die Funktion Fahrttyp den Planungsaufwand maßgeblich minimieren kann, dennoch wurde die Funktion von Seiten der Nutzer positiv bewertet. Ein Proband, welcher bereits an eine Anwendung der Funktion im Feld dachte, antwortete auf die Frage, was positiv sei: „[Die Funktion Fahrttyp] animiert zum Zeitmanagement“.

Nutzung unterschiedlicher Eingabevarianten

Aufbauend auf allen individuellen Entwürfen, die in den Designworkshops entstanden und den Ergebnissen der Laborstudie zum Fahrttyp wurde im nächsten Schritt ein integriertes Konzept einer Applikation erstellt. Dazu wurden verschiedene Eingabevarianten und zusätzlich für eine Ladesteuerung relevante Screens erstellt, um diese innerhalb einer weiteren Untersuchung miteinander vergleichen zu können. Es wurden drei verschiedene und relevante Eingabevarianten zur Einstellung von GL-Parametern identifiziert: Slider-, Scrollrad- und Textfeldvariante. Im nächsten Schritt wurde die mobile Web-Applikation „Tankwart“, die alle drei Eingabevarianten enthält, zur Programmierung freigegeben.
Der Code der Applikation besteht aus HTML5 und CSS3 mit jQuery, jQueryUI und jQueryMobile, um UI-Elemente erweitert. Die meisten dynamischen Funktionen sind mit HTML, CSS und jQuery allein nicht zu realisieren, an diesen Stellen kommt Javascript zur Anwendung. In der Version 0.32.8, die die drei Varianten (Slider, Scrollrad, Textfeld) enthält, bestand der finale Stand aus 589 Zeilen HTML5-, 657 Zeilen CSS3- und 2700 Zeilen Javascript-Code mit etwa 80 Funktionen (Abbildung 30).

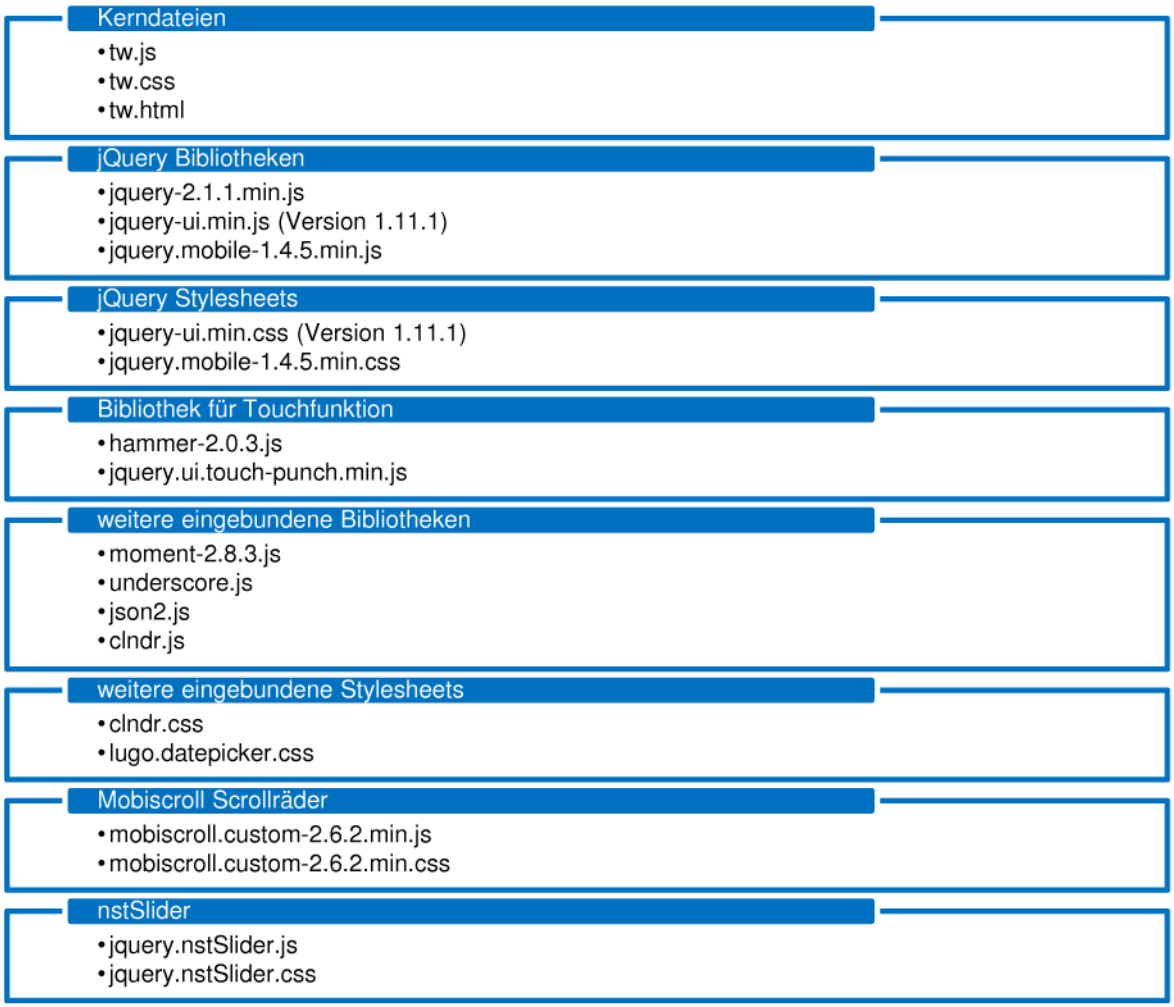


Abbildung 30: Verwendete Quelldateien und Bibliotheken im Tankwart 0.32.8 (AP 5.3,TUC-Applikation).

Der Programmablauf ist bei allen drei Varianten gleich: Über eine gemeinsame Anmeldeseite werden nacheinander die Eingabevarianten aufgerufen. Auf eine richtige Nutzersteuerung und -verwaltung wurde bewusst verzichtet, da allen Probanden zur Testung jeweils ein Username und Passwort vorgegeben wurden. Für Ablauf und Auswertung wichtiger Daten der Anwendung (zum Beispiel Erfassung von Zeitstempel bei Bedienung einer bestimmten Schaltfläche) wurden diese im Local Storage beziehungsweise Session Storage gespeichert. Gemeinsame Funktionen und Styles wurden in tw.js beziehungsweise tw.css zusammengefasst und bei allen drei Varianten geladen. In den Script- und Styledateien der einzelnen Varianten blieben nur spezielle Funktionen und Styles. Die Datei tw.html diente dann auch als gemeinsamer Einstiegspunkt für alle drei Varianten (Abbildung 31, Abbildung 32).

Da es sich beim Tankwart 0.32.8 um eine mobile Web-Applikation handelt, kann sie von allen internetfähigen Endgeräten über einen Webbrowser gestartet werden. Als Testgeräte wurden daher zwei Android-Geräte ausgewählt. Der Zugang zum Tankwart erfolgte während der Untersuchung mit Hilfe des Browsers Google Chrome (Applikationsversion 39.0.2171.93).

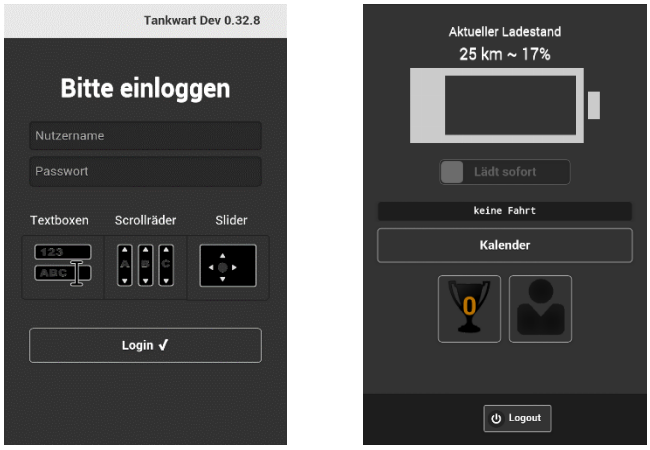


Abbildung 31 a, b: Screenshots Tankwart 0.32.8: (a) Anmeldefenster, (b) Start-Screen, bei allen drei Varianten gleich, (AP 5.3, TUC-Applikation).

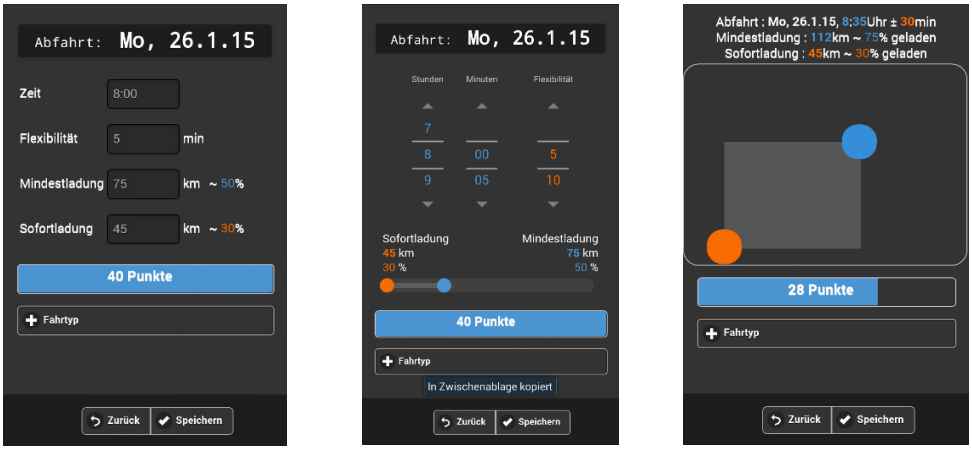


Abbildung 32 a-c: Screenshots der drei Varianten Tankwart 0.32.8: (a) Textfeld, (b) Scrollrad, (c) Slider (AP 5.3, TUC-Applikation).

5.3.8. Laboruntersuchung der TU Chemnitz-Applikation

Parallel zur Programmierung der Applikation wurden die Untersuchungsmaterialien und das Studiendesign erstellt. Hinsichtlich der abhängigen Variablen stand das Konstrukt Benutzerfreundlichkeit der verschiedenen Eingabevarianten im Vordergrund. Zur Erfassung wurden hierfür standardisierte Fragebögen eingesetzt. Da die Analyse der Versuche nicht in Echtzeit möglich war, wurde das Browser-Log über Remote-Debugging abgerufen und gespeichert. Außerdem erfolgte die Aufnahme des Bildschirms der Testgeräte in Form einer mp4-Datei über eine Screenrecorder-Applikation. Zudem wurden die Befragten gebeten, die Varianten zu vergleichen und Vor- beziehungsweise Nachteile zu beschreiben. Bezüglich des Untersuchungsdesigns wurde sich für ein Within-Subject-Design entschieden, das heißt, dass ein Proband jeweils alle drei Eingabevarianten testete und bewertete. Die Studiendurchführung dauerte jeweils etwa 1,5 Stunden.

Die Testung von $N = 52$ naiven Nutzern fand im Zeitraum Januar bis Februar 2015 statt. Die studentische Stichprobe setzte sich aus 71 % Frauen und 29 % Männer zusammen, das durchschnittliche Alter betrug 24 Jahre. Bezüglich ihrer Erfahrungen im Umgang mit Mobilfunkgeräten gab eine große Mehrheit an, ein per Touchscreen zu steuerndes Smartphone zu besitzen (90 %), das sie bereits länger als 2 Jahre nutzten (71 %) und dies täglich bis zu 1 oder 2 Stunden (72 %). Interesse an den Themen erneuerbare Energien beziehungsweise Elektromobilität war am häufigsten lediglich etwas (46 %) beziehungsweise kaum (40 %) zu verzeichnen, wenngleich 83 % der Probanden bereits Erfahrungen mit Elektroautos angaben. Zudem beschrieben sich die Teilnehmer in der Tendenz nicht nur als eher positiv gegenüber Technik eingestellt, sondern gleichsam als technisch kompetent.

Die Ergebnisse zu den drei verschiedenen Appvarianten zeigten, inwiefern die Nutzer die Aufgabenbearbeitung als erfolgreich bewerteten. So fällt auf, dass viele Teilnehmer bei der Nutzung der Text- und Scrollradvariante deutlich schneller zum Erfolg kamen, als dies bei der Slidervariante der Fall war, wo sie mehrere Versuche benötigten, um die Aufgabe zu lösen (Abbildung 33). Die am häufigsten genannten Gründe dafür waren Schwierigkeiten bei der Bedienung der Applikation.

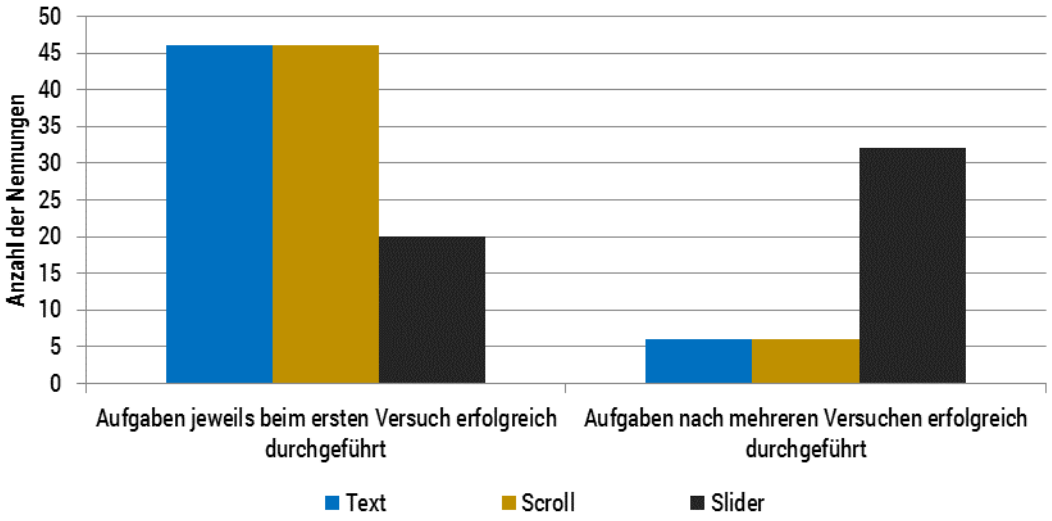


Abbildung 33: Bewertung der erfolgreichen Durchführung (AP 5.3, TUC-Applikation; N = 52).

Um alle drei Applikationsvarianten beurteilen zu können, bekamen die Teilnehmer die Aufgabe, 100 Punkte auf die unterschiedlichen Varianten zu verteilen, die deren Benutzerfreundlichkeit widerspiegeln. Die meisten Punkte erhielt die Textvariante (*MW* = 49,5), gefolgt von der Scrollradvariante (*MW* = 37,0). Bedeutend weniger Punkte, und damit als am wenigsten benutzerfreundlich bewertet, erhielt die Slidervariante (*MW* = 13,5).
Detaillierte Aussagen zur Beurteilung der Applikationsvarianten lassen die Fragen nach spezifischen Vorteilen und dem Verbesserungspotenzial jeder Variante zu, die im offenen Format erfragt wurden. Hierbei fällt allein aus quantitativer Sicht ins Augenmerk, dass die Befragten bei der Textvariante die meisten Vorteile nannten, dicht gefolgt von der Scrollradvariante – deutlich weniger Vorteile ergaben sich bei der Slidervariante. Beim Verbesserungspotenzial wiederum ließ sich ein genau umgekehrtes Bild erkennen. Abbildung 34 illustriert diese Auffälligkeit.

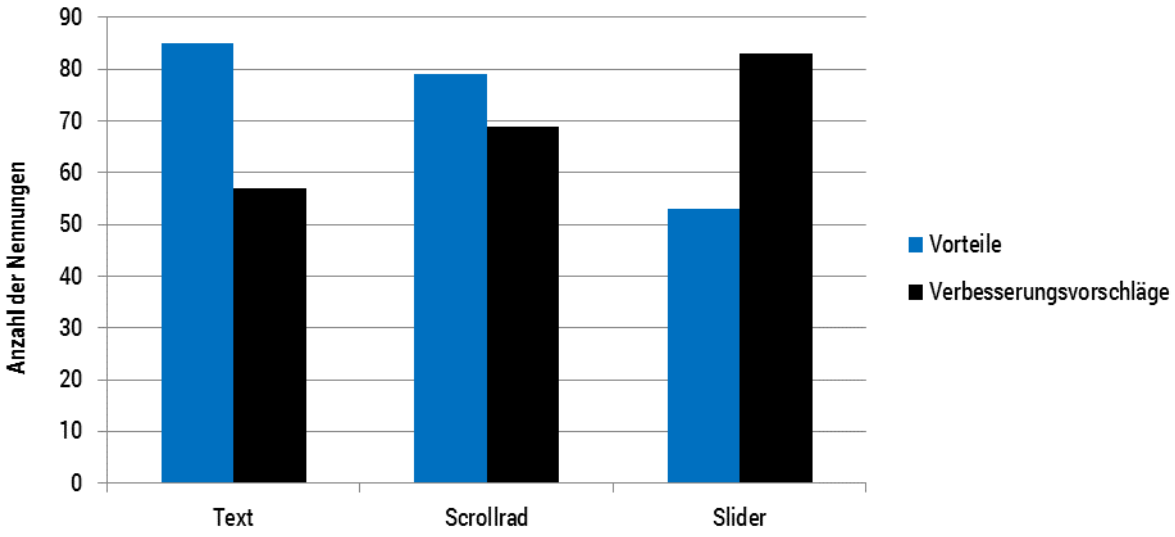


Abbildung 34: Anzahl der Nennungen von Vorteilen und Verbesserungsvorschlägen pro Variante (AP 5.3, TUC-Applikation; N = 52).

Zur inhaltlichen Veranschaulichung der Nennungen wurden diese in ein Kategoriensystem eingeordnet und deskriptiv ausgewertet. Mit Blick auf die Textvariante wurden insbesondere die effiziente Eingabe, die Übersichtlichkeit sowie die leichte Erlernbarkeit beziehungsweise Handhabung als Vorteile benannt. Verbesserungsmöglichkeiten sahen die Nutzer vor allem darin, die Größe der Tastatur bei der Eingabe der Ladeparameter zu reduzieren, beispielsweise ohne Buchstaben oder alternative Interaktionselemente zur Eingabe zu nutzen. Die Scrollradvariante zeichnete sich laut den Angaben der Teilnehmer in den gleichen Vorteilen aus wie die Textvariante, wohingegen neben alternativen Interaktionselementen am ehesten eine Verbesserung der Sensibilität der Schieberegler angestrebt werden sollte, so die Nutzer. Hinsichtlich der Slidervariante ist einerseits festzustellen, dass abgesehen von seltener genannten Vorteilen, für die Probanden vornehmlich das ansprechende Design der Applikation herausstach. Andererseits offenbarten sich hauptsächlich drei Dinge, die den Nutzern verbesserungswürdig erschienen sind: die Interaktionselemente im Sinne von Alternativen bei der Parametereinstellung, die Sensitivität der Regler und allgemein die zu schwere sowie unintuitive Bedienbarkeit der Slidervariante.

Der Fragebogen ISONORM 9241/10 (13) erlaubt über die bisherigen Ergebnisse hinaus Aussagen darüber, wie die Nutzer die *Aufgabenangemessenheit*, die *Selbstbeschreibungsfähigkeit*, die *Steuerbarkeit*, die *Erwartungskonformität*, die *Fehlertoleranz*, die *Individualisierbarkeit* sowie die *Lernförderlichkeit* der Applikationsvarianten bewerteten. Bereits der Gesamtscore als Mittelwert aller Subskalen auf einer Skala von -3 bis +3 variierte zwischen allen drei Applikationsvarianten bedeutend. Am höchsten war dieser bei der Textvariante mit *MW* = 1,3, gefolgt von der Scrollradvariante mit *MW* = 1,0 und zuletzt der Slidervariante mit *MW* = -0,3. Einzig die Slidervariante erreichte dabei nicht die Mindestanforderungen für zufriedenstellende Anwendungen (+1). Nähere Ergebnisse zu den einzelnen Subskalen sind Abbildung 35 zu entnehmen.

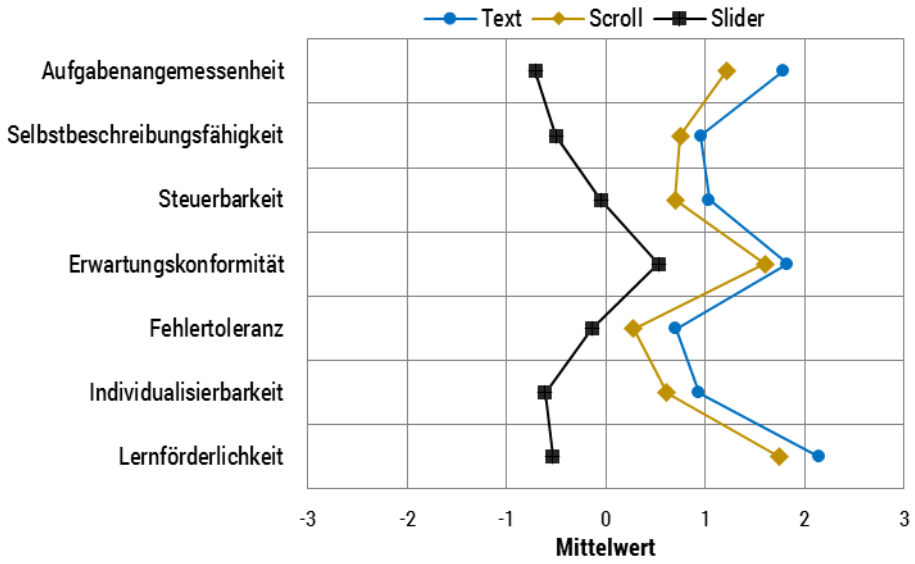


Abbildung 35: Ergebnisse Fragebogen ISONORM 9241/10 für die drei Applikationsvarianten (AP 5.3, TUC-Applikation; N = 52).

Insgesamt ist auffällig, dass sämtliche Subskalenmittelwerte sowohl der Textvariante als auch der Scrollradvariante im positiven Bereich lagen. Dementgegen verzeichnete die Slidervariante ausschließlich negative Subskalenmittelwerte mit Ausnahme der Skala *Erwartungskonformität* (*MW* = 0,5). Eben jene Subskala wurde darüber hinaus in allen drei Applikationsvarianten durchgehend positiv bewertet. In Hinsicht auf die Text- und Scrollradvariante wurden neben der Erwartungskonformität besonders die Subskalen *Aufgabenangemessenheit* und *Lernförderlichkeit* positiv evaluiert. Bezüglich der *Aufgabenangemessenheit* stimmten die Nutzer bei der Textvariante unter anderem den Aussagen zu, dass diese unkompliziert zu bedienen sei (*MW* = 2,1) und sie alle Funktionen biete, um anfallende Aufgaben zu bewältigen. Letzterer Aussage wurde ebenso bei der Scrollradvariante zugestimmt (*MW* = 1,6), die laut den Befragten außerdem keine überflüssigen Eingaben erfordere (*MW* = 1,6). In puncto *Lernförderlichkeit* ergaben sich bei der Textvariante vor allem positive Zustimmungswerte in

den Aussagen, die Applikation erfordere wenig Zeit zum Erlernen (*MW* = 2,7) und sei gut ohne fremde Hilfe oder Handbuch erlernbar (*MW* = 2,6). Neben der Zustimmung zum letztgenannten Item (*MW* = 2,3) pflichteten die Befragten bei der Scrollradvariante speziell der Aussage bei, dass die Applikation so gestaltet sei, dass sich einmal Gelerntes gut einprägt (*MW* = 2,1).

Bezüglich der Slidervariante schnitten die Subskalen *Aufgabenangemessenheit* (*MW* = -0,7) und *Individualisierbarkeit* (*MW* = -0,6) am schlechtesten ab. Bei der *Aufgabenangemessenheit* bemängelten die Teilnehmer insbesondere die komplizierte Bedienbarkeit der Applikation (*MW* = -1,9), bei der *Individualisierbarkeit* lag die Schwierigkeit gemäß den Befragten darin, dass sich die Applikationsvariante nicht gleichermaßen für Anfänger und Experten eigne, weil sie sich nur schwer an den eigenen Kenntnisstand anpassen ließe (*MW* = -1,0).
Ein weiteres Ziel der Untersuchung war es, die Attraktivität der drei Applikationsvarianten aus Sicht der Nutzer einschätzen zu können. Mithilfe des Erhebungsinstrumentes AttrakDiff (14) und dessen vier Facetten *Pragmatische Qualität*, *Identität*, *Stimulation* und *Attraktivität* wurde jenes Ziel operationalisiert. In der Testung der TUC-Applikation zeichnete sich ein gegenläufiges Bewertungsmuster zwischen der Slidervariante auf der einen Seite sowie der Text- und Scrollradvariante auf der anderen Seite ab (Abbildung 36).

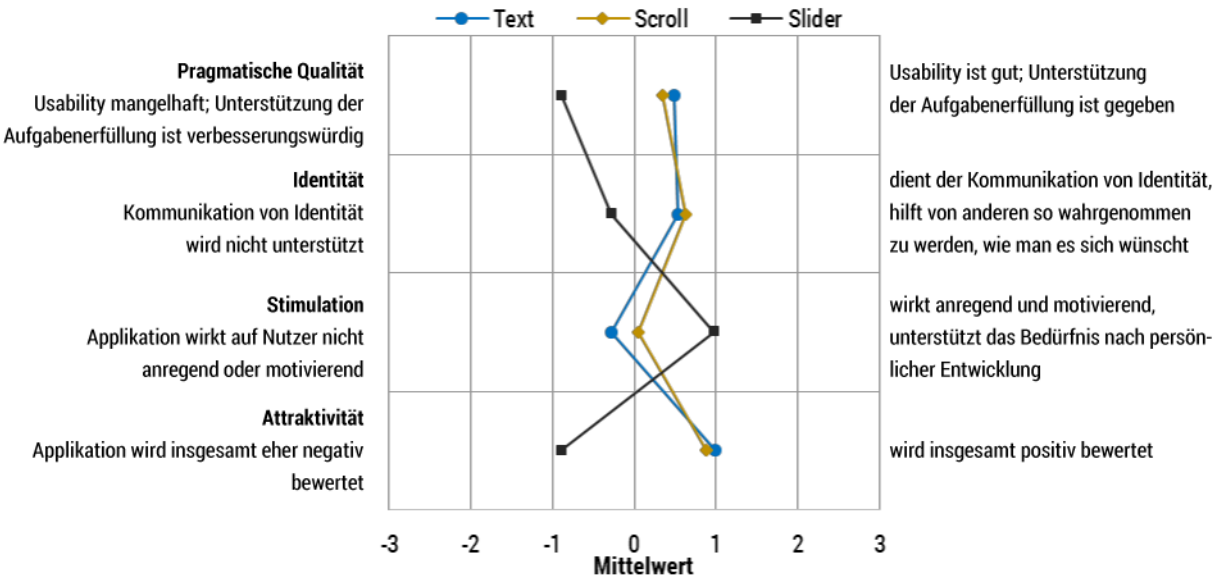


Abbildung 36: Ergebnisse AttrakDiff für die drei Applikationsvarianten (AP 5.3, TUC-Applikation; N = 52).

Die Subskalen *Pragmatische Qualität* und *Attraktivität* wurden bei der Text- (*MW* = 0,5 bzw. *MW* = 1,0) und Scrollradvariante (*MW* = 0,4 bzw. *MW* = 0,9) bedeutend besser bewertet als bei der Slidervariante (*MW* = -0,9; *MW* = -0,9). Auch innerhalb der Facette *Identität* ergab sich dieses Bild. Demgegenüber erreichte die Subskala *Stimulation* bei der Slidervariante (*MW* = 1,0) eine bedeutend positivere Bewertung als bei der Text- (*MW* = -0,3) und Scrollradvariante (*MW* = 0,1).

5.4. Evaluation der webbasierten Nutzerschnittstelle

Von der TU Chemnitz wurden erste Konzepte für ein Untersuchungsdesign zur Evaluation aufgestellt und zahlreiche Nutzeranforderungen an eine webbasierte Nutzerschnittstelle gesammelt und den und in das TP 1 eingebracht. Im AP 2.3 wurde vom Projektpartner EWE eine webbasierte Nutzerschnittstelle für das gesteuerte Laden entwickelt, welche von der TU Chemnitz im Oktober 2014 evaluiert wurde (Abschnitt 5.3) wurde. Die Entwicklungen für die im Probebetrieb zum Einsatz kommenden Nutzerschnittstellen konzentrierten sich auf die Smartphone-Applikationen (siehe Abschnitt 0).

6. Arbeitspaket 5.4 - Nutzerstudie Probebetrieb

Das AP 5.4 beinhaltet die Nutzerstudie im Rahmen des Probebetriebs, welcher drei Nutzungsphasen zu jeweils fünf Monaten umfasste. Für den Probebetrieb standen zehn Elektrofahrzeuge (BMW ActiveE) für die Nutzer zur Verfügung, pro Phase nahmen somit jeweils $N = 10$ Nutzer an der Studie teil. Die Auswahlkriterien und Vorgehensweisen zur Nutzerauswahl für die einzelnen Probebetriebsphasen sind im Bericht zum TP 6 zu finden. Als Ausgangspunkt für das Studiendesign der Nutzerstudie dienten die gemeinsam mit den Projektpartnern gesammelten Fragestellungen (AP 5.1).

6.1. Integration der Ergebnisse aus AP 5.4

Die Integration der Ergebnisse des AP 5.4 wird im Folgenden anhand von vier Kernthemen dargestellt:

- Erfahrungen mit GL,
- Akzeptanz und Alltagstauglichkeit des GL-Systems,
- motivationale Aspekte,
- Lade- bzw. Nutzungsverhalten, Benutzerfreundlichkeit von GL und Identifikation von Nutzungsbarrieren.

Zunächst werden die integrierten Ergebnisse der Phasen 1 und 2 (Laden über Nacht an der heimischen Wallbox) beschrieben, anschließend folgen die Ergebnisse zu den Kernthemen aus der Phase 3 (Laden über Tag an der eigenen Wallbox am Arbeitsplatz).

6.1.1. Zusammenfassung der Ergebnisse aus den Probebetriebsphasen 1 und 2

In beiden Phasen nahmen jeweils 10 GL-unerfahrene Nutzer am Probebetrieb teil, die elektronischen Geräten im Schnitt positiv gegenüber standen und sich selbst als technikkompetent einschätzten. Unter den insgesamt 20 ausgewählten Nutzern in Phase 1 und 2 waren zwei Teilnehmerinnen. Die Nutzer waren im Schnitt 49 Jahre alt und hatten ein hohes Bildungsniveau. Sie verfügten neben dem ActiveE noch über mindestens einen weiteren Pkw im Haushalt.

Erfahrungen mit GL

Hinsichtlich der allgemeinen Erfahrungen mit GL merkten die Teilnehmenden nach mehrwöchiger Nutzung sowohl Positives als auch Negatives an. Auf der positiven Seite stand vor allem die Einfachheit und Handhabbarkeit des GL-Systems. Ebenso viele Nennungen gab es zu negativen Aspekten, welche allerdings vielfältiger ausfielen: Die Nutzer nannten Probleme beim Laden (z.B. Serverausfälle) und negative Erfahrungen mit dem System bzw. der Smartphone-Applikation, der eingeschränkten Flexibilität ihrer Mobilität sowie dem Bonussystem (i.S. einer zu geringen Ersparnis).

Um Vor- und Nachteile von GL zu spezifizieren, wurden die Teilnehmenden vor der GL-Freischaltung und nach mehrwöchiger GL-Nutzung dazu befragt. Zur Kategorie der Vorteile zählten unabhängig vom Befragungszeitpunkt am häufigsten der finanzielle Aspekt und die Stabilisierung des Stromnetzes. Die Befragten differenzierten nach mehrwöchiger Nutzung von GL stärker zwischen persönlichen Vorteilen (z.B. Möglichkeit der Partizipation am GL, Komfortaspekt durch Smartphone-Applikation) und allgemeinen Vorteilen (z.B. das Gesamtkonzept einer Ladesteuerung). Die Kategorie der Nachteile bestand vornehmlich aus dem zentralen Problem der Einschränkung der eigenen Flexibilität. Auch nach der GL-Nutzung bewertete die Mehrheit der Nutzer diesen Aspekt negativ. Die eingeschränkte Flexibilität ließe sich, laut den Aussagen der Befragten, besonders durch den hohen Planungsaufwand, die verminderte Spontanität, die Einstellung und Nutzung der Mindestladung, das Punktesystem, welches zu einem bestimmten Verhalten „zwingt“, wenn man viele Punkte verdienen möchte, und die Notwendigkeit Einstellungen in einer Applikation vorzunehmen, um zu laden. Insgesamt war zu

beobachten, dass die Teilnehmer nach Nutzung des GL unentschlossen sind, ob die Vorteile gegenüber den Nachteilen überwiegen.
Bei der Auswertung der Eventtagebücher zum gesteuerten Laden, in denen die Nutzer während der gesamten Nutzungszeit aufgefordert waren, sämtliche positive und negative Ereignisse zu dokumentieren und bewerten, fiel auf, dass die Nutzer in beiden Phasen vorwiegend negative Ereignisse dokumentierten. In Phase 1 merkten die Teilnehmenden am häufigsten fahrzeugbezogene Ereignisse an, in Phase 2 hingegen waren es besonders infrastruktur- und fahrzeugbezogene Ereignisse.

Akzeptanz und Alltagstauglichkeit des GL-Systems
Bei der Frage nach spezifischen Verhaltensintentionen für die GL-Teilnahme (vor und nach mehrwöchiger Nutzung) gaben die Nutzer die meiste Zustimmung zu den Aussagen, vorrangig nachts und am Wochenende zu laden sowie das Fahrzeug möglichst lange an der Wallbox angeschlossen zu lassen. Die Teilnehmer stimmten außerdem weitgehend zu, zu versuchen, ihre Abfahrtszeiten einzuhalten und das Fahrzeug an die eigene Wallbox anzuschließen, wenn dies möglich ist. Die Absicht, Flexibilität, Sicherheitsladung und Mindestladung so gering wie möglich zu wählen war weitgehend bzw. eher vorhanden. Mit Ablehnung reagierten die Nutzer auf die Ziele, tagsüber unter der Woche zu laden, auf ungeplante Fahrten zu verzichten und die Sofortladefunktion zu präferieren. Das gesteuerte Laden wurde als effektiv für die Verbesserung der Stromversorgung eingeschätzt.
Für die Wahrnehmung der Alltagstauglichkeit des GL-Systems ergab sich über die Befragungen hinweg ein eher positives Bild. Das GL-Konzept wurde in Phase 1 und 2 als alltagstauglich und integrierbar beschrieben, diese Einschätzung sank minimal mit entsprechender GL-Erfahrung. Die Nutzer der Phase 1 und 2 vertrauten dem GL-System zu allen Befragungszeitpunkten.

Motivationale Aspekte
Hinsichtlich der Motivation konnten vor und nach der GL-Nutzung vor allem zwei Hauptmotive festgestellt werden: Das Motiv, einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien ins Stromnetz zu leisten, sowie der Beweggrund, einen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes zu leisten. Bezüglich der Erwartungen an das GL-Konzept war zu erkennen, dass die Nutzer einerseits annahmen, dass ihr Elektrofahrzeug umweltfreundlicher sei und sie durch GL zur grünen Stromversorgung sowie Netzstabilisierung beitrügen. Andererseits erwarteten sie auch einen höheren Planungsaufwand für Fahrten und Ladevorgänge. Insbesondere nach der mehrwöchigen GL-Nutzung sahen die Befragten ihr Einsparungspotenzial durch GL kritischer.
Bezüglich der motivationsbestimmenden Faktoren waren die Teilnehmer des Probebetriebs unentschieden. Zum einen ging die höchste Motivation für die Teilnahme am GL von der Identified Regulation aus, das heißt, dass die Ziele zwar nicht die eigenen waren, aber die Nutzer sich mit diesen identifizierten und somit teilnahmen. Andererseits war die Intrinsic Motivation beinahe genauso motivationsbestimmend, das heißt, die GL-Teilnehmer handelten, weil sie die Ziele aus eigenem Antrieb verfolgten.
Im Hinblick auf die Bewertung des GL-Bonussystems und des Verdienstes zeichnete sich über die Befragungszeitpunkte ein leichter Rückgang in der Zustimmung ab. So nahmen die Nutzer nach mehrwöchiger GL-Nutzung nicht mehr an, dass der Gewinn die Planungsaufwände für GL decken würde, und befürchteten zudem noch mehr, dass sie durch das Bonussystem keinen erheblichen Teil der Ladekosten sparen könnten. Die Befragten waren jedoch, trotz dieser Annahmen, auch nach mehrwöchiger Nutzung des GL mit dem erzielten Gewinn eher zufrieden.
Die verschiedenen Rückmeldungen in der App evaluierten die Teilnehmenden zwar als eher interessant, eine mehrheitlich motivierende Wirkung konnten die Nutzer allerdings einzig beim Feedback über die eigenen Bonuspunkte feststellen. Bei allen anderen Rückmeldungen waren die Ergebnisse zu deren Motivationspotenzial nicht eindeutig (Gutschrift per E-Mail, Ladeverlauf in der App und App-Anzeige eigener Bonuspunkte im Vergleich zur Community). Bei der Frage, welche GL-Verdienstformen die Nutzer als besonders attraktiv bewerten, wurden im Besonderen monetäre Verdienstmöglichkeiten favorisiert (z.B. Kostenersparnis auf Energiekosten durch Laden, Geldüberwei-

sung auf Konto, Bonuskilometer für Mietfahrzeuge). Ablehnend standen die Befragten Sachpreisen oder Umweltzertifikaten gegenüber.
Ob die Nutzer bereit wären, ihr Verhalten aufgrund kritischer Netzsituationen anzupassen, ließ sich nicht zweifelsfrei klären. Einerseits würden viele der Teilnehmer eine geringere Mindestladung im Falle einer kritischen Netzsituation nur unter bestimmten Bedingungen akzeptieren (z.B. bei einer größeren Batterieleistung, bei ausreichendem Ladestand für nächste Fahrt etc.). Andererseits würden die Befragten zumindest eher bereit sein, tagsüber auf eine Vollladung zu verzichten.

Lade- bzw. Nutzungsverhalten, Benutzerfreundlichkeit von GL und Identifikation von Nutzungsbarrieren

Schließlich wurden noch Ergebnisse zum Lade- bzw. Nutzungsverhalten, der Benutzerfreundlichkeit von GL aufbereitet und mögliche Nutzungsbarrieren identifiziert. Beim typischen Ladeverhalten erachteten es die Nutzer zu den verschiedenen Befragungen für wichtig, Sorgen bezüglich der Reichweite zu vermeiden und in jeder Situation einen ausreichenden Ladestand zu haben. Ein vollgeladenes Fahrzeug war den Nutzern nach GL-Nutzung aber weniger wichtig, das Bereitstellen des Fahrzeugs zur Netzstabilisierung und das Sammeln möglichst viele Punkte dafür schon eher. Als typische Gründe für das Laden kommunizierten die Befragten nach mehrwöchiger Nutzung die fehlende Reichweite für die nächste geplante Fahrt sowie die Nähe zur gewohnten Aufladeмöglichkeit. In einer durchschnittlichen Woche nach GL-Freischaltung luden die Nutzer ihr Fahrzeug ca. 44 Mal (Phase 1) bzw. 61 Mal (Phase 2), wovon insgesamt 92 % der Ladevorgänge an der eigenen Wallbox und davon 78 % gesteuert abliefen.
Die Auswertung der Ladetagebücher, in welchen die Fahrzeugnutzer aus Phase 1 und 2 ihr Ladeverhalten über einen Zeitraum von jeweils zwei Wochen dokumentierten, brachte zusätzliche Ergebnisse. So gaben die Nutzer an, die Ladevorgänge in den meisten Fällen selbst auszuführen. Weiterhin wurde nach Gründen für Ladevorgänge gefragt. Die angegebenen wichtigsten Gründe zu laden, waren für die Nutzer beider Phasen vor und nach der Freischaltung des gesteuerten Ladens, dass es sich „gerade anbietet“ bzw. „ein geringer Ladestand“. Die Nutzer gaben auch an, dass diese Gründe die wichtigsten sind, um gesteuert zu laden.
Die Zufriedenheit der Mehrheit der Nutzer mit dem Gesamtkonzept zum GL war nach mehrwöchiger Nutzung in beiden Phasen gegeben. Bezüglich der Einstellungen und Anpassungen, welche die Nutzer typischerweise in der GL-Applikation vornahmen, gaben die Nutzer an, dass sie die Parameter Flexibilität, Sicherheits- und Mindestladung nur sehr selten angepasst hätten, wohingegen die Abfahrtszeit verschieden häufig angepasst wurde. Die Nutzer wählten die Einstellungen über den gesamten Zeitraum hinweg so, dass sie zwischen komfortabel und zwingend notwendigen Parametern für die nächsten geplanten Fahrten lagen.
Die Einstelloptionen in der Applikation waren laut den Teilnehmern eher passend zu ihren Bedürfnissen.
Wenn die Nutzer anstelle des GL auf das Sofortladen zurückgriffen, hatte dies vornehmlich damit zu tun, dass sie keinen Zugriff auf GL hatten, eine Vollladung des Fahrzeugs sicherstellen wollten oder es technische Probleme gab. Auch andere Gründe, wie eine höhere benötigte Reichweite, spielten eine wesentliche Rolle.
Zum Thema Mobilitätseinschränkungen und wahrgenommene Planungsaufwände durch GL sahen die Befragten einerseits nach mehrwöchiger Nutzung einen höheren Planungsaufwand für Fahrten und einen geringeren Batteriestand durch GL und bewerteten dies eher als größere Herausforderung. Andererseits beurteilten sie ihre Flexibilität durch GL als eher nicht eingeschränkt und unternahmen ebenso nicht weniger Spontanfahrten im Vergleich zum Zeitraum vor der GL-Freischaltung.
Auf die Frage nach Verbesserungspotenzialen im GL nannten die Nutzer Aspekte auf Systemebene: Neben der Verfügbarkeit und Stabilität des Servers, einer kürzeren Ladedauer und einer größeren Flexibilität des GL-Ladezeitraumes nannten die Nutzer Verbesserungswünsche zum Incentivierungsmodell (z.B. höhere Rentabilität). Die Nutzer erwähnten technische Weiterentwicklungen (z.B. Rückspeiseoptionen), einen weiteren GL-Zugang und Push-up-Benachrichtigungen bei Problemen.

Darüber hinaus gaben die Befragten Gestaltungsvorschläge für die einzustellenden Parameter an. So wurden verschiedene Vorschläge geäußert, wie die Parameter zukünftig auswählbar sein sollten bzw. wie sie gestaltet werden sollten, wenn die Nutzer sie nicht frei einstellen könnten. Wenn sie die Einheiten für die Ladeanzeigen frei wählen könnten, würden die Nutzer sowohl bei der Sicherheits- als auch bei der Mindestladung mehrheitlich eine kombinierte Anzeige der Parameter in Prozent und in Kilometern präferieren. Der präferierte Eingabeort für alle GL-relevanten Informationen war für die Nutzer das Smartphone. Dennoch wurde der Wunsch nach weiteren GL-Zugängen für sich selbst oder weitere Fahrzeugnutzer geäußert, zum Beispiel über ein Webportal.

6.1.2. Zusammenfassung der Ergebnisse aus Phase 3

Phase 3 unterschied sich von Phase 1 und 2 insbesondere in dem Punkt, dass das GL-System über Tag implementiert wurde und sich die Wallbox am Arbeitsplatz der Teilnehmenden befand. Es nahmen erneut 10 Nutzer am Probebetrieb teil, die größtenteils keine Erfahrung mit GL hatten und im Schnitt elektronischen Geräten gegenüber positiv eingestellt waren. Die 10 männlichen Teilnehmer mit hohem Bildungsniveau waren im Mittel 38 Jahre alt und beruflich hauptsächlich in der Forschung und Entwicklung tätig. Die Mehrheit der Nutzer hatte vor allem wochentags eher geregelte, also planbare Tagesabläufe und noch mindestens einen weiteren Pkw neben dem ActiveE zur Verfügung.

Erfahrungen mit GL
Die Nutzer gaben ausführlich Auskunft über ihr Ladeverhalten und ihre Erfahrungen mit GL. Es gab positive und negative Nennungen. Negative Erfahrungen wurden vornehmlich aus drei Bereichen genannt: Kommunikations- und Serverprobleme, Reichweitenprobleme sowie unterbrochene oder ausgebliebene Ladeprozesse. Mit Blick auf die verbalisierten Vor- und Nachteile von GL ließen sich zwei verschiedene Vorteile unterscheiden: persönliche (z.B. finanzielle Vorteile, erhöhte Tagesstrukturierung) vs. globale Vorteile (z.B. Beitrag zur Netzstabilisierung). Auf der Seite der Nachteile sprachen die Nutzer neben allgemeinen Nachteilen von Elektroautos (z.B. mangelnde Reichweite) speziell Einbußen in Spontaneität und Flexibilität sowie den erhöhten Planungsaufwand an. Insgesamt schätzten die Nutzer der Phase 3 die Vorteile allerdings gewichtiger ein.
Die Analyse der Eventtagebücher zum gesteuerten Laden, in denen die Nutzer während der gesamten Nutzungszeit aufgefordert waren, sämtliche positive und negative Ereignisse zu dokumentieren und bewerten, ergab, dass sich die im Schnitt neutral bewerteten Ereignisse überwiegend auf das Fahrzeug (z.B. Fahrzeugeigenschaften) oder auf die Infrastruktur (z.B. Verbindungsprobleme) bezogen. Positiv wurden besonders die Begeisterung für und das Image des Fahrzeugs evaluiert, negativ hingegen etwaige Verbindungsprobleme sowie die eingeschränkte Mobilität durch GL.

Alltagstauglichkeit des GL-Systems
Die Alltagstauglichkeit des GL-Systems wurde nach Nutzung von GL als sehr positiv eingeschätzt. Die Nutzer stimmten zu, dass GL leicht in den Alltag integrierbar gewesen sei und sie nicht in ihrem Alltag eingeschränkt hätte.

Motivation
Hinsichtlich der Motivation ist ersichtlich, dass der Hauptgrund für die Teilnahme der Nutzer am GL in Phase 3 am ehesten die Möglichkeit war, einen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes zu leisten. Weiterhin waren auch der Beweggrund, einen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien ins Stromnetz zu leisten, sowie ein Pflichtgefühl für viele der Nutzer relevant.

Lade- bzw. Nutzungsverhalten, Benutzerfreundlichkeit von GL und Identifikation von Nutzungsbarrieren
Zum größten Teil wurde das Elektroauto in Phase 3 für den Hin- und Rückweg zur Arbeit genutzt (62 %), danach folgten private Fahrten (35 %). Für Dienstfahrten während der Arbeitszeit nutzten die Teilnehmer den ActiveE nur in Ausnahmefällen (3 %).

Typischerweise haben die Nutzer nach eigenen Einschätzungen ihr Fahrzeug durchschnittlich 6-mal pro Woche geladen, davon 5 Mal gesteuert. Dabei stimmten sie zu, den Ladezustand häufig zu kontrollieren und lieber öfter zu laden. Sie sollten weiterhin angeben, was die Gründe für Sofortladen anstatt des Modus Gesteuertes Laden waren. Dabei gaben die Nutzer vor allem die Sicherstellung einer Vollladung des Fahrzeugs, den fehlenden Zugriff auf GL oder technische Probleme an.
Verbesserungspotenziale sahen die Probebetriebsteilnehmer aus Phase 3 in der Applikation (z.B. mehr Informationen zum Fahrzeug oder Ladestand), der Stabilität der Kommunikation, bei der Verlagerung des GL-Systems in das Fahrzeug, einer kürzeren Ladedauer sowie der Verwendung eines Ersatzakkus. Sollten die Nutzer ein ideales GL-System am Arbeitsplatz beschreiben, so bewerteten sie die Umsetzung im Probebetrieb bereits positiv, wünschten sich jedoch beispielsweise andere bzw. weitere Schnittstellen, eine Schnellladefunktion für dringende Fahrten oder generell ein hohes Engagement und Interesse des Arbeitgebers bzgl. des GL-Systems.

6.2. Konzeption des Probebetriebs

Das Konzept für die Phasen 1 und 2 sah nach der Fahrzeugübergabe an die Teilnehmer zunächst eine Gewöhnung vor, in welcher die Teilnehmer die Möglichkeit hatten, sich mit dem Elektrofahrzeug und dem ungesteuerten Laden des Fahrzeugs vertraut zu machen. Sechs Wochen nach Fahrzeugübergabe sollte das GL-System zur Nutzung freigeschaltet werden und der neue Lademodus „Gesteuert Laden“ für die Nutzer verfügbar sein.
Der erste Befragungszeitpunkt für beide Nutzungsphasen fand als Online-Befragung statt (Befragungszeitpunkt preT0). Außerdem waren im Konzept drei persönliche Befragungen (Befragungszeitpunkte T0; T1; T2) definiert. Der erste individuelle Befragungstermin fand direkt vor der Freischaltung des gesteuerten Ladens statt (Befragungszeitpunkt T0). Aufgrund von Veränderungen hinsichtlich der Rahmenbedingungen in der ersten Probebetriebsphase (siehe Teilberichte weiterer Teilpakete), die eine Verlängerung der Nutzung ohne Ladesteuerung von drei auf acht Wochen zur Folge hatte, musste die anfängliche Konzeption umgestellt werden. Das Konzept für Phase 1 sah daher nur zwei persönliche Befragungszeitpunkte (T0; T1) vor (vor Freischaltung des gesteuerten Ladens T0 und nach mehrwöchiger Nutzung T1). Phase 2 hingegen bot die Möglichkeit einer dritten persönlichen Befragung zum Ende der Nutzungsphase (T2). Die Ergebnisse aus T2, die einen zusätzlichen Erkenntnisgewinn bieten, werden im Folgenden in den Ergebnissen des AP 5.4 berichtet. Sie sollten allerdings, aufgrund der kleineren Stichprobe ($N = 10$), lediglich als Tendenz interpretiert werden. Abbildung 37 zeigt den Ablauf des Probebetriebs für die Phasen 1 und 2.

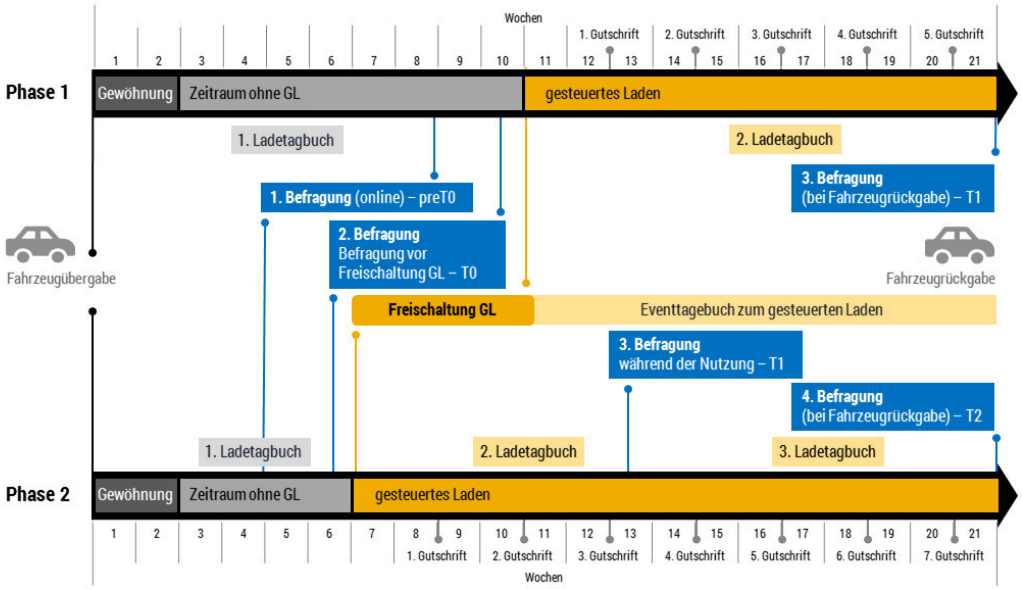


Abbildung 37: Ablauf der Probebetriebsphasen 1 und 2 (AP 5.4).

Das Konzept für Phase 3 des Probebetriebs wurde aufgrund des anderen Nutzungskontextes anders gestaltet (Abbildung 38). In Phase 3 sollten die Nutzer tagsüber am Arbeitsplatz gesteuert laden. Nach der Fahrzeugübergabe hatten die $N = 10$ Nutzer eine dreiwöchige Gewöhnung bis zur Freischaltung GL. In dieser Zeit fand die erste Befragung (Befragungszeitpunkt T0) statt. Diese wurde online durchgeführt. Die persönliche Abschlussbefragung (Befragungszeitpunkt T1) wurde dann zur Fahrzeugrückgabe nach der gesamten Nutzungszeit des GL durchgeführt.

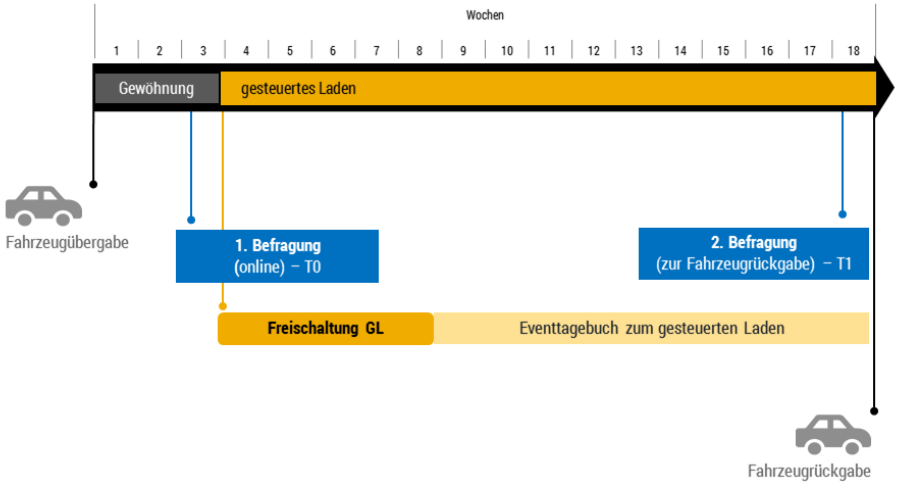


Abbildung 38: Ablauf der Probebetriebsphase 3 (AP 5.4).

Im Folgenden sind die verwendeten Methoden aus den Probebetriebsphasen erläutert.

Onlinefragebogen (Phase 1, 2 und 3)

Im Vorfeld des ersten persönlichen Befragungstermins in Phase 1 und 2 (Befragungszeitpunkt preT0) sowie vor dem Start GL in Phase 3 (Befragungszeitpunkt T0) füllten die Teilnehmer einen Onlinefragebogen aus, der mit dem Online-Befragungs-Tool LimeSurvey 2.00+ (5) programmiert wurde. Die Themenschwerpunkte waren unter anderem die Erfahrung mit Elektrofahrzeugen und intelligenten Ladekonzepten, Vorwissen zu Integration von erneuerbaren Energien und Stromnetzstabilisierung, Begeisterung für Technik und Einstellung zum Thema Datenschutz und Privatsphäre. Die Bearbeitung beanspruchte in allen drei Phasen 30 bis 60 Minuten.

Paper-Pencil-Fragebogen (Phase 1 und 2)

Bei den individuellen Befragungsterminen vor Ort (Befragungszeitpunkte T0, T1, T2) bearbeiteten die Nutzer Paper-Pencil-Fragebögen. Zum ersten persönlichen Befragungstermin bestand der Fragebogen aus zwei Teilen. Im ersten Teil wurde hauptsächlich das Thema Ladeverhalten (in Anlehnung an Krems (2) und Franke et al. (21)) abgefragt. Im Anschluss daran erhielten die Nutzer eine standardisierte Einweisung in das Konzept des gesteuerten Ladens sowie in das Bonussystem durch den Interviewer. Der zweite Teil des Fragebogens erfasste vorwiegend Erwartungen an das System des gesteuerten Ladens. Im Fragebogen am Ende der Nutzungsphasen standen die Erfahrungen der Nutzer mit dem gesteuerten Laden im Vordergrund. Die Nutzer wurden unter anderem zu den Beweggründen zur Teilnahme am gesteuerten Laden, zum Vertrauen in das System (22), zur Alltagstauglichkeit des Konzepts, ihren Verhaltensintentionen und Erwartungen an das GL-System (23), der wahrgenommenen Verhaltenskontrolle (23), zur Motivation für die Teilnahme sowie zu etwaigen Mobilitätseinschränkungen und wahrgenommenen Planungsaufwänden durch GL (6) befragt. Im Fokus dieser Abschlussbefragungen standen ebenso die Evaluation des Bonussystems und die Bewertung der Benutzerfreundlichkeit des Systems sowie die Usabilitybewertung der Applikation durch die Teilnehmer.

Computergestützter Fragebogen (Phase 3)
In Phase 3 gab es eine persönliche Befragung zum Abschluss der Nutzungsphase (Befragungszeitpunkt T1). Dabei lag der Befragungsfokus auf den Erfahrungen zum gesteuerten Laden sowie dessen Vor- und Nachteilen während dieser Testphase. Im zweiten Teil der Befragung standen Ideen für zukünftige Systemausgestaltungen im Mittelpunkt.

Antwortskalen in den eingesetzten Fragebögen (Phase 1, 2 und 3)
Sofern nicht anders in den folgenden Ergebnissen vermerkt wurde die Zustimmung auf einer sechsstufigen Skala mit durchgehend verbaler Verankerung abgefragt (Tabelle 9).

Tabelle 9: Verwendete Antwortskala in den Befragungen des Probebetriebs (AP 5.4).

Skala Zustimmung	
1 = stimmt gar nicht	4 = stimmt eher
2 = stimmt weitgehend nicht	5 = stimmt weitgehend
3 = stimmt eher nicht	6 = stimmt völlig

Interviews (Phase 1, 2 und 3)
Neben den Fragebögen kamen bei den individuellen Befragungsterminen zu den Befragungszeitpunkten T0, T1 und T2 strukturierte Interviews zu verschiedenen Aspekten zum Einsatz, zum Beispiel wurde nach den Erfahrungen mit dem gesteuerten Laden, den Vor- und Nachteilen des gesteuerten Laden und Verbesserungsmöglichkeiten gefragt. Die Audioaufnahmen der Interviews aus den einzelnen Phasen wurden verschriftlicht. Die Kategorisierung der Aussagen und die Auswertung fand mit Hilfe einer Software zur qualitativen Datenanalyse (MAXQDA 11 (15)) statt.

Usabilitybewertung der Smartphone-Applikationen (Phase 1 und 2)
Im Rahmen des zweiten Befragungstermins konnten die Nutzer die verschiedenen Screens und Funktionen der im Projekt entwickelten Smartphone-Applikationen im Hinblick auf ihre Gestaltung und Nützlichkeit bewerten. Dabei wurden alle Screens mit ihren jeweiligen Funktionen den Nutzern vorgelegt und diese konnten mittels Klebepunkten und persönlichen Anmerkungen die Screens bewerten. Anschließend füllten die Teilnehmer zwei standardisierte Instrumente zur Bewertung der Usability der Applikation aus (13) (14). Die Ergebnisse dazu sind im AP 5.3 (Abschnitt 5.3.5) zu finden.

Ladetagebücher (Phase 1 und 2)
Anhand von Ladetagebüchern (in Anlehnung an Krems (2) und Franke und Krems (24)) dokumentierten die Nutzer ihr Ladeverhalten über einen Zeitraum von zwei Wochen. Die Eintragungen sollten einen realistischen Eindruck der Integration des (gesteuerten) Ladens in den Alltag sowie der Motive des Nutzers abbilden, das Fahrzeug (gesteuert) zu laden. Das Ladetagebuch erfasste unter anderem die Ladehäufigkeit, den Lademodus, den Ort des Ladevorgangs sowie den Grund zum Laden.
In Phase 1 und 2 des Probebetriebs füllten die Nutzer jeweils zwei Ladetagebücher aus. In Phase 2 wurde noch ein zusätzliches Ladetagebuch ausgehändigt.

Eventtagebuch zum gesteuerten Laden (Phase 1, 2 und 3)
Die Nutzer aller drei Probebetriebsphasen bekamen persönlich ein Eventtagebuch zum Dokumentieren und Bewerten von Ereignissen ausgehändigt. Dieses wurde in Anlehnung an Schmehl, Deutsch, Schrammel, Paletta und Tscheligi (25) gestaltet. Dabei sollten alle positiven und negativen Ereignisse, die im Zuge der Nutzung des gesteuerten Ladens auftraten, dokumentiert werden. Das Eventtagebuch sollte einen realistischen Einblick in die alltägliche Nutzung des gesteuerten Ladens ermöglichen. Die Nutzer hatten die Möglichkeit, zusätzlich zur reinen Dokumentation auch Verbesserungsvorschläge zu den dokumentierten Ereignissen zu unterbreiten. Die Tagebücher sollten jeweils über die ganze Nutzungsphase geführt werden. Zusätzlich wurde in Phase 2 und 3 dazu noch ein USB-Stick ausgehändigt zur Speicherung etwaiger Bilder oder Screenshots.

Messdaten (Phase 1, 2 und 3)
Im Probebetrieb wurden, neben den durch die Befragungen und Tagebücher erfassten Daten, verschiedene Messdaten erfasst und aufbereitet, unter anderem Eingabedaten der Nutzer in die Applikation, Daten des Ladevorgangs an der Wallbox und Daten zum Fahrverhalten. Ausgewählte Indikatoren dieser Messungen wurden in die Auswertungen der Nutzerangaben in die Ergebnisdarstellung von AP 5.4 einbezogen. Entsprechende Auswertungen objektiver Daten sind an den relevanten Stellen des Ergebnisberichts zu finden.

6.3. Ablauf der Phasen 1 und 2 des Probebetriebs

Die Phase 1 des Probebetriebs umfasste den Zeitraum März bis Juli 2014. Nach Auswahl der $N = 10$ Nutzer aus dem Bewerberpool wurden individuelle Termine für die technische Einweisung in das Fahrzeug durch den Projektpartner BMW vereinbart. Die Fahrzeugübergabe an die Nutzer erfolgte in Phase 1 im Rahmen einer Veranstaltung in Anwesenheit der Projektpartner. Bei diesem Termin wurde den Nutzern auch das erste Ladetagebuch (in Anlehnung an Krems (2) und Franke und Krems (24)) übergeben. Für den ersten Befragungszeitpunkt wurde zum einen eine Einladung zu einer Online-Befragung versandt und zum anderen telefonisch ein Termin für die persönliche Befragung in Berlin vereinbart. Zum Termin der ersten persönlichen Befragung wurden den Nutzern die personalisierten Zugangsdaten der Smartphone-Applikation für das gesteuerte Laden übergeben. Die zweite und abschließende persönliche Befragung fand zeitgleich mit der Fahrzeugrückgabe in Berlin statt. Vor diesem Befragungstermin füllten die Nutzer erneut ein Ladetagebuch aus.
In der zweiten Phase wurden ebenfalls alle Erhebungsinstrumente (Abschnitt 6.2), die bereits in Phase 1 zum Einsatz kamen, verwendet. Dazu zählten Onlinefragebögen, Paper-Pencil-Fragebögen, Interviews, die Evaluation der Usability der Smartphone-Applikation sowie Ladetagebücher. Außerdem wurde auch in Phase 2 ein Eventtagebuch zum gesteuerten Laden ausgehändigt, das den Nutzern zur Dokumentation und Bewertung von Ereignissen diente. Hier wurde allen Nutzern zusätzlich ein USB-Stick für die Nutzungsphase ausgehändigt, um ggf. Screenshots, Bilder und Dateien zu dokumentieren.
Die zweite Phase startete im August 2014 und endete planmäßig im Januar 2015 (Abbildung 37). Nach Auswahl der $N = 10$ Nutzer für Phase 2 wurden individuelle Termine für die technische Einweisung in das Fahrzeug durch den Projektpartner BMW durchgeführt. Zu diesem Termin wurde das erste Ladetagebuch übergeben. Die erste Befragung wurde, wie in Phase 1, online durchgeführt. Die zweite Befragung erfolgte dann persönlich vor Ort. Zu diesem Termin fand außerdem die Einweisung in die Smartphone-Applikation zum gesteuerten Laden statt. In Phase 2 benutzten 9 von 10 Nutzern die iOS-Version der Applikation. Ein Nutzer nahm die Einstellungen zum gesteuerten Laden mit der entwickelten Android-Applikation vor. Nach sieben bis elf Wochen Nutzung des gesteuerten Ladens fand dann eine weitere persönliche Befragung statt, in der unter anderem auch die Smartphone-Applikationen durch die Nutzer evaluiert wurden. Phase 2 ermöglichte, aufgrund des längeren Zeitraums des gesteuerten Ladens, den Einsatz von drei Ladetagebüchern. Die Abschlussbefragung, gekoppelt mit der Fahrzeugrückgabe, fand Ende Januar beziehungsweise Anfang Februar 2015 statt.

6.4. Beschreibung der Nutzer der Probebetriebsphasen 1 und 2

Auf Basis der von den Projektpartnern eingebrachten Auswahlkriterien, welche sowohl wissenschaftliche Kriterien als auch technische Voraussetzungen beinhalteten, wurde vom Projektpartner BMW im TP 6 in Kooperation mit der TU Chemnitz ein Fragebogen zur Nutzerauswahl für die ersten beiden Phasen erstellt. Dieser Bewerbungsfragebogen wurde von der TU Chemnitz in dem Online-Befragungs-Tool LimeSurvey 2.00+ (5) umgesetzt. Die Freischaltung dieses Online-Bewerbungsfragebogens für den Probebetrieb startete planmäßig im August 2013. Für die Phasen 1 und 2 bewarben sich 309 Personen für eine Teilnahme am Probebetrieb. Das durchschnittliche Alter

der Bewerber betrug 38 Jahre. Der Frauenanteil lag bei 9 %. Die Mehrheit der Bewerber gab an, über Abitur oder einen höheren Bildungsabschluss zu verfügen.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der ersten Online-Befragung (preT0) angeführt. Unter den $N = 20$ ausgewählten Nutzern in Phase 1 und 2 waren zwei Teilnehmerinnen. Das durchschnittliche Alter betrug 49 Jahre (Spanne: 32 bis 61 Jahre). Die 20 Nutzer verfügten über ein hohes Bildungsniveau: Alle Nutzer hatten Abitur oder einen höheren Abschluss (14 FH-/Uni-Abschluss; 5 Meisterausbildung; 1 Abitur). Die Berufsgruppen waren vielfältig vertreten (zum Beispiel Geschäftsführer, Projektleiter, Professor, Facharzt, Techniker, Sacharbeiter).
Allen Nutzern stand neben dem ActiveE noch mindestens ein weiterer Pkw im Haushalt zur Verfügung. Acht Nutzer verfügten nur noch über einen weiteren Pkw. Zwölf Nutzer hatten neben dem ActiveE zwei oder mehr Pkw während der Projektteilnahme zur Verfügung. Lediglich zwei der Nutzer, in deren Haushalt es neben dem ActiveE nur noch einen weiteren Pkw gab, verzichteten auf dessen Nutzung während des Probebetriebs.
Der überwiegende Teil der Nutzer hatte keine Erfahrung mit gesteuertem Laden von Elektrofahrzeugen. Die Befragten hatten im Mittel eher eine positive Einstellung zu elektronischen/technischen Geräten, beschrieben sich als kompetent im Umgang mit elektronischen Geräten und waren begeistert von diesen.

6.5. Ergebnisse aus Phase 1 und 2 des Probebetriebs

Im Folgenden sind, sofern nicht anders gekennzeichnet, die integrierten Ergebnisse der Probebetriebsphasen 1 und 2 dargestellt. Dabei liegt der Fokus auf den Erfahrungen der Teilnehmer mit GL, der Akzeptanz und Alltagstauglichkeit des GL-Systems, der Motivation zur Teilnahme sowie dem Nutzungsverhalten, der Benutzerfreundlichkeit und der Identifikation etwaiger Nutzungsbarrieren.

6.5.1. Nutzererfahrungen mit gesteuertem Laden

Die Erfahrungen mit GL wurden mittels verschiedener Erhebungsmethoden erfasst. In den Interviews wurden die Nutzer nach ihren persönlichen Erfahrungen sowie Vor- und Nachteilen des gesteuerten Ladens gefragt. Des Weiteren machten sie Angaben dazu im Fragebogen und füllten das Eventtagebuch zum gesteuerten Laden aus. Die Ergebnisse werden im Folgenden dargestellt.

Berichtete Erfahrungen mit dem gesteuerten Laden
Im Interview nach mehrwöchiger Nutzung konnten die Nutzer ihre Erfahrungen mit dem neuen Ladekonzept berichten. Die Nennungen von $N = 15$ Nutzern der ersten und zweiten Probebetriebsphase beinhalteten positive Aspekte, die beispielsweise folgendermaßen von den Nutzern formuliert wurden:

> *„Also **im Prinzip ist es relativ einfach, wenn man das System verstanden hat**. Anstecken, Uhrzeit eingeben, sich klar sein, wann, wie man es braucht. Und der Rest funktioniert ja eigentlich dann, hoffentlich, von alleine.“ [TN A02]*

> *„Ja also, meine Erfahrung mit dem gesteuerten Laden sind eigentlich ganz positiv, weil es **nicht so kompliziert ist, wie ich am Anfang vielleicht gedacht habe**. […] Manchmal vergisst man es auch am Anfang, das ist jetzt mittlerweile nicht mehr so. Dadurch ist es einfacher geworden, dass ich routinierter/ Ich empfinde es jetzt für mich als **routinierter**.“ [TN B02]*

> *„Ansonsten fand ich es jetzt eher **relativ leicht zu integrieren**, in den normalen Laderhythmus. Und […] ich habe ja auch relativ, sieht man ja auch an den Einstellungen […] relativ wenig geändert. **Ich habe im Endeffekt nur die Abfahrtszeiten verändert**.“ [TN B03]*

Im Interview berichteten $N = 3$ Nutzer, dass sie GL an sich nicht negativ erlebt haben und dennoch GL weniger intensiv oder nicht mehr aktiv genutzt haben beziehungsweise es als nicht nutzbar einstufen. Sie begründeten dies unter anderem damit, dass die technischen Gegebenheiten beim Fahrzeug und die Lebensumstände zu einem subjektiv zu geringen Potenzial für GL führten.

> *„Aber natürlich bin ich auch in meine eigenen Fallen geschlittert, indem ich gesteuertes Laden gemacht habe und musste dann unterwegs einfach das Auto wechseln, weil es absehbar war, dass ich nicht weiter komme. Das war aber dann/ ja, ich konnte jetzt nicht zurück nochmal schnell laden, sondern es war dann einfach so.* ***Und seitdem bin ich im Prinzip wieder von dem gesteuerten Laden weg.*** *Weil ich sage, es ist kein Potenzial da, um zu steuern bei mir. 100 km ist nicht viel. Und ich bin sehr oft auch mit einer einzelnen Zahl Zuhause angekommen. Also ein bisschen auch Abenteuer dabei.* ***Die Technik ist sehr zuverlässig****, berät dann auch sehr zuverlässig, sodass das möglich ist, aber, es darf ja nichts groß dazwischen kommen.“ [TN B09]*

> *„Nicht nutzbar, ja.* ***Wenn ich eine Batterie hätte, Reichweite, ich sag mal 200 bis 300 km, dann könnte ich gesteuertes Laden sinnvoll einsetzen.*** *Weil ich sage, morgen brauche ich nur 100 km fahren, ich brauche es nicht vollknallen, dann kann man das machen, aber mit der kleinen Batterie, nein. Und vor allem die ewig lange Ladedauer.“ [TN A06]*

Insgesamt $N = 13$ Nutzer schilderten negative Aspekte in ihren Erfahrungsberichten. Dabei wurden Probleme beim Laden ($N = 8$), negative Erfahrungen mit dem System beziehungsweise der Applikation ($N = 4$) und der empfundenen eingeschränkten Flexibilität ($N = 3$) bis hin zum Bonussystem ($N = 3$) berichtet. Zu den am häufigsten genannten Problemen beim Laden zählte vor allem die technische Unzuverlässigkeit:

> *„Also absolut, also bei mir war es absolut in dem Sinne eine Katastrophe, weil ich konnte auch da keinen für begeistern, wenn ich draufdrücke und jedes Mal kriege ich nur "Keine Kommunikation". Mit dem Handy, also das ist das Einzige, wo ich auch sagte, da könnte man auch nochmal sehen, ob man das nochmal besser draufspielen kann.* ***Sinnvoll, aber noch nicht ausgereift.****“ [TN B04]*

> *„Also, was mir im Moment sofort einfällt, als negativer Punkt, ist, dass es bisher offensichtlich noch nicht wirklich so richtig stabil ist, das System. Also es gab sehr viele, für meine Geschmack zu viele, Probleme,* ***System- also Serverausfälle*** *oder ja, oder auch* ***Kommunikationsschwierigkeiten****, wo halt nicht geklärt werden konnte, ob das nun an meiner Hardware da liegt oder Internetverbindung, wo/ was auch immer. Und da habe ich mir so überlegt, das sind im Moment zehn Nutzer, wo es Probleme gibt. Was passiert, wenn das dann Tausende sind? Also das halte ich schon ein bisschen für bedenklich.“ [TN B03]*

> *„Gut. Ähm.. Also, wie ich es empfand? Also es war, abgesehen davon, dass der Server selten ging, also das war ein bisschen arg ... ähm, ungünstig. Nein, das hat ganz schön* ***genervt****.“ [TN B05]*

> *„Also ich hatte* ***kein so gutes Gefühl*** *dabei. Es war halt immer so* ***unsicher****: Hat das jetzt geklappt mit den Punkten? Hat das geklappt mit dem gesteuerten Laden?“ [TN A08]*

> *„Ich glaube, da muss noch ein bisschen arg daran rumgefeilt werden, etwas stabiler gehalten werden.“ [TN A04]*

> *„Da hab ich mich ein paar Mal drüber* ***geärgert****. Wie gesagt, öfters gab‘s dann wirklich Serverprobleme und dann war‘s mal die Übertragung. […] Wirklich* ***noch in den Kinderschuhen****.“ [TN A03]*

Zum Bonussystem und der Stromkostenersparnis äußerten $N = 3$ Nutzer kritische Punkte. Dabei argumentierte ein Nutzer, dass er aufgrund der als gering empfundenen Ersparnis die Nutzung des gesteuerten Ladens einstellte:

> *„Und dann habe ich gegen Ende einfach das gesteuerte Laden eingestellt, weil ja die **Ersparnisse**, die Stromkosten **minimal** waren und das nicht wirklich als so einen starken Anreiz gesehen habe, dass ich das dann mit dem gesteuerten Laden genutzt habe und habe dann bei Bedarf dann gleich sofort Laden gemacht." [TN A10]*

> *„Und ein Problem zusätzlich ist, was dadurch entsteht, ist, dass ja momentan wie das System jetzt war, nach Ladevorgängen so eingerichtet. So ein starres Bonussystem halte ich persönlich für eine Implementierung in der späteren Wirtschaft für absolut ungeeignet, weil momentan wäre so das System: du kriegst 80 Cent pro Ladevorgang maximal. Eigentlich dann unabhängig davon, ob und wie viel Strom du verbrauchst überhaupt. Ja, es war einfach ein fester Wert pro Ladevorgang. Das ist dann eigentlich Quatsch. Können sie dann Situationen erzeugen, wo ich dann eigentlich die ganze Zeit Gutschriften bekomme und gar nicht Strom verbrauche sozusagen. Das muss ja irgendwie mit dem Stromtarif gekoppelt sein." [TN A05]*

Als wenig geeignet für ihre Bedürfnisse sahen $N = 2$ Nutzer den Zeitraum, in welchem gesteuert geladen werden konnte:

> *„Es gibt, zumindest habe ich das bemerkt, einen großen Nachteil. Sie schränken das gesteuerte Laden durch die Punktevergabe ein, von abends 20 Uhr bis morgens 8 Uhr. Und das ist schlecht. […] **Also für mich wäre es besser gewesen, das gesteuerte Laden 24 Stunden täglich machen zu können. Und dann nicht dafür bestraft zu werden, dadurch dass ich keine Punkte kriege, wenn ich tagsüber lade.** Ich denke es sollte, wenn es machbar ist, so geregelt werden, dass immer dann, wenn Strom aus regenerativen Quellen zur Verfügung steht, das Fahrzeug geladen werden kann. Punktesystem ist sowieso so eine Sache, also." [TN B07]*

> *„Es ist halt noch ein bisschen ungünstig, finde ich, dass man einen Rahmen vorgibt, von 20 bis 8 Uhr. **Für mich ist es eigentlich ungünstig, sich in diesem Zeitfenster zu bewegen.** Weil erstens: bis acht Uhr, dass man erst um acht Uhr wegfährt, das ist ungünstig, also es wird auf jeden Fall früher. Und dass man abends auch mal vielleicht, ich sage mal, die schönste Zeit zum Einkaufen gehen, ist ab 19 Uhr. Weil da sind die Geschäfte leer. Und das bedeutet, man kommt auch erst nach 20 Uhr nach Hause. Und selbst als ich noch ganz normal angestellt war und äh, bin ich trotzdem nach der Arbeit/ Also ... selten, dass ich vor 20 Uhr zu Hause war, also. Von daher, empfand ich dieses/ ich finde die App an sich ist durchdacht, aber **der Gedanke, der dahinter steht, ist nicht durchdacht. Er ist nicht kundenorientiert**." [TN B05]*

Bezüglich der negativen Auswirkung von GL auf die Flexibilität und die Reichweite gaben $N = 2$ Nutzer Anmerkungen ab. Eine Äußerung dazu war beispielsweise:

> *„Ansonsten, durchs gesteuerte Laden ging halt nochmal in der Praxis ein bisschen Reichweite verloren. Dadurch, weil das über die Punkte ja auch so gesteuert war. Dass man einen Anreiz hatte, das Auto eben nicht voll zu laden. Hat man es eben auf so eingestellt, um ein bisschen Punkte zu maximieren, sag ich mal." [TN A07]*

Im Interview zeigten sich $N = 3$ Nutzer enttäuscht darüber, dass sie nicht erlebt haben, dass ihr Fahrzeug über die Mindestladung hinaus geladen wurde, das ein Nutzer zum Beispiel so äußerte:

> *„Ich habe kein gesteuertes Laden erlebt. Bei den ersten Malen, wie gesagt, habe ich einfach immer Mindestladung 50 Prozent angegeben und auch wenn ich dachte, oder wusste, dass mir die 50 Prozent vielleicht knapp sind, dachte ich: na egal, paar Prozent werden wohl noch aus Stromspitzen oder so geladen werden können, nachdem das dann immer mehrere Male nicht war. […] Aber wie gesagt, das kam nie." [TN A05]*

Die $N = 10$ Nutzer der Phase 2 konnten zur Befragung bei Fahrzeugrückgabe (T2) ihre Erfahrungen mit der Ladesteuerung zwischen den beiden Befragungszeitpunkten T1 und T2 schildern. Zusammenfassend bewerteten $N = 3$ Nutzer die letzten Wochen dieser Nutzungsphase positiv. Weitere $N = 2$ Nutzer konnten keine Veränderungen im Vergleich zu T1 berichten. Weitere $N = 5$ Nutzer erwähnten negative Aspekte, wobei die Nutzer vorrangig Probleme mit dem Laden berichteten, die ein Nutzer folgendermaßen beschrieb:

> *„Also jetzt zuletzt hat es ja zwei Mal ein bisschen technische Schwierigkeiten gegeben. Und die ja, ich sage mal, meine Begeisterung so ein bisschen jetzt getrübt haben. Wobei ich inzwischen nachvollziehen kann, woher das kam und da auch schon ein bisschen schon wieder drüber hinweg war." [TN B02]*

Erneut kommentierte ein Nutzer zur Fahrzeugrückgabe in Phase 2 (T2) den Aufwand in Verbindung mit dem gesteuerten Laden:

> *„Also grundsätzlich ist mir aufgefallen, dass meine Meinung langsam geht Richtung "Das ist mir viel zu kompliziert." Also es war immer so viel einzustellen und das habe ich dann auch gerne mal wieder vergessen oder mich dann irgendwie falsch was eingestellt. Das merke ich jetzt im Laufe der Zeit, dass das so ein bisschen einfacher wäre, angenehmer." [TN B06]*

Wahrgenommene Vor- und Nachteile des gesteuerten Ladens

Die Teilnehmer des Probebetriebs wurden in den Interviews sowohl vor GL-Freischaltung als auch nach der mehrwöchigen Nutzung des GL zu den von ihnen wahrgenommenen Vor- und Nachteilen des gesteuerten Ladens befragt. Für die Auswertung wurden die Antworten kategorisiert.

Zu beiden Befragungszeitpunkten wurden der finanzielle Aspekt ($N_{T0} = 11$; $N_{T1} = 10$) und die Stabilisierung des Stromnetzes ($N_{T0} = 11$; $N_{T1} = 8$) am häufigsten als Vorteile des gesteuerten Ladens genannt.

> *„Also der Vorteil liegt natürlich auf der Hand, je mehr man sich daran hält sozusagen, an das gesteuerte Laden, desto größer ist im Prinzip dann ein finanzieller Vorteil, den man durch das Sammeln der Punkte erreicht." [TN A04, T0]*

> *„Ja, der Vorteil ist ja erstmal jetzt der Anreiz dieser Rückvergütung, ja." [TN B02, T1]*

> *„Ist für mich sinnvoll, weil ja diese Stromspitzen und dieser Verbrauch, wenn man den dann steuern kann, oder die Überlast puffern kann, ist das wahrscheinlich sehr sinnvoll. Also wenn dann viele Autos sind - da geht ja wahrscheinlich der Trend hin, dann hat man da mehr als irgendwelche Pumpspeicherwerke oder irgendwelche sonst wie aufwändigen chemischen Speicher." [TN B08, T0]*

> *„Die Vorteile: Also der Gedanke, das Stromnetz damit zu stabilisieren, zu entlasten, zu unterstützen, find ich gut." [TN A06, T1]*

Zu T0 bezogen sich manche Nutzer auf den generellen Vorteil für die Umwelt und die allgemein bessere Nutzung von erneuerbaren Energien ($N_{T0} = 5$) durch das gesteuerte Laden. Wohingegen zu T1 die verbesserte Integration von erneuerbaren Energien durch GL explizit thematisiert wurde ($N_{T1} = 4$).

> *„[…] die Umweltbelastung, die ja geringer ist auf die Art und Weise." [TN B01, T0]*

> *„Natürlich leistet man einen Beitrag dazu, zur Integration der erneuerbaren Energien." [TN A10, T1]*

Weiterhin wurde das durch GL induzierte ökonomischere Fahrverhalten nur vor Freischaltung des GL von den Nutzern als Vorteil genannt (N_{T0} = 3).

> *„Also ich denke mal, die Vorteile sind, dass man sich mehr Gedanken macht über die Fahrstrecke, über den Energieverbrauch, wann, wie will ich fahren, was will ich fahren. Fahre ich auf direktem Wege hin, mache ich zwischendurch noch einen Stopp?" [TN A06, T0]*

Insgesamt fielen die Antworten der Nutzer im Interview zum Befragungszeitpunkt T1 etwas differenzierter aus. So unterschieden die Befragten stärker zwischen persönlichen und allgemeinen Vorteilen der Ladesteuerung, wobei N = 9 Nutzer keine persönlichen Vorteile für sich sahen.

Im Interview konnten die Probebetriebsteilnehmer ebenso wahrgenommene Nachteile einer Ladesteuerung nennen. Von den N = 20 Nutzern erwarteten 18 vor GL-Freischaltung eine Einschränkung ihrer Flexibilität durch die Ladesteuerung. Nach mehrwöchiger Nutzung nannten noch N = 16 Nutzer die eingeschränkte Flexibilität als Nachteil. Ein Nutzer formulierte das folgendermaßen:

> *„Ja, also nicht mehr so flexibel wie vorher mit dem Fahren, ja gut, das ist bei dem Auto ohnehin eingeschränkt." [TN B03, T1]*

Bei der Kategorisierung der Nachteile ergaben sich für die Überkategorie „eingeschränkte Flexibilität" mehrere Unterkategorien beziehungsweise Faktoren, die nach Meinung der Nutzer auf unterschiedliche Weise die eingeschätzte Flexibilität reduzieren (26): der Planungsaufwand, die verminderte Spontanität, die Einstellung und Nutzung der Mindestladung, das Punktesystem, welches zu einem bestimmten Verhalten „zwingt", wenn man viele Punkte verdienen möchte, und die Notwendigkeit Einstellungen in einer Applikation vorzunehmen, um zu laden.

Der Planungsaufwand (N_{T0} = 8; N_{T1} = 10) und die verminderte Spontanität (N_{T0} = 7; N_{T1} = 4) waren die am häufigsten genannten Unterkategorien:

> *„Na da muss ich schon ziemlich genau dann darüber nachdenken. Was ich machen werde am nächsten Tag und das kurz mal so durch kalkulieren. Wie viele Kilometer werden das." [TN B10, T0]*

> *„Jetzt, weil man sich genaue Gedanken machen muss, was man am nächsten Tag fährt. So genau. Finde ich irgendwie belastend." [TN A09, T1]*

> *„Ja, dass man sich schon ein Zeitmanagement irgendwo auferlegen muss. Das ist schon was/ Das ist ja jetzt kein großes Hemmnis, aber man muss ab und zu, wie ich ja gesagt habe, man muss ab und zu mal darüber nachdenken, man muss sich ein Zeitmanagement geben. Man muss sich irgendwie vereinbaren, man muss sich dann auch daran halten. Und das ist/ Das ist jetzt keine riesen Beschränkung, aber es ist schon eine Einschränkung." [TN B02, T1]*

> *„Ja, klar, also man muss sich ja in vielen Situationen organisieren und planen. Das wird halt hier noch einmal verstärkt." [TN A04, T1]*

> *„Das einzige, was ein bisschen negativ ist, dass die Spontanität des Fahrens verloren geht." [TN A01, T0]*

> *„… also Spontanität bleibt dabei auf der Strecke so ein bisschen." [TN B01, T1]*

Als ein weiterer Grund für die reduzierte Flexibilität wurde die Einstellung und Nutzung der Mindestladung kleiner als 100 % angeführt (N_{T0} = 4; N_{T1} = 5), die mit Einschränkungen bei der Reichweite einherging, aber zu einer höheren Vergütung führte:

> *„Ja klar, es könnte natürlich passieren, dass ich mich verkalkuliere. Dass ich vielleicht mal irgendeine Fahrt nicht mehr machen kann, weil ich zu wenig Prozent Ladung eingeteilt habe für mich, sozusagen als Mindestladung und dass ich mich damit sozusagen einschränke von meiner Flexibilität her." [TN A08, T0]*

> *„Na nur dieses, wenn man nicht aufpasst am nächsten Tag oder eine längere Fahrt zu haben und der Wagen nicht voll genug geladen ist." [TN A01, T1]*

Auch die Ausgestaltung des Punktesystems (N_{T0} = 4; N_{T1} = 4) wurde als Nachteil beschrieben, da sie zum einen auch dazu führte, die eigene Flexibilität einzuschränken, um möglichst viele Punkte zu bekommen, aber auch weil der Zeitraum der gewinnbringenden GL-Nutzung begrenzt war.

> *„Also ich bin deutlich eingeschränkter als vorher. Wenn ich möglichst hohe Punkte erhalten möchte. Da muss man einen Kompromiss finden aus Erzielen der hohen Punktzahl und dem eigenen Nutzen des Fahrzeugs." [TN A10, T0]*

Einige Nutzer erwarteten Nachteile bezüglich ihrer Flexibilität dadurch, dass sie Eintragungen in die Applikation vornehmen müssen, um an GL teilzunehmen (N_{T0} = 3).

> *„Ich muss mich an die App gewöhnen, ich muss die App nutzen, ich muss mich einschränken bezüglich meiner Nutzungszeiten des Fahrzeugs." [TN A10, T0]*

Ein Nutzer empfand es als nachteilig, dass als Nutzerschnittstelle nur eine Applikation zur Verfügung stand.

Zu T0 wurde von einem Nutzer noch der fragliche Datenschutz als Nachteil genannt. Zu T1 nannten N = 2 Nutzer die im Projekt aufgetretenen Serverprobleme als Nachteil, wobei diese keine Nachteile des gesteuerten Ladens darstellten, sondern eher als Kritik an der Umsetzung zu verstehen waren.

Von den N = 20 Nutzern konnten 2 vor GL Nutzung und 4 nach der Nutzung keine Nachteile durch das gesteuerte Laden benennen.

Zu beiden Befragungszeitpunkten (T0 und T1) beantworteten die Nutzer die Frage, ob für sie persönlich Vor- oder Nachteile des gesteuerten Ladens überwiegen. Vor Freischaltung des gesteuerten Ladens zeigten sich 14 der 20 Teilnehmer überzeugt, dass die Vorteile für sie überwiegen (Skalenpunkte 4 und 5 auf der 5-stufigen Skala). Nach mehrwöchiger Nutzung waren N = 10 Nutzer unentschlossen, ob für sie Vor- oder Nachteile überwiegen, während für N = 8 Nutzer (eher) die Vorteile überwogen. Für N = 2 Nutzer überwogen nach der Nutzung klar die Nachteile der Ladesteuerung (siehe Abbildung 39).

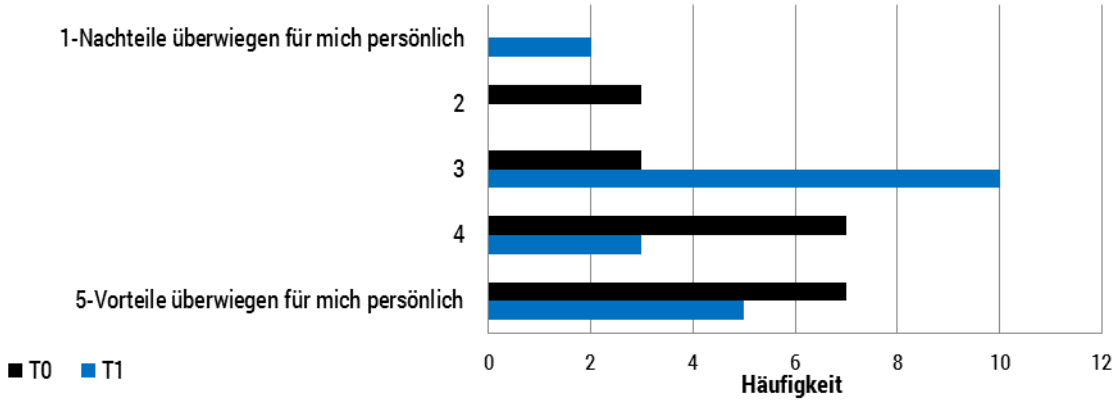


Abbildung 39: Erlebtes Verhältnis von Vor- und Nachteilen beim gesteuertem Laden (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20, Befragung zu T0 und T1).

Eventtagebuch zum gesteuerten Laden – Phase 1

Am Ende der Phase 1 wurden 7 von 10 Eventtagebücher (in Anlehnung an Schmehl et al. (25)) von den Nutzern ausgefüllt zurückgegeben. Durchschnittlich wurden diese Tagebücher über zehn Wochen zwischen Anfang Mai bis Mitte Juli 2014 ausgefüllt. Insgesamt beschrieben die Probebetriebsteilnehmer 37 Ereignisse. Dabei wurden überwiegend negative Ereignisse dokumentiert (*MW* = 4,0; 1 = sehr positiv bis 5 = sehr negativ), 10 Ereignisse erhielten die schlechteste Bewertung (*MW* = 5). Die schriftlichen Anmerkungen wurden kategorisiert und ausgezählt. Am häufigsten dokumentierten die Nutzer fahrzeugbezogene Ereignisse, die 49 % der Ereignisse betrafen (Abbildung 40), dabei kam das Ereignis „Fahrzeug defekt" am häufigsten vor (32 %). Jeweils 14 % der Aussagen betrafen Ereignisse zum Smartphone allgemein und Probleme hinsichtlich des Ladezustands des Fahrzeugs.

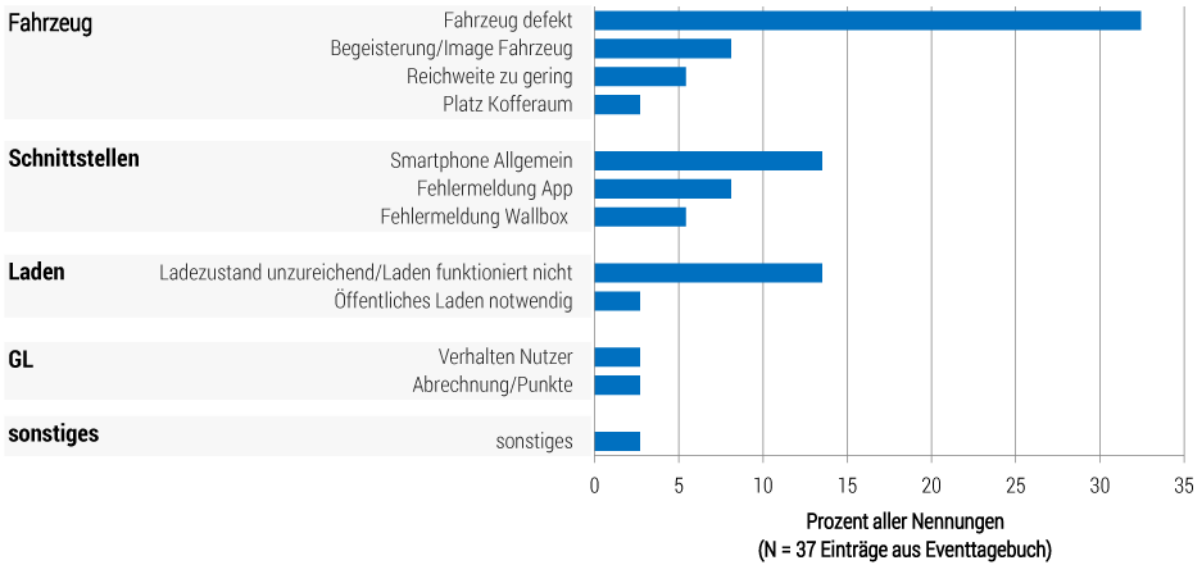


Abbildung 40: Kategorisierte Einträge aus dem Eventtagebuch zum gesteuerten Laden im Alltag (AP 5.4, Probetrieb, Phase 1, Eventtagebuch).

Beispiele für die Nennung der Kategorie „Fahrzeug defekt" waren: „*Kfz startet wieder nicht*", „*Wagen startet nicht, zeigt an ‚dringender Werkstattbesuch'*". In der Kategorie „Smartphone allgemein" dokumentierten die Nutzer beispielsweise: „*iPhone da – SIM-Karte gekauft*" und „*Update iOS*". In der Kategorie „Ladezustand unzureichend/Laden funktioniert" fanden sich die Nennungen „*nicht geladen* " oder „*E-Mail an [BMW Support] - laden funktioniert nicht*".

Eventtagebuch zum gesteuerten Laden – Phase 2

Am Ende der Phase 2 wurden 5 der 10 ausgeteilten Eventtagebücher von den Nutzern ausgefüllt zurückgegeben. Der durchschnittliche Dokumentationszeitraum umfasste dabei 16 Wochen zwischen Ende August 2014 bis Ende Januar 2015. Insgesamt wurden 39 Einträge in den Tagebüchern vorgenommen. In der Nachbesprechung des Eventtagebuchs zum Befragungstermin bei Fahrzeugrückgabe konnten weitere 22 Einträge ergänzt werden. Somit konnten insgesamt 71 Aussagen aus den Tagebucheinträgen und den Nennungen der Nachbesprechungen kategorisiert und ausgezählt werden (Abbildung 41).

In den unmittelbar dokumentierten Tagebucheinträgen gaben die Nutzer Bewertungen der Einträge von 1 = sehr positiv bis 5 = sehr negativ ab. Für 36 der 39 Tagebucheinträge lag eine Bewertung hinsichtlich der Bedeutsamkeit vor. Die in den Tagebüchern dokumentierten Ereignisse wurden im Mittel eher als negativ empfunden (*MW* = 3,7).

Bei Betrachtung der Oberkategorien wurden am häufigsten infrastrukturbezogene Ereignisse (32 %) berichtet, an zweiter Stelle kamen fahrzeugbezogene Ereignisse (27 %). Im Detail betrachtet wurden im Eventtagebuch am häufigsten die Ereignisse „Fahrzeugfunktionalität" (13 %) und „Abrechnungs- und Punktesystem" (11 %) erwähnt.

Eine positive Bewertung durch die Nutzer erfuhr der Punkt „Begeisterung/Image Fahrzeug“ (*MW* = 4). Die schlechtesten Bewertungen erhielten „Serverprobleme“ (*MW* = 1,5), „eingeschränkte Mobilität“ (*MW* = 1,5), „Ladezustand unzureichend“ (*MW* = 1,5), „Gestaltung App“ (*MW* = 1,5) und „Verbindungsprobleme“ (*MW* = 1,7).

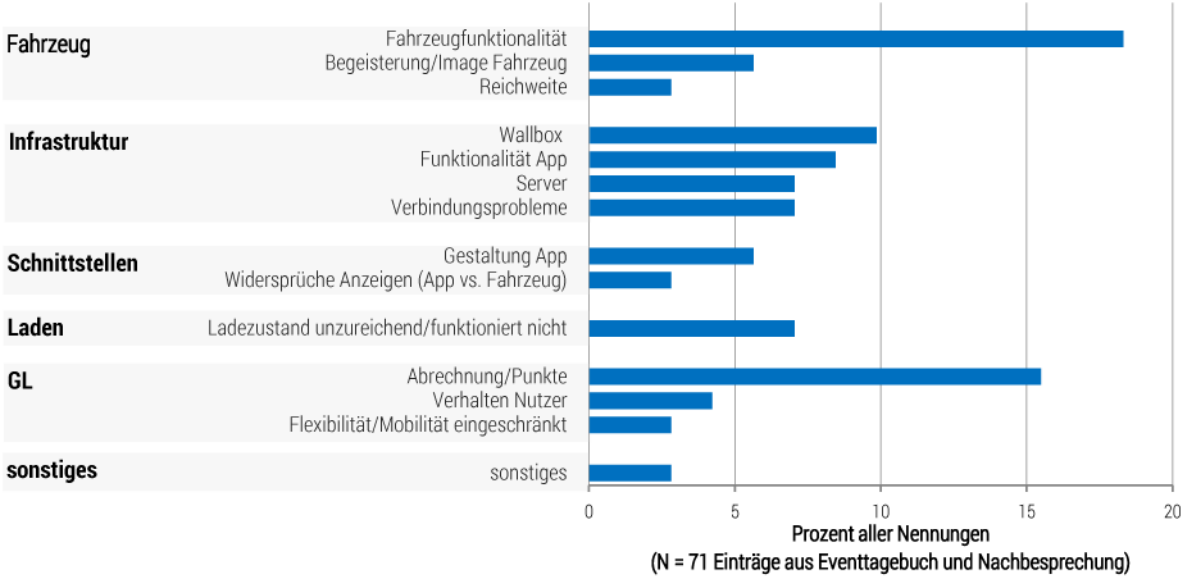


Abbildung 41: Kategorisierte Einträge aus dem Eventtagebuch zum gesteuerten Laden im Alltag (AP 5.4, Probetrieb, Phase 2, Eventtagebuch).

In der Kategorie „Begeisterung/Image Fahrzeug“ nannte ein Nutzer beispielsweise die *„besondere Aufmerksamkeit anderer Verkehrsteilnehmer → Interesse groß“*. Negative Nennungen der Kategorie „Fahrzeugfunktionalität“ waren zum Beispiel *„Auto ohne Funktion, lässt sich weder mit Fernbedienung öffnen, noch starten“* oder *„Phase, wo Auto nicht angesprungen ist“*. Zur Kategorie „Abrechnung/Punkte“ wurden Probleme mit dem Bonussystem berichtet: *„Bonuspunkte für meinen zweiten gesteuerten Ladevorgang wurden nicht gutgeschrieben“* oder *„auch der 3. Ladevorgang wurde nicht mit den geplanten 40 Punkten belohnt“*.

6.5.2. Akzeptanz und Alltagstauglichkeit des GL-Systems

Weiterhin wurden verschiedene Aspekte, wie Vertrauen der Nutzer in das System und die Akzeptanz, akzeptanzbeeinflussende Faktoren sowie Alltagstauglichkeit des GL-Systems erfragt.

Vertrauen in das System und Akzeptanz

Das Vertrauen in das umgesetzte System wurde zu beiden Befragungszeitpunkten anhand der Skala Vertrauen in automatisierte Systeme in Anlehnung an Jian, Bisantz und Drury (22) erfasst. Die Skala umfasst 12 Items, wie beispielsweise „Ich kann dem System vertrauen“, „Das System ist zuverlässig“ oder „Die Aktionen des Systems sind undurchsichtig“. Die 7-stufige Skala war an den Endpolen beschriftet von 1 = stimme gar nicht zu bis 7 = stimme vollkommen zu.

Vor der Freischaltung des gesteuerten Ladens war bei den Nutzern Vertrauen in das System vorhanden (MW_{T0} = 5,6). Nach mehrwöchiger Nutzung des gesteuerten Ladens verringerte sich das Vertrauen im Mittel nur unwesentlich (MW_{T1} = 5,4).

Phase 2 des Probebetriebs bot die Möglichkeit, das Vertrauen in das System zu einem weiteren Zeitpunkt zu erfassen (Befragung zur Fahrzeugrückgabe T2). Die Befragungsergebnisse der *N* = 10 Nutzer aus Phase 2 bestätigen, dass das Vertrauen in das System über alle drei Befragungszeitpunkte hinweg vorhanden war (MW_{T0} = 5,4; MW_{T1} = 5,5; MW_{T2} = 5,6).

Die Nutzer wurden auf einer 6-stufigen Skala (von 1 = stimmt gar nicht bis 6 = stimmt völlig) gefragt, wie sie die Umsetzung von GL erwarteten beziehungsweise einschätzten. Vor der Nutzung von GL wurde die erwartete Umsetzung als weitgehend akzeptabel eingeschätzt (MW_{T0} = 4,6), nach der mehrwöchiger GL-Nutzung wurde es als eher akzeptabel evaluiert (MW_{T1} = 4,2). Vor der Freischaltung und auch nach der Nutzung von GL stimmten die Teilnehmer weitgehend zu, dass sie beabsichtigten, bestmöglich am GL teilzunehmen (MW_{T0} = 5,3; MW_{T1} = 5,4). Bezüglich der Aussage, dass die Teilnehmer auch außerhalb des Projektes GL nutzen würden, gab es weitgehende Zustimmung zu beiden Erhebungszeitpunkten (MW_{T0} = 4,6; MW_{T1} = 5,3).

Spezifische Verhaltensintentionen für die GL-Teilnahme wurden vor und nach mehrwöchiger Nutzung erfragt (in Anlehnung an (23)). Die Mittelwerte zu den einzelnen Befragungszeitpunkten sind der Abbildung 42 zu entnehmen. Die höchste Zustimmung erhielten die Ziele, vorrangig nachts und am Wochenende zu laden sowie das Fahrzeug möglichst lange an der Wallbox angeschlossen zu lassen. Die Teilnehmer stimmten außerdem weitgehend zu, zu versuchen, ihre Abfahrtszeiten einzuhalten und das Fahrzeug an die eigene Wallbox anzuschließen, wenn dies möglich ist. Die Absicht, Flexibilität, Sicherheitsladung und Mindestladung so gering wie möglich zu wählen war weitgehend beziehungsweise eher vorhanden.
Eher oder weitgehende Ablehnung erhielten die Ziele, tagsüber Montag bis Freitag gesteuert zu laden, auf ungeplante Fahrten zu verzichten sowie die Sofortladefunktion zu bevorzugen.

In Phase 2 wurden die Verhaltensintentionen zum Befragungszeitpunkt T2 nochmals erfragt. Bei fast allen Intentionen war eine erneute leichte Abnahme der Zustimmung (im Mittel um 0,4 Skalenpunkte) im Vergleich zu den Ergebnissen von T1 ersichtlich. Lediglich bei der Bevorzugung der Sofortladefunktion fielen die Ergebnisse zu beiden Befragungszeitpunkten etwa gleich aus. Diese zusätzlichen Ergebnisse können lediglich als kleine Tendenzen interpretiert werden, die noch näher untersucht werden müssten.

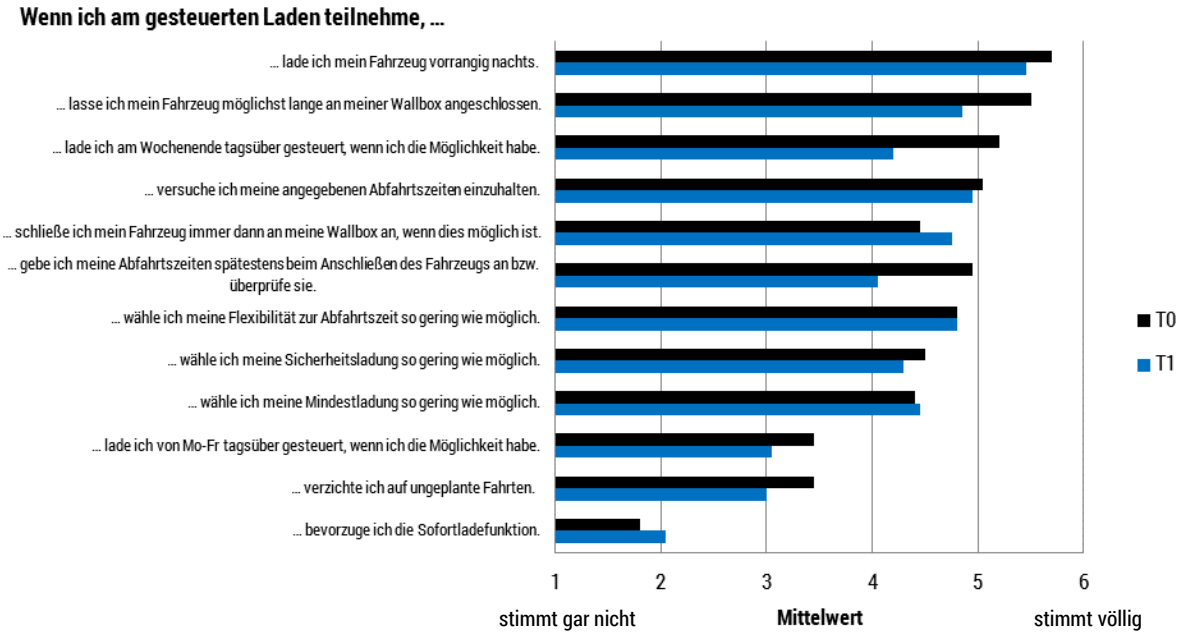


Abbildung 42: Verhaltensintentionen der GL-Teilnahme (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T0 und T1).

Akzeptanzbeeinflussende Faktoren: Eingeschätzte Effektivität, wahrgenommene Verhaltenskontrolle und soziales Umfeld

Die Teilnahmebereitschaft ist abhängig davon, ob potenzielle Teilnehmer das gesteuerte Laden auch als effektiv einschätzen (27). Die Nutzer wurden auf einer Skala von 1 = stimmt gar nicht bis 6 = stimmt völlig gefragt, wie sie GL diesbezüglich beurteilten. Vor der Nutzung von GL stimmten die Teilnehmer weitgehend zu, dass GL zu einer Verbesserung der Stromversorgung in Deutschland beiträgt (MW_{T0} = 4,9). Nach der Nutzung von GL war die Zustimmung geringer, die Teilnehmer stimmten dieser Aussage eher zu (MW_{T1} = 4,5).

Laut der Theorie des geplanten Verhaltens (28) wird eine Verhaltensintention, wie die Teilnahmebereitschaft an GL, von der wahrgenommenen Verhaltenskontrolle und Einschätzung des sozialen Umfelds beeinflusst. Aufgrund dessen wurden diese Themen auch in den Probebetriebsphasen erfasst. Allerdings wird aufgrund der geringen Stichprobengröße auf eine nähere Analyse der Faktoreneinflüsse verzichtet. Die Teilnehmer waren vor und nach der Nutzung von GL der Überzeugung, dass sie die Kontrolle darüber hatten, ob sie GL nutzen konnten (Wahrgenommene Verhaltenskontrolle, Abbildung 43).



Abbildung 43: Wahrgenommene Verhaltenskontrolle (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T0 und T1).

Bevor GL startete, stimmten die Teilnehmer auf einer 6-stufigen Skala (von 1 = stimmt gar nicht bis 6 = stimmt völlig) der Aussage „Es ist wahrscheinlich, dass gute Freunde oder Bekannte meinen, ich sollte das gesteuerte Laden unterstützen“ (23) eher zu (MW_{T0} = 4,2). Nach der Integration von GL in ihren Alltag, waren die Teilnehmer unentschlossen, ob ihr soziales Umfeld der Meinung ist, dass sie das GL unterstützen sollten (MW_{T1} = 3,5).

Alltagstauglichkeit des GL-Systems

Das GL-Konzept wurde in Phase 1 und 2 als alltagstauglich und integrierbar beschrieben, diese Einschätzung sank minimal mit entsprechender GL-Erfahrung. Die Ergebnisse zur Alltagstauglichkeit (Abbildung 44), zeigten, dass GL von den Nutzern der Probebetriebsphasen über beide Befragungszeitpunkte hinweg als weitgehend leicht in den Alltag integrierbar (MW_{T0} = 4,5; MW_{T1} = 4,5) bewertet wurde. Die Einschätzung der Alltagstauglichkeit von GL wurde vor dem Start GL als weitgehend gegeben (MW_{T0} = 4,6), nach der GL-Nutzung als eher gegeben eingeschätzt (MW_{T1} = 3,9). Die GL-Nutzer waren nach der Nutzung unentschlossen, ob sie in ihrem Alltag eingeschränkt waren oder nicht, wobei sie vor dem Start GL die Erwartungen hatten, dass es sie eher nicht einschränken würde (MW_{T0} = 4,1; MW_{T1} = 3,5).

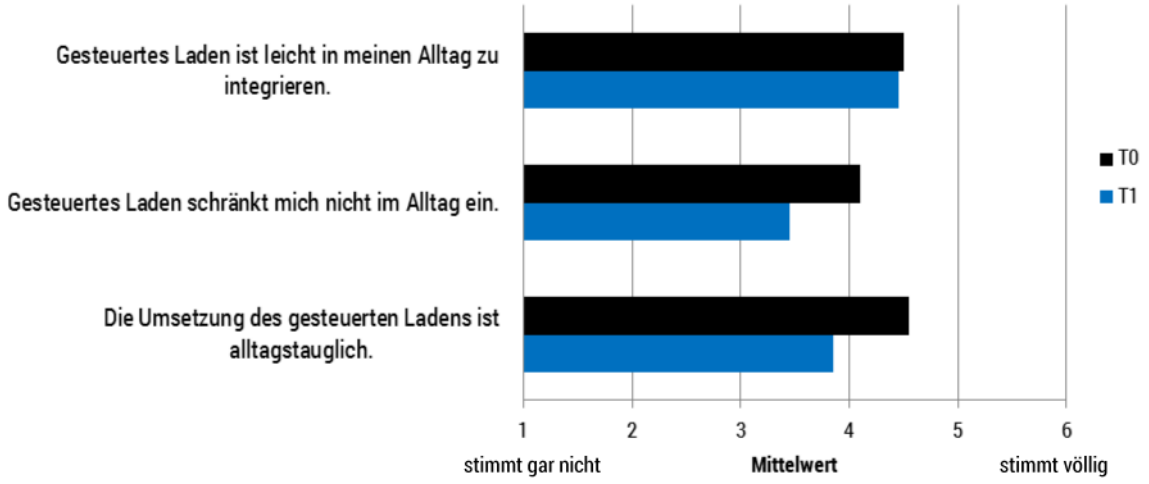


Abbildung 44: Alltagstauglichkeit des GL-Konzepts (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T0 und T1).

6.5.3. Motivation

Im Folgenden sind die Ergebnisse und Angaben der Nutzer zu den Beweggründen für die Teilnahme am GL und zu den Erwartungen an das GL-Konzept aufgeführt. Es folgen motivationsbestimmende Faktoren für die Teilnahme, Ergebnisse zum GL-Bonussystem und dem Verdienst der Nutzer, Interesse an und Motivation von Rückmeldungen sowie die eingeschätzte Attraktivität möglicher GL-Verdienstformen. Abschließend wird über die Bereitschaft, das Verhalten möglicherweise aufgrund einer kritischen Netzsituation anzupassen, berichtet.

Beweggründe für die Teilnahme am gesteuerten Laden

Die Beweggründe für die Nutzung des gesteuerten Ladens wurden im Probebetrieb zu den Befragungszeitpunkten T0 (vor Freischaltung GL) und T1 (nach mehrwöchiger Nutzung des GL) abgefragt. Die Nutzer konnten 100 Punkte auf drei vorgegebene Beweggründe sowie „sonstige“ (offen) vergeben. Die Ergebnisse dazu sind in Tabelle 10 dargestellt.

Das Motiv einen „Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien ins Stromnetz“ zu leisten erhielt im Mittel die meisten Punkte von den Befragten, das heißt, dieses Motiv war für die Befragten *vor der Nutzung des gesteuerten Ladens* am wichtigsten. Geringfügig weniger Punkte gaben die Nutzer für das am zweithäufigsten angegebene Motiv, einen „Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes“ zu leisten. Die Gutschrift für die Teilnahme erhielt im Schnitt deutlich weniger Punkte von den Nutzern. Bei $N = 9$ Nutzern lässt sich ein Hauptmotiv (das Motiv mit höchster vergebener Punktzahl) erkennen. Bei $N = 4$ Nutzern war das der Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien, bei weiteren $N = 4$ Nutzern die Gutschrift und bei $N = 1$ Nutzer war die Stabilisierung des Stromnetzes das Hauptmotiv, gesteuert zu laden.

Nach mehrwöchiger Nutzung von GL stand der Aspekt der Integration erneuerbarer Energien als Motiv für das gesteuerte Laden erneut im Vordergrund. Rund 26 Punkte wurden im Schnitt dem Motiv „Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes“ zugeordnet. Die Gutschrift für die Teilnahme spielte eine vergleichsweise geringere Rolle. „Sonstige“ Beweggründe erhielten im Schnitt 8 Punkte, $N = 4$ Nutzer machten dazu eine Angabe: Datengenerierung über Ladezyklen (80 Punkte), Neugierde am Projekt (30 Punkte), Ausprobieren der Möglichkeiten (30 Punkte), „Ich nehme an einem Feldversuch teil“ (20 Punkte). Bei $N = 14$ Nutzern lässt sich wiederum ein Hauptmotiv (das Motiv mit höchster vergebener Punktzahl) erkennen. Für $N = 8$ Nutzer war der Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien das Hauptmotiv, für $N = 4$ Nutzer spielte die Gutschrift die größte Rolle, während bei $N = 1$ Nutzer die Stabilisierung des Stromnetzes das Hauptmotiv war. Für $N = 1$ Nutzer war die Datengenerierung über Ladezyklen der Hauptgrund, gesteuert zu laden (in Tabelle 10 als „Sonstiges“ aufgeführt).

Tabelle 10: Beweggründe für die Teilnahme am Konzept gesteuertes Laden (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T0 und T1).

Beweggrund		Mittelwert	Min	Max
Ich leiste einen Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien ins Stromnetz.	T0	43,9	20	94
	T1	47,3	0	90
Ich leiste einen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes.	T0	33,3	3	50
	T1	25,8	0	60
Ich erhalte für die Teilnahme eine Gutschrift	T0	22,9	0	70
	T1	19,0	0	100
Sonstiges	T0	0	0	0
	T1	8,0	0	80

Erwartungen und Ziele an das GL-Konzept

Die Fragen zu den Erwartungen an das GL-Konzept und den damit verbundenen Zielen im Vergleich zum herkömmlichen Laden deckten vier Themenblöcke ab (in Anlehnung an Menning und Schneidereit (23)): den Umweltaspekt, die Stabilisierung des Stromnetzes, den finanziellen Aspekt sowie den Aufwand für den Nutzer. Die entsprechenden Mittelwerte für die Erwartungen und Ziele sind der Abbildung 45 zu entnehmen. Die *N* = 20 Probebetriebsteilnehmer waren zu beiden Befragungszeitpunkten weitgehend überzeugt, dass ihr Elektrofahrzeug umweltfreundlicher sei und sie durch das gesteuerte Laden einen Beitrag zur grünen Stromversorgung sowie zur Netzstabilisierung leisten würden. In Bezug auf den finanziellen Aspekt zeigten sich die Teilnehmer nach mehrwöchiger Nutzung etwas skeptischer zum Einsparungspotenzial beziehungsweise zu den geringeren Kosten im Vergleich zu Nicht-Teilnehmern. Die Nutzer stimmten eher zu, dass der Aufwand, die Ladevorgänge zu planen, höher war im Vergleich zum herkömmlichen Laden. Etwas weniger hoch fiel die Zustimmung zum Statement aus, dass die Fahrtenplanung aufwändiger gewesen sei als beim herkömmlichen Laden. Im Vergleich zu anderen fühlten sich die Nutzer in ihren Fortbewegungsmöglichkeiten durch das gesteuerte Laden eher nicht eingeschränkt.

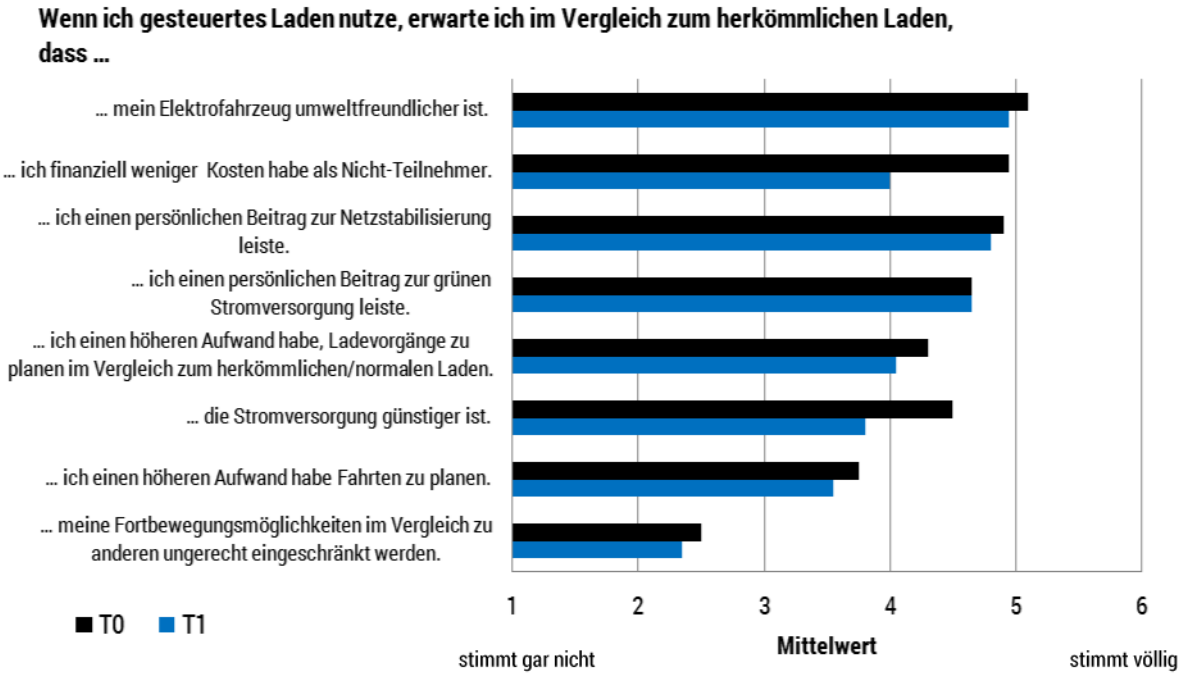


Abbildung 45: Erwartungen und Ziele an das GL-Konzept (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T0 und T1).

Motivationsbestimmende Faktoren für die Teilnahme

Ryan und Deci (6) haben einen Fragebogen zur Motivation auf Grundlage ihrer Selbstdeterminationstheorie entwickelt. Dieser Fragebogen wurde für den GL-Probebetrieb adaptiert, um die motivationsbestimmenden Faktoren für die Teilnahme am GL zu ermitteln. Der Fragebogen beinhaltet die folgenden fünf motivationsbestimmenden Faktoren:

- Amotivation: Die Ziele für eine Handlung sind nicht vorhanden oder nicht ausreichend stark. Daher unterbleibt eine Handlung.
- External Regulation: Die Person handelt, weil wichtige andere Personen dies so wollen oder die äußeren Umstände es erfordern.
- Introjected Regulation: Die Ziele werden als bedeutsam erkannt, entsprechen jedoch nicht den eigenen. Die Person handelt trotzdem.
- Identified Regulation: Bewusste Bewertungsprozesse passen die Ziele in das eigene Wertesystem ein. Daher handelt die Person.
- Intrinsic Motivation: Die Ziele für die Handlung entstammen dem eigenen Wertesystem. Der Handlungsantrieb ergibt sich allein aus dem eigenen Handlungsinteresse.

In Abbildung 46 ist ersichtlich, dass die Teilnehmer unentschieden waren. Zum einen ging die höchste Motivation für die Teilnahme am GL von der *Identified Regulation* aus, das heißt, dass die Ziele zwar nicht die eigenen waren, aber die Nutzer sich mit diesen identifizierten und somit teilnahmen. Andererseits war die *Intrinsic Motivation* beinahe genauso motivationsbestimmend, das heißt, die GL-Teilnehmer handelten, weil sie die Ziele aus eigenem Antrieb verfolgten.
Die *Introjected Regulation* war für die Teilnehmer nach mehrwöchiger Nutzung noch unbedeutender als vor der Teilnahme. Weiterhin untergeordnet und somit unwichtig waren die *External Regulation* sowie die *Amotivation*.

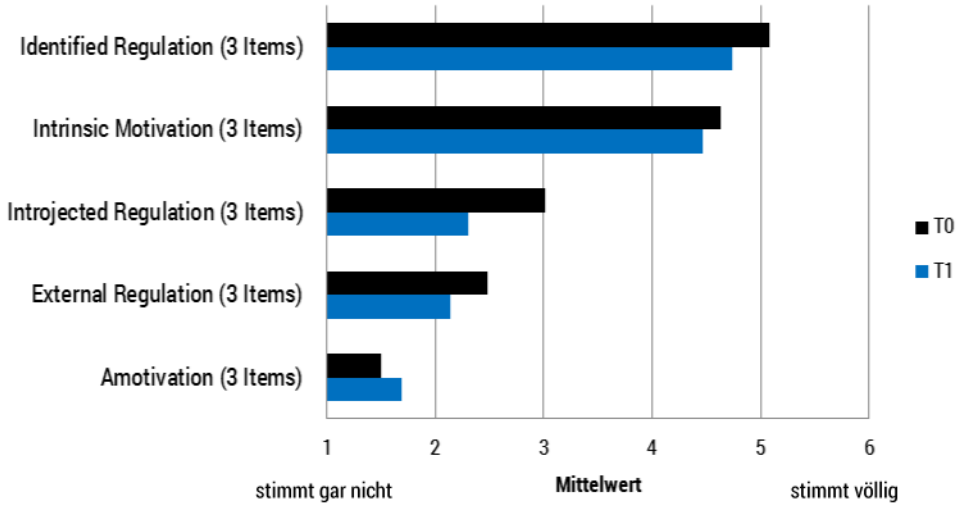


Abbildung 46: Motivationsbestimmende Faktoren für die GL-Teilnahme (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T0 und T1).

GL-Bonussystem und Verdienst

Den Teilnehmern des Probebetriebs wurde vor Freischaltung des gesteuerten Ladens das im Projekt entwickelte Bonussystem erklärt. Im Anschluss daran konnten sie ihre Bewertungen dazu abgeben (Befragungszeitpunkt T0). Weiterhin wurden die Nutzer zum Zeitpunkt der Fahrzeugrückgabe gebeten, erneut ihre Bewertungen zum Bonussystem und Verdienst zu äußern (Befragungszeitpunkt T1). Die Ergebnisse zeigten, dass die Teilnehmer vor Freischaltung des GL eher zustimmten, dass der Gewinn die Planungsaufwände für das gesteuerte Laden decken werde (*MW* = 4,0). Nach mehrwöchiger Nutzung stimmten die Teilnehmer dieser Aussage im Schnitt eher nicht mehr zu (*MW* = 3,0). Die Teil-

nehmer waren vor Freischaltung des GL tendenziell eher nicht der Meinung, dass sie durch das Bonussystem einen erheblichen Teil der Ladekosten sparten (MW_{T0} = 3,3) nach mehrwöchiger Nutzung war die Zustimmung zu dieser Aussage im Mittel noch geringer (MW_{T1} = 2,7) (Abbildung 47).

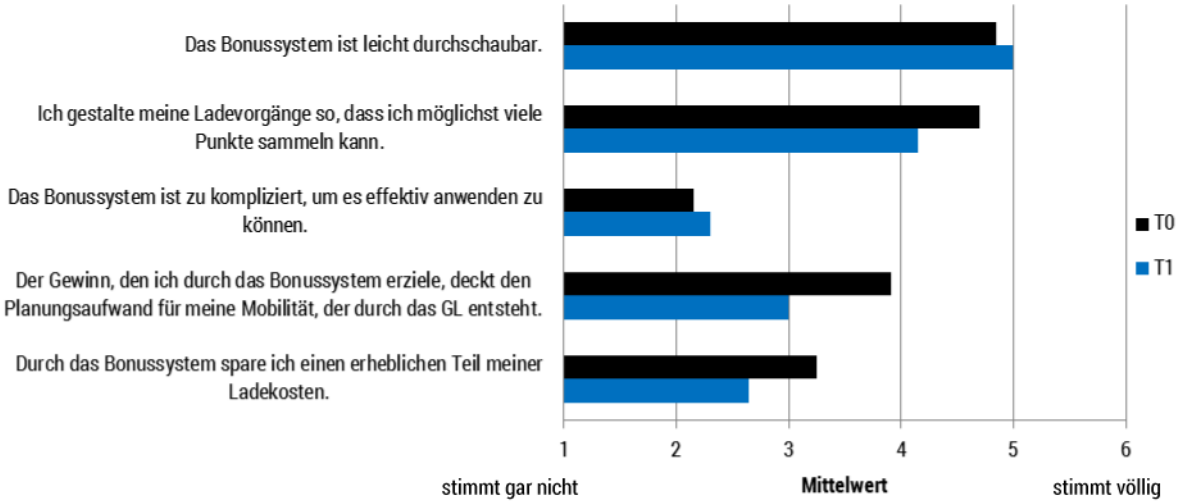


Abbildung 47: Bewertung des GL-Bonussystems (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T0 und T1).

Weiterhin wurde nach der Zufriedenheit mit dem genutzten System und den Komponenten des gesteuerten Ladens gefragt. Im Großen und Ganzen zeigten sich die N = 20 Teilnehmer nach mehrwöchiger Nutzung der Ladesteuerung dennoch eher zufrieden mit ihrem erzielten Gewinn (MW_{T1} = 4,2).

Interesse an und Motivation von Rückmeldungen

Die Nutzer wurden nach mehrwöchiger Nutzung gefragt, wie interessant und motivierend sie die verschiedenen Rückmeldungen im Projekt empfunden haben. Die entsprechenden Mittelwerte sind in Abbildung 48 dargestellt. Im Mittel empfanden die Nutzer alle in der Applikation anzeigten Rückmeldungen sowie die zweiwöchentliche Gutschrift per E-Mail als eher interessant. Bezüglich der motivierenden Wirkung der Gutschrift und des Ladeverlaufs in der Applikation waren sich die Nutzer unschlüssig. Die Nutzer stimmten tendenziell eher nicht zu, dass sie die Rückmeldung der eigenen Bonuspunkte im Vergleich zur Community in der Applikation besonders gut motiviert haben, am GL teilzunehmen. Die eigenen Bonuspunkte in der Applikation motivierten die Nutzer eher, „besonders gut am gesteuerten Laden teilzunehmen“.



Abbildung 48: Interesse an und Motivation von Rückmeldungen (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1).

Die $N = 10$ Nutzer der Phase 2 wurden zu T2 erneut befragt, wie sie das Interesse und die Rückmeldungen zu verschiedenen Aspekten einschätzten. Das Interesse an den Ladeverläufen fiel zu T2 wesentlich höher aus ($MW = 5{,}3$) im Vergleich zu T1 ($MW = 4{,}1$). Die Motivation hingegen nahm durch die Anzeige des Ladeverlaufs nicht zu. Diese Ergebnisse sind allerdings wiederum als Tendenzen zu verstehen, die weitergehender Untersuchungen bedürfen.

Eingeschätzte Attraktivität möglicher GL-Verdienstformen

Im Vergleich mit anderen möglichen Verdienstformen für das gesteuerte Laden, beispielsweise Bonuskilometer für Mietfahrzeuge, Verlängerung der Batteriegarantiezeit oder Punktesammeln, überwog die Attraktivität monetärer Verdienstformen (Abbildung 49). Auf einer Skala von 1 = gar nicht attraktiv bis 10 = sehr attraktiv vergaben die $N = 20$ Nutzer des Probebetriebs im Schnitt am meisten Punkte für die Kostenersparnis auf die Ladekosten ($MW = 7{,}7$), gefolgt von der Geldüberweisung auf das Bankkonto und Bonuskilometern für Mietfahrzeuge (jeweils $MW = 6{,}9$). Am unteren Ende der Skala rangierten Umweltzertifikate ($MW = 3{,}0$) und Sachpreise ($MW = 1{,}7$). Unter „sonstiges“ nannte ein Nutzer Vorschläge für Verdienstformen, nämlich „Bonus zur Beteiligung an alternativen Energieanlagen (zum Beispiel Blockheizkraftwerk, Photovoltaikzellen)“ sowie „Erhalt von gesondertem Parkplatz mit Ladeanschluss (VIP-Parken)“.

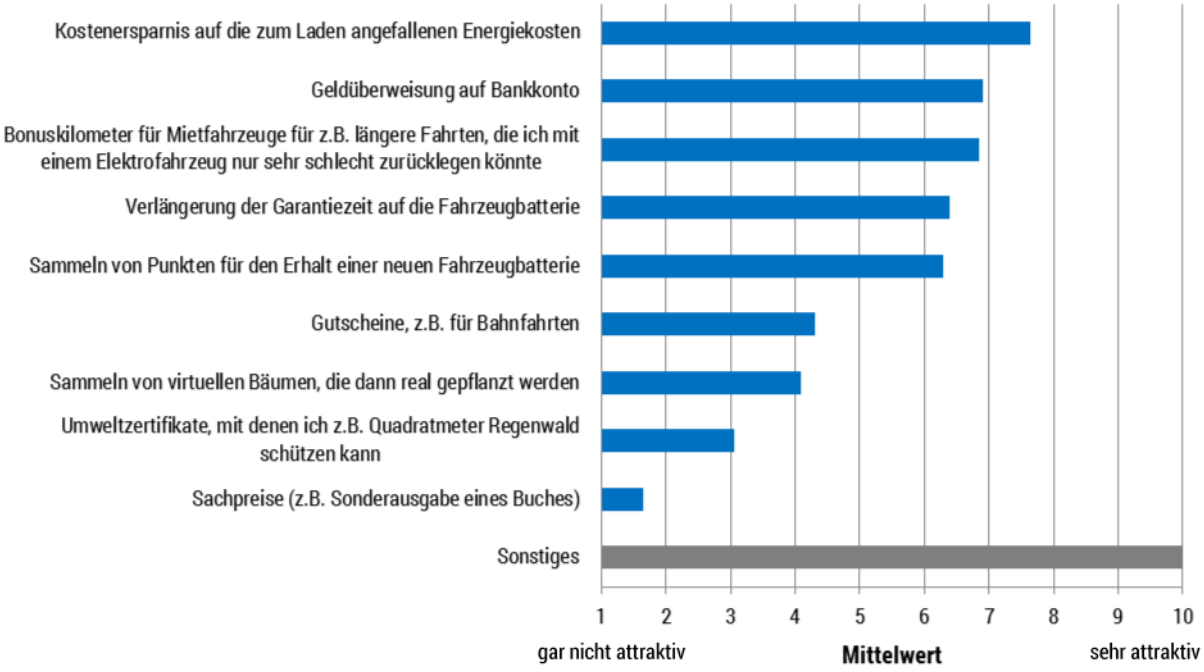


Abbildung 49: Eingeschätzte Attraktivität möglicher GL-Verdienstformen (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1).

Bereitschaft, Verhalten aufgrund kritischer Netzsituationen anzupassen

Die Bereitschaft, das Verhalten anzupassen wurde im Probebetrieb anhand des Szenarios einer kritischen Netzsituation bearbeitet.

Nach mehrwöchiger Nutzung des Systems gesteuertes Laden (T1) wurden die $N = 20$ Teilnehmer gefragt, ob sie eine geringere Mindestladung des Fahrzeugs als 100 % in Kauf genommen hätten, wenn dadurch eine kritische Netzsituation vermieden werden könnte. Die Angaben der Nutzer zu dieser Frage gingen stark auseinander. Drei Teilnehmer würden nicht auf eine Vollladung verzichten, wenn sie als Mindestladung 100 % eingestellt hätten. Für jeweils $N = 6$ Teilnehmer wäre ein geringerer Ladestand akzeptabel, sofern sie zur Abfahrtszeit 70 % SOC zur Verfügung hätten beziehungsweise wenn die Ladung für die nächste Fahrt reichen würde. Unter bestimmten Bedingungen könnten sich $N = 2$ Teilnehmer einen geringeren Ladestand vorstellen: zum einen, wenn die Batterie größer wäre, zum anderen, wenn die Funktion separat konfigurierbar wäre (Abbildung 50).

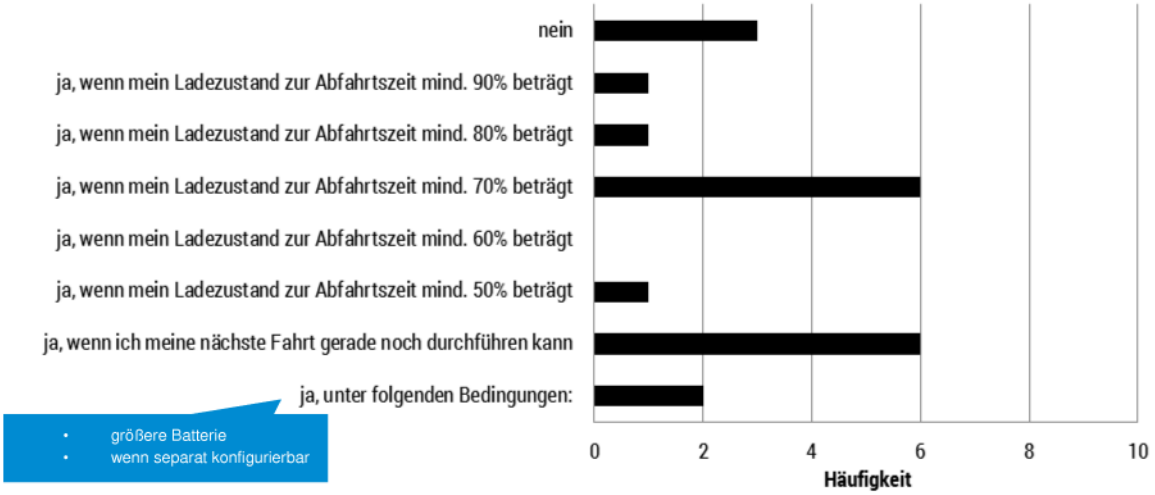


Abbildung 50: Bereitschaft, eine geringere Mindestladung in Kauf zu nehmen (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1).

Nach mehrwöchiger Nutzung des GL wurden die Probebetriebsteilnehmer außerdem gefragt, inwiefern sie bereit wären, ihr Ladeverhalten anzupassen, um kritische Netzsituationen zu vermeiden. Die Teilnehmer stimmten im Mittel eher zu, dass sie zugunsten der Netzstabilisierung tagsüber auf eine Vollladung verzichten würden (*MW* = 4,1). Die Bereitschaft, bei einer Ladung über Nacht auf 100 % SOC zu verzichten, war bei den Teilnehmern tendenziell eher nicht vorhanden (*MW* = 3,4). Die Ergebnisse zu weiteren Verhaltensanpassungen sind in Abbildung 51 zu finden.



Abbildung 51: Bereitschaft, Verhalten aufgrund kritischer Netzsituationen anzupassen (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1).

6.5.4. Nutzungsverhalten, Benutzerfreundlichkeit und Nutzungsbarrieren

Im Folgenden werden das Ladeverhalten sowie die Ladegründe vor Freischaltung GL und nach Nutzung GL berichtet. Es folgen die Auswertungen der Ladetagebücher, die Einschätzungen der Nutzer zur Zufriedenheit mit dem implementierten GL-System, die Ergebnisse zur genutzten GL-Applikation, mögliche Gründe für die Nichtnutzung des Modus „Gesteuert Laden“ sowie etwaige Mobilitätseinschränkungen und wahrgenommene Planungsaufwände. Im letzten Abschnitt zum Nutzungsverhalten und zur Benutzerfreundlichkeit werden dann die präferierten Eingabe- und Anzeigeorte für Informationen über GL sowie Verbesserungspotenziale und Gestaltungsvorschläge zum gesteuerten Laden aufgezeigt.

Ladeverhalten vor und während GL

Die Ergebnisse zum typischen Ladeverhalten (in Anlehnung an (24) und (21)) vor der Freischaltung und während der Nutzung des GL sind in Abbildung 52 zu finden. Zu beiden Nutzungszeitpunkten (ohne vs. mit Möglichkeit zum gesteuerten Laden) gab es lediglich geringfügige Änderungen im Antwortverhalten der Nutzer.

Über beide Befragungszeitpunkte hinweg gaben die Nutzer als die wichtigsten Aspekte zum einen die Vermeidung von Gedanken oder Sorgen bezüglich der Reichweite an, zum anderen wollten sie durch ihr Ladeverhalten immer ausreichend Ladestand für alle Situationen haben. Die Nutzer stimmten vor der Nutzung GL weitgehend zu, möglichst immer ein vollgeladenes Fahrzeug zur Verfügung haben zu wollen, nach mehrwöchiger Nutzung GL stimmten sie nur noch tendenziell eher zu.

Deutlich weniger Augenmerk wurde beim typischen Ladeverhalten auf die Reduktion des Aufwands für Ladevorgänge und Batterieschonung gelegt: Die Nutzer stimmten sowohl vor als auch nach Nutzung GL weitgehend nicht zu, die Batterie mit dem Ladeverhalten schonen zu wollen, um damit deren Haltbarkeit zu erhöhen. Bezüglich der Vermeidung von Zeitaufwand für viele Ladevorgänge waren die Nutzer unentschlossen beziehungsweise stimmten tendenziell eher zu. Hingegen eher beziehungsweise weitgehend nicht stimmten die Nutzer zu, so selten wie möglich zu laden.

Nach mehrwöchiger Nutzung GL stimmten die Nutzer tendenziell eher zu, ihr Fahrzeug möglichst oft zur Stromnetzstabilisierung zur Verfügung zu stellen. Etwas höher fiel die Zustimmung zum Ziel aus, möglichst viele Punkte durch das Ladeverhalten zu sammeln.

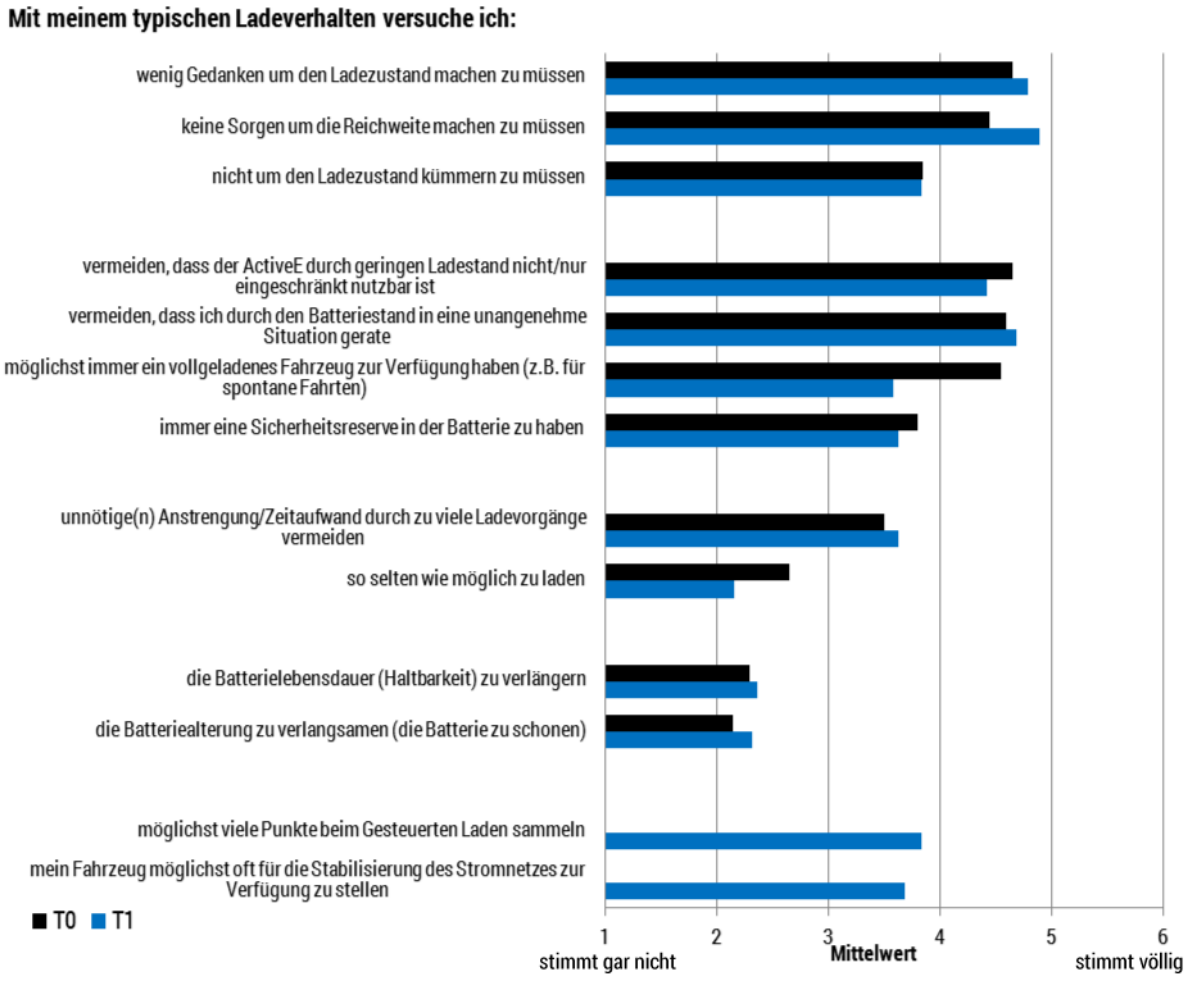


Abbildung 52: Typisches Ladeverhalten vor/während GL (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T0 und T1).

Weiterhin wurde nach dem typischen Ladegrund nach mehrwöchiger Nutzung von GL (T1) gefragt. Dabei zeigte sich, dass kein typischer Grund für das Laden bestand: Weitgehende Zustimmung (auf einer Skala von 1 = stimmt gar nicht bis 6 = stimmt völlig) erhielt sowohl die fehlende Reichweite für die nächste geplante Fahrt ($MW = 5{,}1$) als auch die Nähe zur gewohnten Aufladeмöglichkeit ($MW = 4{,}6$) als bevorzugter Ladegrund.

Die Nutzer der Phasen 1 und 2 gaben an, im Zeitraum mit Ladesteuerung im Mittel 6,2-mal in einer durchschnittlichen Woche geladen zu haben. Davon waren im Durchschnitt 1,5 ungesteuerte (Sofortladen) und 5,3 gesteuerte Ladevorgänge. Das Extra-Kabel zum Laden an der normalen Steckdose verwendeten die Nutzer über den gesamten Zeitraum mit Ladesteuerung hinweg durchschnittlich 1,6-mal.

Mit Hilfe der im Projekt verwendeten Messtechnik konnte erhoben werden, wie viele Ladevorgänge pro Woche die Nutzer insgesamt vorgenommen haben. Im Zeitraum mit Ladesteuerung zeigte sich, dass die $N = 10$ Nutzer aus Phase 1 durchschnittlich 44,3 Ladevorgänge pro Woche ($SD = 13{,}1$) eingestellt haben. Die $N = 10$ Nutzer aus Phase 2 haben im Schnitt 61,4 Ladevorgänge pro Woche ($SD = 6{,}4$) getätigt. Nach Ladeorten betrachtet, zeigen die Messdaten, dass im Zeitraum mit Ladesteuerung 92 % der Ladevorgänge an der eigenen Wallbox stattgefunden haben (Phase 1: 93 %; Phase 2: 91 %). Von den an der Wallbox durchgeführten Ladevorgängen waren 78 % im Lademodus „Gesteuertes Laden“ (Phase 1: 75 %; Phase 2: 80 %) und 23 % im Lademodus „Sofort Laden“ (Phase 1: 25 %; Phase 2: 20 %).

Auswertung der Ladetagebücher Phase 1 und 2

In Phase 1 und 2 des Probebetriebs füllten die Teilnehmer zwei beziehungsweise drei Ladetagebücher (in Anlehnung an Krems (2) und Krems und Franke (24)) aus, jeweils ein Ladetagebuch im Zeitraum vor der Freischaltung des gesteuerten Ladens (T0), sowie eines danach (T1). In Phase 2 füllten die Probanden noch ein drittes Ladetagebuch kurz vor Fahrzeugrückgabe (T2) aus (Abschnitt 6.3). Zu allen Erhebungszeitpunkten sollten die Fahrzeugnutzer jeweils zwei Wochen ihres Ladeverhaltens dokumentieren. Für jeden Erhebungszeitraum wurden zwei aufeinanderfolgende Wochen (14 Tage von Montag bis Sonntag) pro Nutzer ausgewertet, sofern dieser Zeitraum vollständig dokumentiert wurde. Andernfalls wurde mindestens eine Nutzungswoche einbezogen. Insgesamt wurden 17 Ladetagebücher für Phase 1 und 25 Ladetagebücher für Phase 2 ausgewertet. Die Daten wurden um Ausreißer-Datenpunkte, welche zum Beispiel extrem lange Ansteckzeiten repräsentierten, bereinigt.

Die Ergebnisse der Ladetagebücher in Tabelle 11 zeigen, dass unabhängig von Erhebungszeitraum und Nutzungsphase die Hauptnutzer großteils die Ladeprozesse selbst tätigten und die Fahrzeuge zumeist zu Hause geladen wurden. In beiden Phasen gab es laut den Angaben der Nutzer tendenziell mehr Ladevorgänge pro Woche nachdem GL freigeschalten wurde. Nach mehrwöchiger Nutzung GL fand der Großteil der dokumentierten Ladevorgänge im Modus „Gesteuertes Laden“ (Phase 1: 72%, Phase 2: 81 %) statt. Zum zusätzlichen Erhebungszeitpunkt in Phase 2 (T2) war noch eine Erhöhung des Anteils an gesteuerten Ladevorgängen in den ausgefüllten Ladetagebüchern ersichtlich.

Die durchschnittlich angegebene Ansteckdauer (Differenz zwischen An- und Absteckzeitpunkt) schwankte zwischen 11 und 12,5 Stunden (Tabelle 11). Dabei gaben die Nutzer in Phase 1 vor der Freischaltung von GL längere Ansteckdauern an als nach Freischaltung GL. In Phase 2 gaben die Nutzer jedoch nach Freischaltung GL eine längere Ansteckdauer an. Allerdings gaben die Nutzer an, dass nach Freischaltung von GL die Fahrzeuge für Sofortladevorgänge kürzer angeschlossen waren als für gesteuerte Ladevorgänge.

In Phase 1 waren die dokumentierten Ladezustände bei An- und Abstecken nach Freischaltung von GL wesentlich niedriger als vor GL-Freischaltung (Tabelle 11). Diese Tendenz war in Phase 2 nicht ersichtlich. In beiden Phasen wurde von den Nutzern ein Rückgang des Anteils an Vollladungen berichtet: Vor Freischaltung von GL lag dieser wesentlich höher als nach Freischaltung GL.

Tabelle 11: Ergebnisse aus den Ladetagebüchern (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; Ladetagebücher).

	Phase 1		**Phase 2**		
Zeitpunkt und Anzahl ausgewerteter Ladevorgänge	**T0** (*N* = 86)	**T1** (*N* = 70)	**T0** (*N* = 74)	**T1** (*N* = 86)	**T2** (*N* = 89)
Angaben der Nutzer zu:					
Wer startet den Ladevorgang?					
Hauptnutzer	**88%**	**93%**	**96%**	**90%**	**89%**
Andere	11%	7%	4%	9%	11%
Fehlende Werte	1%	-	-	1%	
Ladeort					
Wallbox zu Hause	**94%**	**81%**	99%	94%	92%
Wallbox am Arbeitsplatz	6%	9%	-	-	-
Öffentliche Ladesäule	-	3%	1%	1%	1%
Normale Steckdose zu Hause	-	3%	-	1%	-
Normale Steckdose am Arbeitsplatz	-	1%	-	2%	6%
Unbekannter Ladeort	-	3%	-	2%	1%
Anzahl Ladevorgänge pro Woche					
Alle Ladevorgänge	**4,8**	**5,4**	**4,9**	**6,6**	**6,9**
Gesteuerte Ladevorgänge	**-**	3,7	**-**	5,2	5,9
Sofortladevorgänge	**-**	1,5	**-**	1,2	1,0
Durchschnittliche Ansteckdauer					
Alle Ladevorgänge	**12h 39min**	**12h 11min**	**10h 48min**	**11h 28min**	**12h 12min**
Gesteuerte Ladevorgänge	-	12h 46min	-	12h 44min	12h 49min
Sofortladevorgänge	-	9h 27min	-	5h 40min	7h 52min
Ladezustand beim Anstecken	52%	36%	53%	53%	51%
Ladezustand beim Abstecken	97%	71%	98%	91%	89%
Anteil Volllladungen (≥ 98% Ladezustand)	85%	32%	65%	49%	42%

Um die *Gründe für einen Ladevorgang* abzubilden, verteilten die Nutzer 100 Prozentpunkte auf verschiedene Kategorien. Dadurch ergab sich die Möglichkeit zur Mehrfachnennung von Gründen sowie zur Vornahme einer Gewichtung. Für die Auswertung wurden die vergebenen Prozentpunkte für jeden der Gründe gemittelt. Die Ergebnisse aus Phase 1 und 2 sind in Abbildung 53 dargestellt. Der wichtigste Grund zu laden bestand für die Nutzer beider Phasen vor der Freischaltung des gesteuerten Ladens (T0) darin, dass es sich „gerade anbietet". Ein zu niedriger Ladestand wurde als zweitwichtigster Grund genannt. Eine bevorstehende längere Fahrt stand an dritter Stelle für die Nutzer in Phase 1. In Phase 2 waren die sonstigen Gründe, beispielsweise regelmäßig Laden oder gratis Parken, an dritter Stelle.

Nach der Freischaltung des gesteuerten Ladens (T1) gab es auch deutliche Unterschiede im Antwortverhalten zwischen den beiden Phasen. In Phase 1 wurde als wichtigster Grund ein geringer Ladestand benannt, gefolgt von der Gelegenheit, die sich gerade zum Laden anbietet, und der Möglichkeit, Punkte zu sammeln. Damit gab es in Phase 1 Unterschiede zwischen den Ladegründen, die vor und nach der Freischaltung von GL angegeben wurden. In Phase 2 hingegen wurde sowohl vor als auch nach Freischaltung des gesteuerten Ladens als wichtigster Grund genannt, dass es sich gerade anbietet, gefolgt von der Aussage, dass der Ladestand zu niedrig sei. Sonstige Gründe wurden erneut als drittwichtigster Grund genannt. Lediglich 8 % der Nennungen entfielen auf den Grund „Punkte sammeln".

In Phase 2 wurde im dritten Ladetagebuch, im Nutzungszeitraum vor Fahrzeugrückgabe GL (T2), erneut angegeben, dass der wichtigste Ladegrund „Es bietet sich an“ ist. An zweiter Stelle folgte wieder ein zu niedriger Ladestand, an dritter Stelle stand nun für die Nutzer die Möglichkeit zum Punkte sammeln.

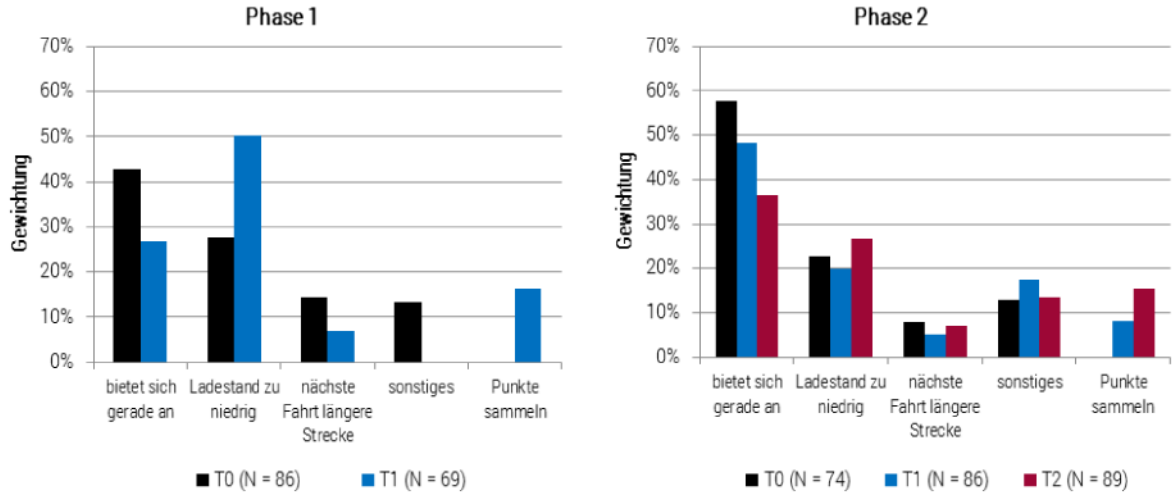


Abbildung 53: Prozentuale Wichtigkeit der Gründe zu laden (AP 5.4, Probebetriebsphasen 1 und 2; Ladetagebücher).

In Abbildung 54 sind die Ladegründe nach Freischaltung GL getrennt nach Lademodi dargestellt. Sofern der Lademodus „Gesteuertes Laden“ gewählt wurde, vergaben die Nutzer im Schnitt 23 % (Phase 1) beziehungsweise 10 % (Phase 2) der Punkte an den Grund „Punkte sammeln“. Für den Ladegrund „Ladestand zu niedrig“ zeigte sich, dass die Nutzer der Phase 1 im Lademodus GL mehr als doppelt so viele Punkte für diesen Grund vergaben (*MW* = 51 %) als die Phase 2-Nutzer (*MW* = 23 %). Besonders im Modus „Sofortladen“ wurde in beiden Phasen der Grund „nächste Fahrt eine längere Strecke“ als relevant für die Ladentscheidung angegeben (Phase 1: 24 %; Phase 2: 28 %). Dieser Grund beeinflusste die Ladeentscheidung der Nutzer allerdings nicht, wenn der Modus „Gesteuertes Laden“ gewählt wurde. Des Weiteren wird bei Sofortladevorgängen in Phase 1 als wichtigster Grund „Ladestand zu niedrig“ angegeben, während in Phase 2 bei Sofortladevorgängen „es bietet sich gerade an“ für die Nutzer im Vordergrund stand (*MW* = 53 %).

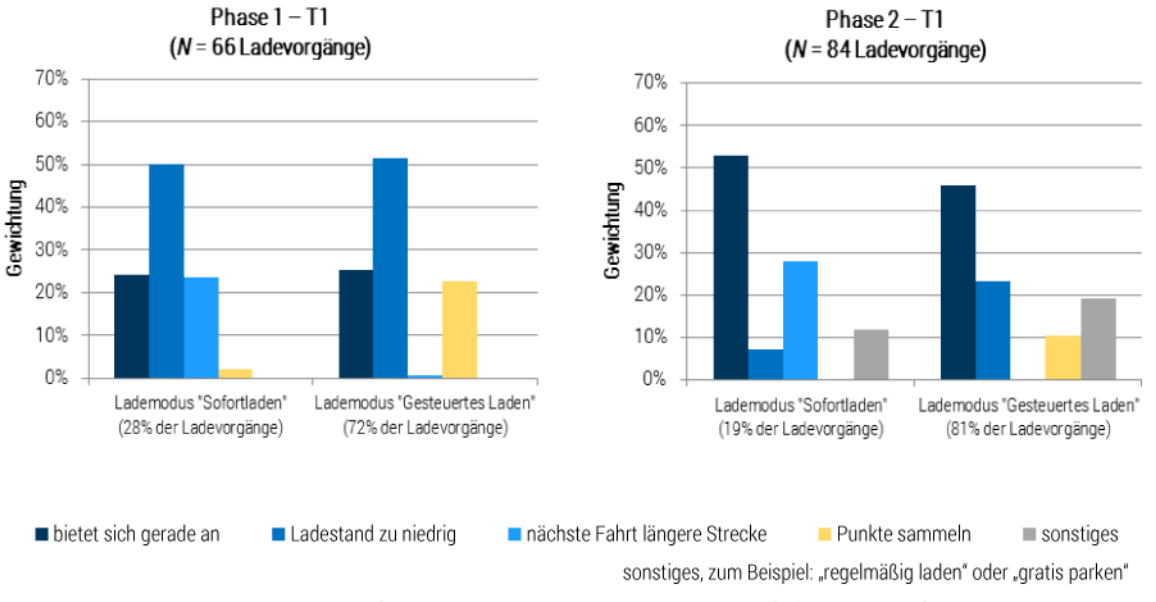


Abbildung 54: Prozentuale Wichtigkeit der Gründe zu laden, Verteilung nach Modus Sofortladen vs. Gesteuertes Laden (AP 5.4, Probebetriebsphasen 1 und 2; Ladetagebücher).

GL-Applikation: Einstellungen und Anpassungen; Einstellungsunterschiede an Werk- und Wochentagen

Die Teilnehmer (*N* = 20) des Probebetriebs der Phase 1 und 2 wurden zunächst nach ihrem *üblicherweise in der Applikation eingestellten Ladestand* befragt. Sie gaben an, in der Arbeitswoche und am Wochenende im Durchschnitt etwa 65 % Mindestladung zu wählen. Die Einstellungen der Sicherheitsladung mit 31 % unter der Woche und am Wochenende unterschieden sich ebenfalls nicht.

Dabei gaben die Nutzer im Mittel an, ihre Einstellung der *Flexibilität, Sicherheits- und Mindestladung* „selten bis nie“ angepasst zu haben. Für die Abfahrtszeit fielen die Antworten heterogener aus. Einige Nutzer passten ihre Abfahrtszeit häufig (mehrmals wöchentlich) an, andere selten bis nie (Abbildung 55, Abbildung 56).

Im Mittel wählten die Nutzer die Einstellungen über den gesamten Zeitraum hinweg so, dass sie zwischen komfortabel und zwingend notwendigen Parametern liegen (Abbildung 57). Bei den Einstellungen für minimale Mindest- und Sicherheitsladung ergaben sich kaum Unterschiede zwischen Woche und Wochenende. Am Ende der zweiten Nutzungsphase zum Befragungszeitpunkt T2 stimmten die Teilnehmer der Aussage stärker zu, dass es ihnen passiert ist, dass die gewählte Mindestladung nicht ausreichte, um ihre Fahrten abzudecken (Mittelwerte in Phase 2 an Werktagen: $MW_{T1} = 2{,}2$; $MW_{T2} = 3{,}8$; Mittelwerte in Phase 2 am Wochenende: $MW_{T1} = 1{,}9$; $MW_{T2} = 3{,}2$).

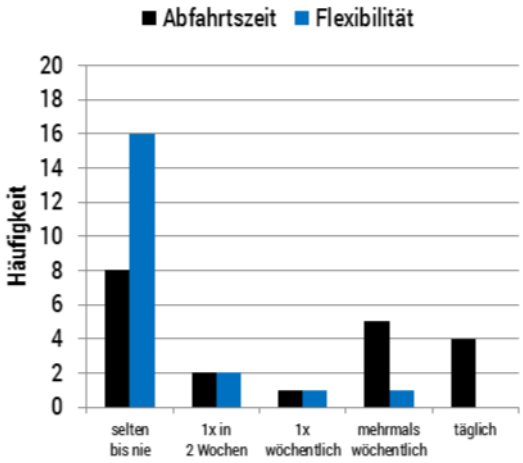


Abbildung 55: Häufigkeit der Einstellungsanpassungen von Abfahrtszeit und Flexibilität (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1).

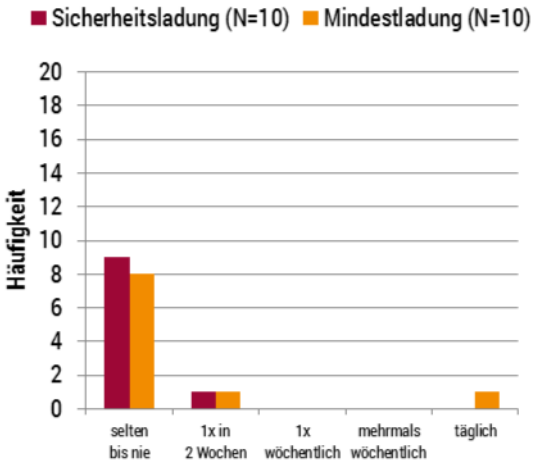


Abbildung 56: Häufigkeit der Einstellungsanpassungen von Sicherheits- und Mindestladung (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 10; Befragung zu T1).

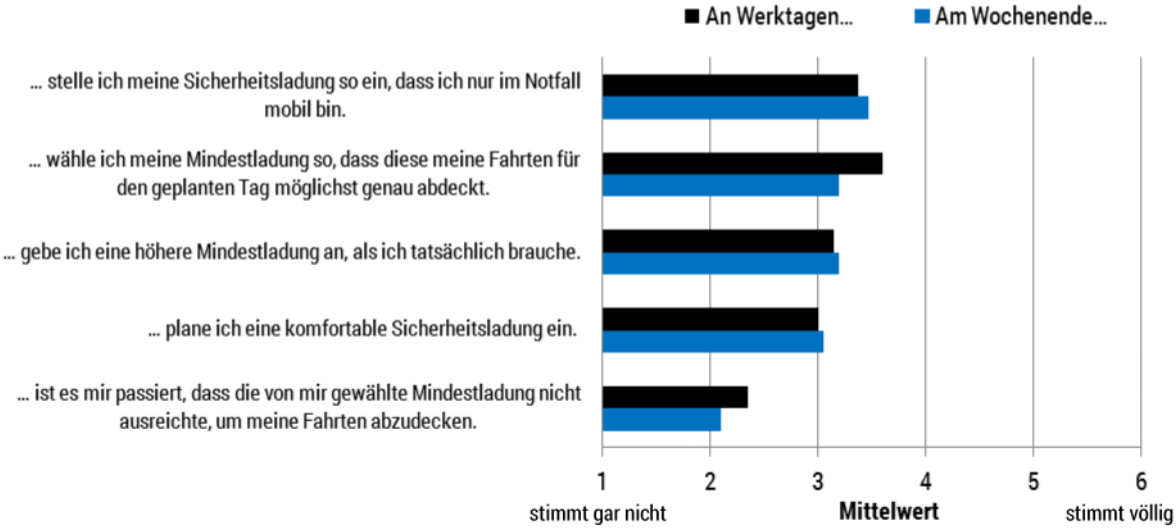


Abbildung 57: GL-Applikation - Einstellungsunterschiede an Werk- und Wochentagen (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1).

Die Abbildung 58 zeigt die Auswertung der Messdaten zur Anzahl der Nutzereingaben in die Smartphone-Applikation. Die Anzahl der Eingaben für die einzelnen Wochen sind für die Phasen 1 und 2 getrennt dargestellt. Für die Auswertung wurden Einstellungen der Abfahrtszeit sowie der gewünschten Ladung (Mindest- und Sicherheitsladung) als getrennte Eingaben gezählt. Die Ergebnisse zeigen, dass die Nutzer in beiden Nutzungsphasen insgesamt unterschiedliche Anzahlen an Nutzereingaben pro Woche getätigt haben. Über die Nutzungswochen hinweg zeigte sich jedoch kein eindeutiges Muster. Außerdem ist zu beachten, dass die Daten stark mit etwaigen Systemausfällen und technischen Weiterentwicklungen konfundiert sind, die formativ innerhalb der Phasen implementiert wurden.

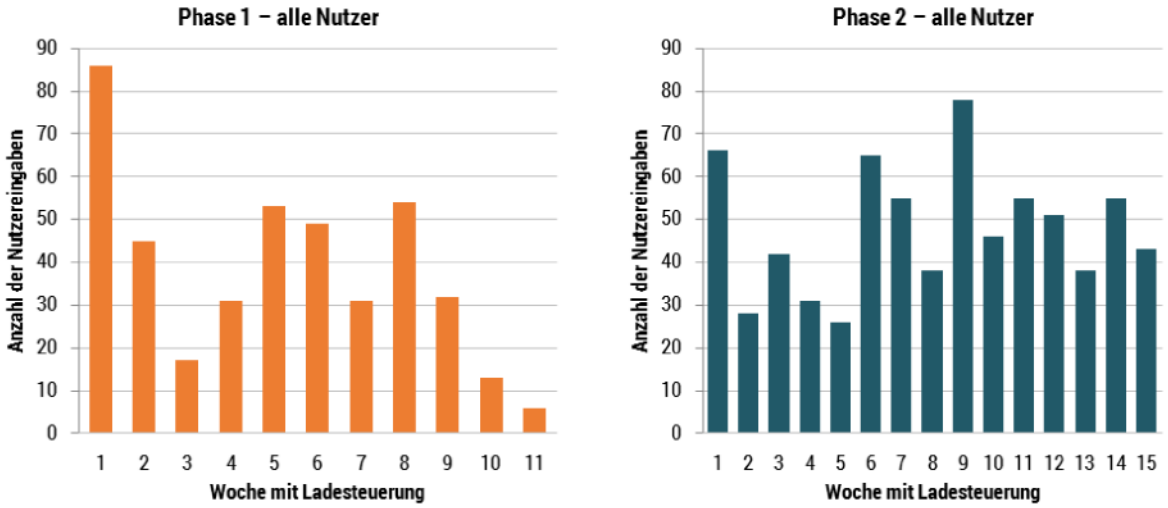


Abbildung 58: Anzahl der Nutzereingaben in der Smartphone-Applikation (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Auswertung der Messdaten).

GL-Applikation: Zufriedenheit mit den Einstellungsmöglichkeiten

Die Nutzer wurden nach mehrwöchiger GL Nutzung gefragt, ob sie die Eingabeoptionen in der Applikation für die Sicherheits- sowie Mindestladung und die Flexibilität als passend für ihre Bedürfnisse empfanden. Sowohl Sicherheits- (*MW* = 4,6) als auch Mindestladung (*MW* = 4,7) wurden von den Nutzern im Mittel als weitgehend stimmig empfunden, Flexibilität als eher passend (*MW* = 4,3).

Zufriedenheit mit dem genutzten System

In beiden Probebetriebsphasen wurde nach der Nutzung der Ladesteuerung die Zufriedenheit mit dem Gesamtkonzept des gesteuerten Ladens erfasst. Die Ergebnisse zeigen, dass 85 % der Nutzer aus Phase 1 und 2 mit dem Gesamtkonzept des gesteuerten Laden eher bis sehr zufrieden waren (Skala von 1 = sehr unzufrieden bis 6 = sehr zufrieden).

Gründe der Nicht-Nutzung GL

Als Gründe für die Nichtnutzung des GL gaben die Probebetriebsteilnehmer nach mehrwöchiger Nutzung an, dass es andere Gründe dafür gab, die nicht mit dem Aufwand, die notwendigen GL-Parameter einzugeben, zu tun haben (Abbildung 59). Aus den beiden Phasen führten *N* = 5 Nutzer an, dass es an folgenden sonstigen Gründen liegt (*MW* = 5,6): anderer Benutzer (1 Nennung); mehr Reichweite notwendig (4 Nennungen). Technische Probleme (*MW* = 3,9), fehlender Zugriff auf GL (*MW* = 4,3) sowie die Sicherstellung der Vollladung (*MW* = 4,3) waren eher Gründe für die Nicht-Nutzung von GL. Im Mittel wurde dem Aufwand, Abfahrtszeit, Flexibilität, Mindest- und Sicherheitsladung einzustellen, als Grund für die Nichtnutzung des GL eher nicht zugestimmt (*MW* = 2,1). Im Detail betrachtet, stimmte etwa ein Viertel der Nutzer allerdings eher oder weitgehend zu, dass der Aufwand für die Eingaben der GL-Parameter ein Grund für die Nicht-Nutzung von GL war.

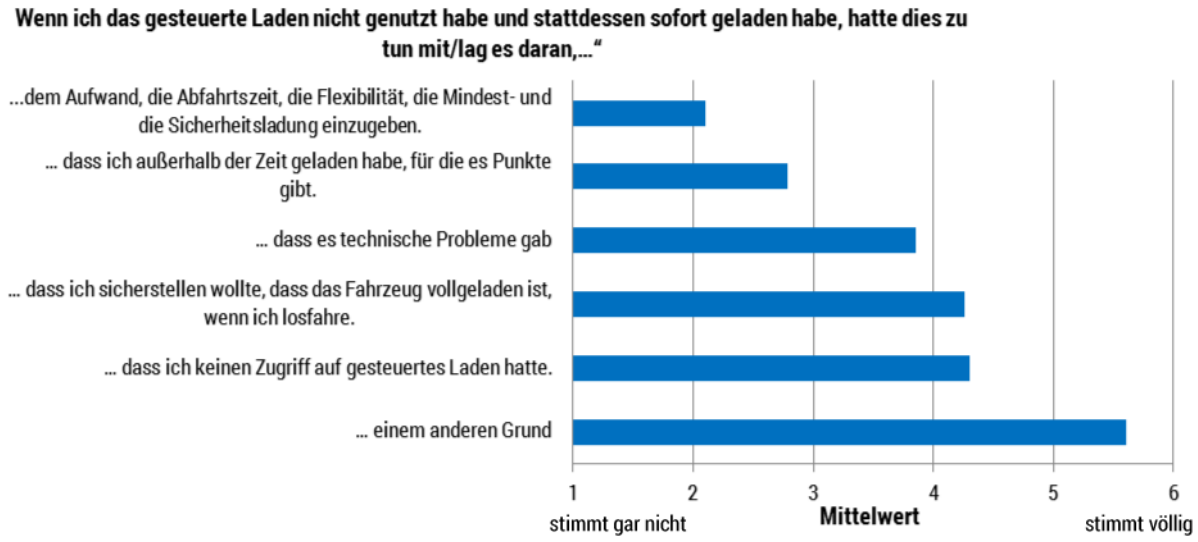


Abbildung 59: Gründe der Nicht-Nutzung GL (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1).

Mobilitätseinschränkungen und wahrgenommene Planungsaufwände durch GL

Im Probebetrieb bewerteten die *N* = 20 Teilnehmer vor der Freischaltung, wie auch nach mehrwöchiger Nutzung des gesteuerten Ladens, durch das Ladekonzept hervorgerufene Planungsaufwände und Einschränkungen in der Mobilität (siehe Abbildung 60). Die Erwartungen diesbezüglich (zu T0 erfragt) decken sich weitgehend mit den tatsächlichen Erfahrungen nach mehrwöchiger Nutzung (Befragungszeitpunkt T1). Die Probebetriebsteilnehmer stimmten nach der Nutzung im Mittel weitgehend zu, dass sie durch die Ladesteuerung ihre Fahrten stärker planen (MW_{T1} = 4,6). Ebenso stimmten die Teilnehmer der Aussage, dass die Planung der Fahrzeugnutzung durch das Ladekonzept eine größere Herausforderung ist, tendenziell eher zu (MW_{T1} = 3,7). Gleichzeitig waren sie tendenziell eher der Meinung, dass sie durch das gesteuerte Laden genauso flexibel sind wie ohne Ladesteuerung (MW_{T1} = 3,7). Nach mehrwöchiger Nutzung stimmten die Nutzer eher nicht zu, dass sie aufgrund der Ladesteuerung weniger Spontanfahrten unternahmen (MW_{T1} = 3,2). Lediglich die erwarteten Folgen des GL auf den Batteriestand wurden nach der Nutzung GL nicht erfüllt: Die Nutzer stimmten zu T1 tendenziell stärker zu, dass durch das GL der Batteriestand im Schnitt niedriger war (MW_{T0} = 3,9; MW_{T1} = 4,5).

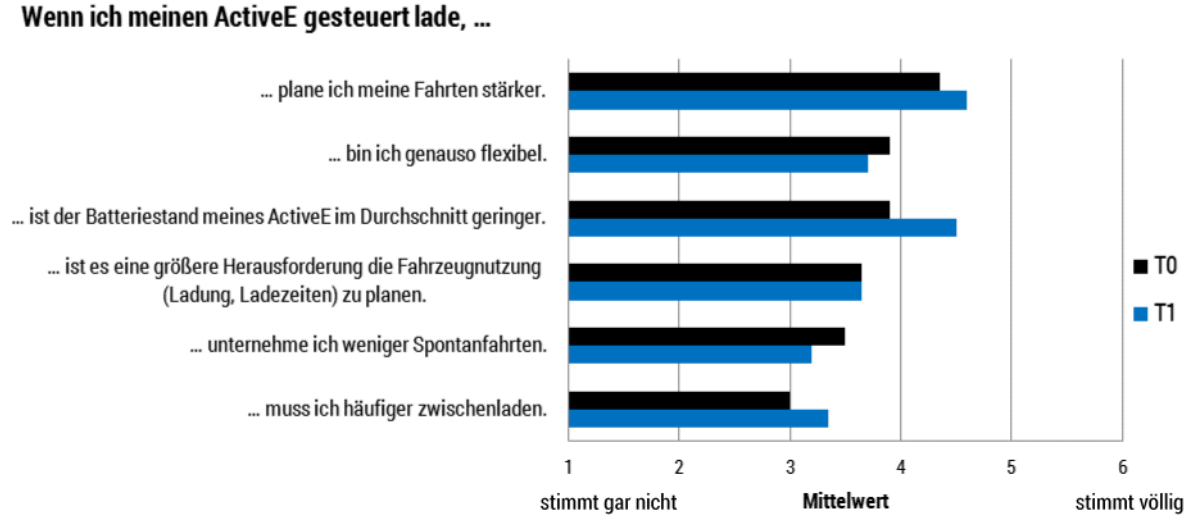


Abbildung 60: Mobilitätseinschränkungen und Planungsaufwände durch GL (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T0 und T1).

In Phase 2 wurden zusätzlich zu einem dritten persönlichen Befragungszeitpunkt (T2) die Mobilitätseinschränkungen und Planungsaufwände erfragt. Es zeigte sich, dass die $N = 10$ Nutzer zu diesem Zeitpunkt ihre Fahrten unter Nutzung von GL im Schnitt noch etwas stärker planten ($MW_{T0} = 4{,}5$; $MW_{T1} = 4{,}4$; $MW_{T2} = 4{,}9$). Dieses Ergebnis bedarf allerdings weiterer Untersuchungen.
Die Nutzer der 1. und 2. Probebetriebsphasen führten weiterhin Mobilitätseinschränkungen, Flexibilitätseinbußen und erhöhte Planungsaufwände als Nachteile des gesteuertes Ladens an (siehe Abschnitt 6.5.1).

Präferierte Eingabeorte für relevante Informationen und Bedarfe nach weiteren GL-Zugängen
Die Nutzer wurden im Probebetrieb weiterhin gefragt, wo sie gern die GL-relevanten Informationen (Lademodus, Abfahrtszeiten, Flexibilität bei Abfahrtszeit, Mindestladung zur Abfahrtszeit, Sicherheitsladung, Vorklimatisieren ein-/ausschalten) eingeben wollen (Tabelle 12). Dabei konnten sie Rangplätze je Information an die Eingabeorte Fahrzeug, Smartphone, Webportal und Wallbox vergeben oder „Information gar nicht angeben“ wählen. Die befragten Nutzer präferierten die Eingabe aller relevanten Informationen auf dem Smartphone. Insgesamt ergab sich folgende Ordnung der Schnittstellen für die präsentierten Informationen: **Smartphone > Fahrzeug > Webportal > Wallbox.** Die Kategorien „sonstige“ und „nirgendwo“ wurden nicht verwendet.

Tabelle 12: Präferierte Eingabeorte für relevante Informationen; Rangsummen (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1).

	Lademodus	Abfahrts-zeiten	Flexibilität	Sicherheits-ladung	Mindest-ladung	Vorklima-tisieren
Fahrzeug	35	43	43	37	37	38
Smartphone	29	24	24	26	26	26
Webportal	69	61	62	63	63	66
Wallbox	66	77	76	76	76	73

Die Nutzer wurden gefragt, wie ihr Anteil an der Nutzung und den Ladevorgängen des Probebetriebfahrzeugs ausfällt (Abbildung 61). Im Mittel nutzten die Teilnehmer zu 86 % selbst ihren ActiveE. 78 % der Sofortladevorgänge und 95 % der gesteuerten Ladevorgänge wurden von dem Hauptnutzer gestartet.



Abbildung 61: Anteil an der Nutzung und an Ladevorgängen des Probebetriebfahrzeugs (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1).

Die Nutzer äußerten Bedarfe nach weiteren Schnittstellen zur Einstellung von GL-Parametern. In Abbildung 62 sind die Präferenzen der Nutzer für weitere Zugänge dargestellt. Als Zugang für den Hauptnutzer reichte eine Android- beziehungsweise iOS-Applikation aus. Es benötigten $N = 4$ Nutzer keinen weiteren Zugang für sich oder für andere Personen. Allerdings wünschten sich $N = 14$ Nutzer einen weiteren Zugang für sich selbst: davon fänden $N = 10$ ein Webportal und jeweils $N = 2$ eine iOS- oder Android-Applikation geeignet. Zusätzlich wünschten sich $N = 14$ Nutzer einen weiteren Zugang für Einstellungen zum gesteuerten Laden für eine weitere Person, dabei waren die Wünsche nach den verschiedenen Schnittstellen (iOS-, Android-Applikation und Webportal) etwa gleichermaßen verteilt.

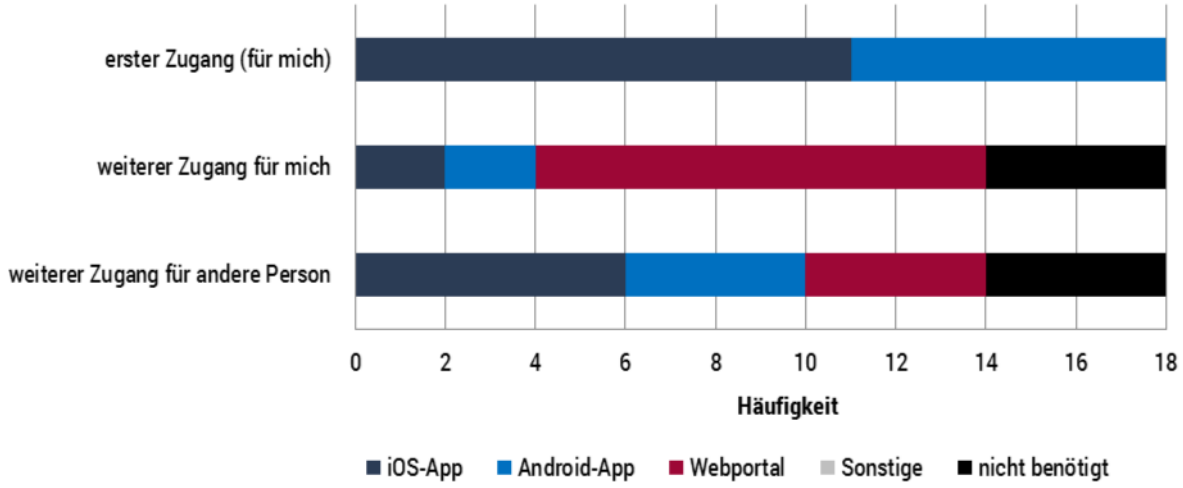


Abbildung 62: Bedarfe nach weiteren GL-Zugängen (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1).

Anzeigeorte für Informationen über GL

Zu den genannten Informationen konnten die Teilnehmer im offenen Antwortformat angeben, wo sie diese angezeigt haben möchten (Abbildung 63).

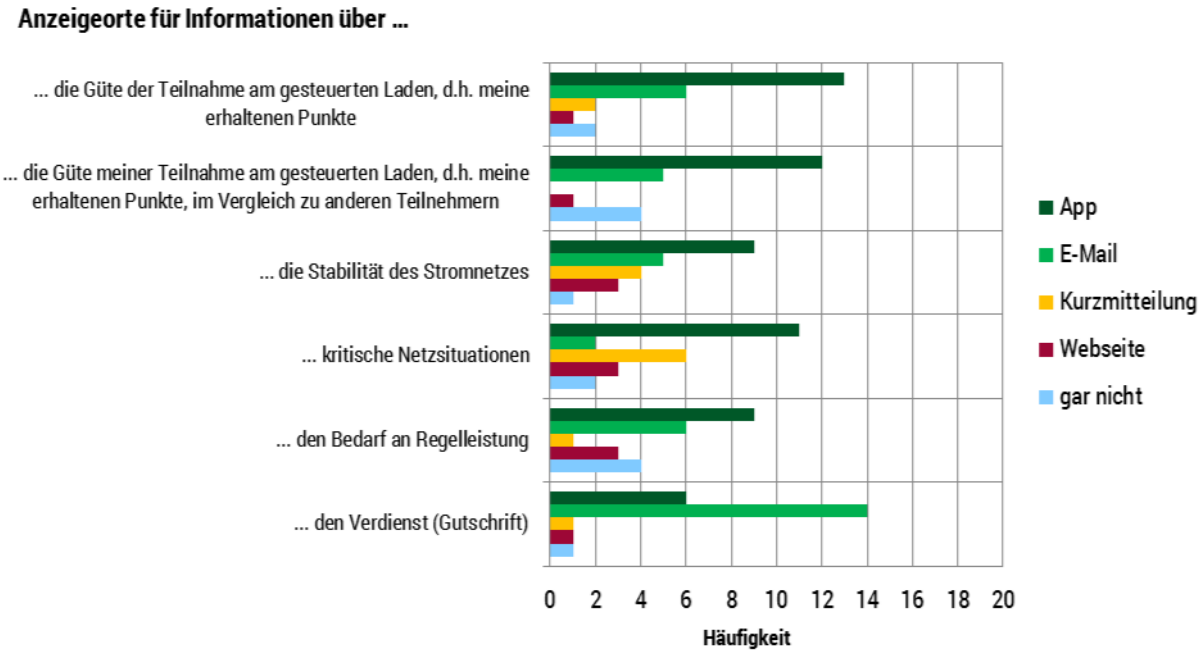


Abbildung 63: Präferierte Anzeigeorte für Informationen zum gesteuerten Laden (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1).

Die Nutzer konnten sich Anzeigen in Form einer Applikation, per E-Mail, Kurzmitteilung, aber auch per Webseite vorstellen. Am häufigsten wurden mobile Anzeigeorte für die angeführten Informationen genannt. Lediglich für die Gutschrift wurde eine Information via E-Mail bevorzugt. Einige Nutzer gaben auch an, für bestimmte Informationen keinen Anzeigeort zu benötigen.

Verbesserungspotenziale und Gestaltungsvorschläge

Nach mehrwöchiger Nutzung von GL wurden von den Nutzern verschiedene Verbesserungsvorschläge für das gesteuerte Laden in den Interviews benannt. Zwei Nutzer nannten keine Verbesserungsvorschläge.

Bei der Verfügbarkeit des Servers und der Stabilität des Systems sahen 9 von 20 Nutzern Verbesserungspotenziale, zum Beispiel beim Beheben von Fehlern beim Senden von Ladeplänen oder bei Abbrüchen.

> *„Na ja, hauptsächlich in der Verfügbarkeit der App oder des Servers." [TN A08, T1]*

> *„Dann diese Serverstabilität, Verbindungsstabilität. Das ist bei mir ja auch im Haus auch eine Unsicherheit, ich meine beim WLAN, da könnte auch mal irgendwie ein Aussetzer sein. Mir hat man zwar gesagt, dass sich das dann sofort wieder einloggt. Aber das ist auch so ein bisschen, noch so eine technische Ungewissheit, sage ich mal, die da ein bisschen… drin ist. Also ich denke, da wird, wenn man das weiterentwickelt, dann eben auch mehr Stabilität reinzubekommen. Und das ist so eine Verbesserungsmöglichkeit." [TN B02, T1]*

Eine kürzere Ladedauer wünschten sich $N = 6$ Nutzer, was allerdings nicht unmittelbar im Zusammenhang mit GL steht, zum Beispiel:

> *„Der Ladevorgang an sich, ja, müsste schneller gehen. Das ist also eindeutig zu langsam, aber dafür kann das gesteuerte Laden nichts." [TN B02, T1]*

Bezüglich der GL-Ladezeiten äußerten manche Nutzer (5 von 20) auch, dass sie den GL-Ladezeitraum gerne flexibler (länger) gestalten würden, beispielsweise:

> *„Also ich hätte dieses Auto gerne mal um 18 Uhr begonnen zu laden, und es morgens um 9 Uhr abgenommen. Gut, um 9 Uhr abnehmen geht ja, ist ja kein Problem später abzunehmen. Aber wenn ich jetzt früher los muss, eben auch früher. Also für mich wäre es besser gewesen, das gesteuerte Laden 24 Stunden täglich machen zu können. Und dann nicht dafür bestraft zu werden, dadurch dass ich keine Punkte kriege, wenn ich tagsüber lade." [TN B07, T1]*

Eine Verbesserung der umgesetzten Incentivierung wünschten sich $N = 4$ Nutzer, sowohl monetär als auch in den dazugehörigen Einstellungsmöglichkeiten.

> *„Also an der Rentabilität von Elektroautos werden sicherlich monatliche Gutschriften von 10 Euro kein Anreiz sein." [TN B04, T1]*

Technische Innovationen wurden ebenfalls bei den Verbesserungsvorschlägen thematisiert. Dabei wurden konkrete Systemgestaltungsvorschläge geäußert: intelligente Ladekonzepte mit Rückspeisungsoptionen (V2G) könnten sich $N = 3$ Nutzer vorstellen. Induktives Laden schlug $N = 1$ Nutzer vor.

> *„Dass man da dann halt so ein Potenzial mit nutzt. Dass man überschüssige Energie vom Dach, im Auto mit drin lädt, dass man damit das Haus damit speist." [TN B05 T1]*

> *„Also wie gesagt, alles was zwischen Auto und Versorgung zu hat, das was wir schon gesagt haben, möglichst dann in Zukunft Induktion, also kontaktlos." [TN B04, T1]*

Zudem bemängelten $N = 2$ Nutzer, dass die Applikation jeweils nur von einem Familienmitglied, dem Hauptnutzer, genutzt werden konnte und wünschten sich einen weiteren Zugang:

> *„[…] dass nur einer eben in der Familie das hat, wenn das Auto da ist. Weil wir hatten ja jetzt nur das eine Fahrzeug, und wenn nur ein Fahrzeug da ist und man muss sich dann absprechen und so, dann müsste es auch so sein, dass die App für mehrere zur Verfügung steht." [TN A03, T1]*

Sechs Nutzer wünschten sich Push-up-Benachrichtigungen bei Fehlern oder Problemen.

> *„[…] wenn man eine Fehlermeldung bekommen hätte. Das man gesagt hätte: Handy oder Smartphone klingelt: Achtung, Fahrzeug ist nicht geladen." [TN A09, T1]*

Den Auswertungsscreen *Diagramm Punkte pro Kriterium* in der Smartphone-Applikation beschrieben $N = 3$ Nutzer als nicht verständlich, allerdings gab nur ein Nutzer einen konkreten Verbesserungshinweis.

> *„[…] Auswertung […] wenn ich da zum Beispiel in Säulen das farbig unterteilt habe, was hab ich gesteuert und was hab ich sofort geladen. Das könnte man/ Also wenn ich das farbig unterlege, dann kann ich das auch noch sehen, meinetwegen Grüne und Blaue oder irgendwie sowas." [TN A03, T1]*

In der 2. Phase wurde in der Befragung bei Fahrzeugrückgabe (T2, $N = 10$) noch einmal nach Verbesserungsvorschlägen gefragt. Zu diesem Zeitpunkt wurden erneut die Verbesserungsvorschläge, wie erhöhte Zuverlässigkeit vom GL System und Stabilisierung der Kommunikation, das heißt verlässliches Senden von Ladeplänen ($N = 5$), Reduzierung der Ladezeit ($N = 4$) und Flexibilisierung des Ladezeitraumes ($N = 2$), verbesserte Incentivierung ($N = 2$), innovative Ladekonzepte wie induktives Laden ($N = 2$) und Einbindung von V2G-Ansätzen ($N = 1$) genannt. Auch bezüglich der Applikation wiederholten sich die Verbesserungsvorschläge zur vorherigen Befragung. Der Wunsch nach Pushmitteilungen ($N = 2$) wurde erneut geäußert.

Weiterhin führten die Nutzer der Phase 2 zu T2 neue Verbesserungsvorschläge an: Die Nutzung von höheren Stromstärken zum Laden des Elektrofahrzeugs ($N = 1$), Aufklärung über Lademöglichkeiten ($N = 1$) und Anzeigen der nächsten Lademöglichkeit ($N = 1$), die Nutzung von Laternen als Ladepunkt für Elektrofahrzeuge ($N = 1$), der Wunsch nach mehr Informationen zur Situation der Regelleistung ($N = 1$). Entsprechende Aussagen sind die Folgenden:

> *„Also die Stromstärke könnte man, so habe ich das verstanden, diese Wallbox, die ich habe, arbeitet mit normalem Strom aus dem Haus, man kann wohl das auch mit stärkerem Strom machen, dann würde die Ladezeit, also die Länge der Ladezeit, könnte man sicher optimieren." [TN B08; T2]*

> *„Und da denke ich mal, müsste man dann natürlich sofort ein Angebot kriegen, wo ist die nächste Säule. […] Wo man hin muss beziehungsweise, wo ich ein Päuschen machen muss, ja." [TN B04; T2]*

> *„Wir haben so viele, in der Großstadt, Laternen, also aus meiner Sicht ist das dann wirklich das sinnvollste und einfachste. Oder man muss eben wirklich solche Säulen in die Nähe von was weiß ich welchen Parkplätzen bringen." [TN B04; T2]*

> *„Es wäre halt schön, wenn man noch mehr mitbekommen würde über die gesamte Situation mit Regelleistung und wie viel jetzt überhaupt die Stromer schon ausmachen oder da beeinflussen können oder auch dann in unserem Projekt zahlenmäßig beeinflusst haben." [TN B03; T2]*

Die Teilnehmer wurden nach der GL-Nutzung außerdem nach Gestaltungsvorschlägen für die Einstellungsmöglichkeiten der Parameter *Flexibilität, Sicherheitsladung* und *Mindestladung* gefragt, wenn sie diese in einer Applikation frei einstellen könnten. Dabei sollten sie sich für eine Einheit, Maximum und Minimum sowie das gewünschte Intervall entscheiden.
Bezüglich der *Flexibilität* wünschten sich *N* = 15 Nutzer die Einheit Minuten zwischen 5 und 54 Minuten. Damit wünschten sich die Nutzer im Mittel eine erweiterte Einstellungsmöglichkeit im Vergleich zur aktuellen Applikation (5 bis 30 Minuten).
Bei der Gestaltung der *Sicherheitsladung* (aktuelle Applikationseinstellungen: 30 bis 45 %) bevorzugten 14 Nutzer die Einheit Prozent, nur *N* = 5 Nutzer sprachen sich für Kilometerangaben aus. Ein Nutzer machte hierzu keine Angabe. Im Mittel wünschten sich die Nutzer Einstellungsmöglichkeiten von 23 % bis 67 %. Auffällig ist dabei, dass sich ein Nutzer für die Sicherheitsladung die volle Bandbreite von 0 % bis 100 % als Einstellmöglichkeit wünschte, ein weiterer Nutzer machte sehr hohe Angaben (80 % bis 100 %).
Für die *Mindestladung* bevorzugten *N* = 13 Nutzer eine Einstellung in Prozent. Bezüglich der möglichen Einstellungsparameter wichen die Angaben der Nutzer stark voneinander ab. Die volle Bandbreite von 0 % beziehungsweise 1 % bis 100 % gaben *N* = 2 Nutzer an. Im Mittel wünschten sich die Nutzer eine Mindestladung im Bereich von 37 % bis 97 %.

Die Nutzer der ersten und zweiten Probebetriebsphase wurden gefragt, wie sie die bisherigen *Parameter* festlegen würden, wenn diese *festgeschrieben und nicht frei auswählbar wären* (Abbildung 64). Bei der Interpretation der Ergebnisse ist zu bedenken, dass die Nutzer mit den Einstellungsmöglichkeiten des GL3.0-Probebetriebs vertraut waren, als sie diese Frage bearbeiteten.
Wenn die Flexibilität nicht selber einstellbar wäre, würden die Nutzer eine automatische Einstellung von 20 Minuten präferieren (*Min* = 0 Minuten; *Max* = 60 Minuten). Es ergab sich eine mittlere gewünschte Sicherheitsladung von 37 % (*Min* = 20 %, *Max* = 100 %). Bei der Mindestladung wählten die Nutzer im Mittel 72 % (*Min* = 30 %; *Max* = 100 %).

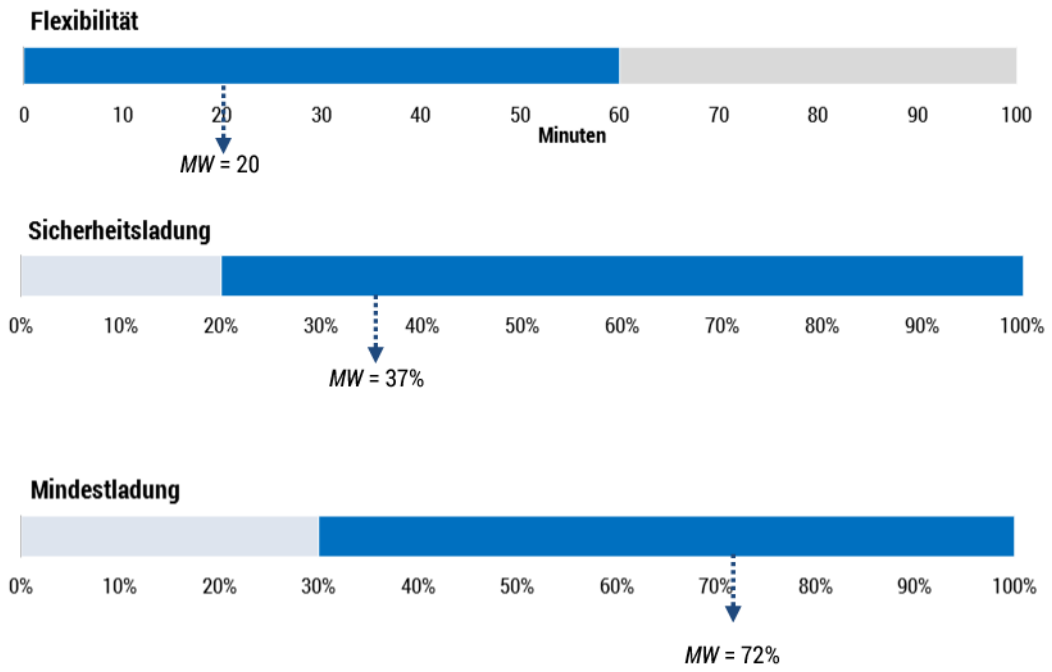


Abbildung 64: „Wenn Sie Ihre […] nicht selbst auswählen könnten, wie hoch müsste diese sein?“ (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1).

Weiterhin wurden die Nutzer gefragt, welche Einheit sie für die Ladeanzeige bevorzugen würden, wenn sie diese frei auswählen könnten (Abbildung 65). Sowohl bei der Sicherheits- als auch bei der Mindestladung präferierten die Mehrzahl der Nutzer eine kombinierte Anzeige der Parameter in Prozent und in Kilometern (Sicherheitsladung: $N = 12$; Mindestladung: $N = 13$). Im Probebetrieb war nur einem Nutzer egal, in welcher Einheit der Ladezustand angezeigt wird. Von $N = 2$ Nutzern wurde, wie im Probebetrieb bereits implementiert, die Anzeige in Prozent präferiert. Von $N = 5$ Nutzern (bei der Sicherheitsladung) beziehungsweise von $N = 4$ Nutzern (bei der Mindestladung) wurde die jeweilige Reichweitenanzeige in Kilometern gewünscht.

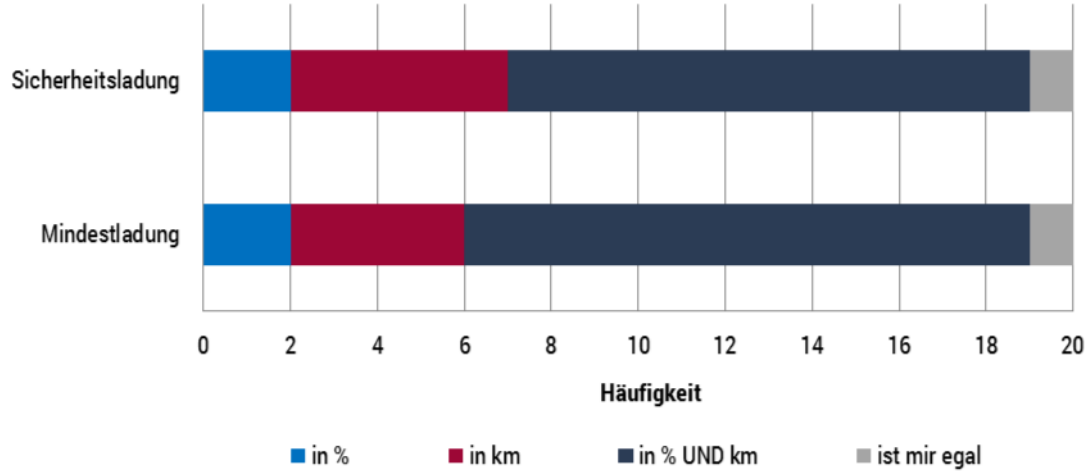


Abbildung 65: GL-Applikation - Bevorzugte Einheiten für Ladeanzeige (AP 5.4, Probebetrieb, Phase 1 und 2; N = 20; Befragung zu T1).

6.6. Ablauf der Phase 3

Für die dritte Phase der Nutzerstudie von März bis August 2015 standen im Projekt vorrangig technische Fragestellungen im Vordergrund. So sollte hier innerhalb eines technischen Stresstests untersucht werden, welche netzbezogenen Auswirkungen das gesteuerte Laden innerhalb einer Netzschleife mit sich bringt. Dazu wurde das gesteuerte Laden, anders als in den Phasen 1 und 2, über Tag und an einem Standort implementiert. Die Wallbox wurde am Arbeitsplatz der Nutzer installiert (siehe Bericht zum TP 6).

Nach der Fahrzeugübergabe fand eine dreiwöchige Gewöhnung statt, in welcher die Teilnehmer gebeten wurden, eine Online-Befragung vor dem Start des GL auszufüllen. Außerdem erhielten alle Nutzer zum Termin der Fahrzeugübergabe für die gesamte Phase 3 ein Eventtagebuch zum gesteuerten Laden (in Anlehnung an Schmehl et al. (25)) mit USB-Stick zur Dokumentation von positiven und negativen Ereignissen. Schließlich fand zur Fahrzeugrückgabe eine persönliche computergestützte Befragung statt, in der die Eventtagebücher zum gesteuerten Laden wieder eingesammelt wurden.

6.7. Teilnehmerauswahl in Phase 3

Von den technischen Partnern des Projektkonsortiums wurden zunächst Gespräche mit möglichen Projektpartnern, die die spezifischen technischen Voraussetzungen der Phase 3 erfüllten, geführt. Um diesen ersten Kontakt zu potenziellen Partnern von Nutzerforschungsseite zu unterstützen, wurden zwei unterschiedliche Szenarien ausführlich in Form von Nutzerstories von der TU Chemnitz beschrieben: Zum einen wurde die Nutzung des Gesteuerten-Laden-Konzeptes im privaten Kontext innerhalb einer Hausgemeinschaft beschrieben und zum anderen innerhalb eines beruflichen Kontextes eines Firmenfuhrparks.

Nachdem drei mögliche Partner für die dritte Phase in die engere Auswahl gelangten, wurden diese hinsichtlich ihrer Eignung bewertet. Nach Auswahl eines Partners für Phase 3 anhand der Bewertungen aller Konsortialpartner wurde die Nutzerauswahl vor Ort durch die Gestaltung und Umsetzung eines Bewerbungsfragebogens durch die Projektpartner BMW und TU Chemnitz unterstützt. Dafür wurde seitens der TU Chemnitz, ähnlich wie in Phase 1 und 2, ein Bewerbungsfragebogen mittels LimeSurvey 2.00+ (15) erstellt.
In der dritten Probebetriebsphase wurden $N = 10$ männliche Teilnehmer mit einem Durchschnittsalter von 38 Jahren (Spanne: 28 bis 49 Jahre) ausgewählt. Die Nutzer waren hauptsächlich in der Forschung und Entwicklung tätig. Die vertretenen vorrangig technischen Berufsbilder waren unter anderem Softwareentwickler, Lehrbeauftragter, wissenschaftliche Mitarbeiter, Teamleiter sowie Elektroniker. Die Nutzer verfügten über ein hohes Bildungsniveau: $N = 7$ Nutzer hatten Abitur oder einen höheren Abschluss (6 Hochschulabschlüsse). Alle Nutzer gaben an, vollzeiterwerbstätig gewesen zu sein. Die durchschnittliche Arbeitszeit betrug etwa 40 Stunden pro Woche. Die meisten Nutzer (acht von zehn) arbeiteten in Gleitzeit. Die Mehrheit der Nutzer hatte vor allem wochentags eher geregelte, also planbare Tagesabläufe.
Der Mehrheit der Nutzer hatte neben dem ActiveE noch mindestens einen weiteren Pkw zur Verfügung, den sie großteils auch während des Probebetriebs nutzen wollten. Es gaben $N = 2$ der Nutzer an, in deren Haushalt es neben dem ActiveE nur einen weiteren Pkw gab, auf dessen Nutzung während des Probebetriebs verzichten zu wollen.
Acht der zehn Nutzer gaben vor Freischaltung des GL an, dass sie während der Arbeitszeit dienstlich unterwegs sind, davon jeweils $N = 4$ mehrmals pro Monat oder häufiger beziehungsweise seltener als einmal pro Monat. Bis auf zwei Nutzer hatten die meisten Nutzer relativ kurze Dienstwege (≤ 20 km). Fünf der acht Nutzer, die dienstlich unterwegs waren, konnten sich nicht vorstellen, den ActiveE für Dienstwege zu nutzen, da ihnen Dienstfahrzeuge zur Verfügung standen, die Reichweite des ActiveE dafür nicht ausreichte oder sie eine rein private Nutzung für das Fahrzeug geplant hatten. Der überwiegende Teil der Nutzer hatte keine Erfahrung mit Laden von Elektrofahrzeugen oder gesteuertem Laden. Die Befragten hatten im Mittel eher eine positive Einstellung zu elektronischen/technischen Geräten.

6.8. Ergebnisse aus Phase 3 des Probebetriebs

In diesem Abschnitt folgen die Ergebnisse aus den Abschlussbefragungen der Phase 3 des Probebetriebs zu den Erfahrungen mit dem gesteuerten Laden, der Wahrnehmung der Alltagstauglichkeit des GL-Systems, den Beweggründen für die Teilnahme am GL und des Nutzungsverhaltens. Verbesserungspotenziale und Gestaltungsvorschläge der Nutzer, aber auch Anforderungen der Nutzer an ein ideales GL-System am Arbeitsplatz werden vorgestellt.

6.8.1. Erfahrungen mit dem gesteuerten Laden

Zur Fahrzeugrückgabe wurden Interviews durchgeführt, in denen die $N = 10$ Teilnehmer aus Phase 3 ausführlich Auskunft über ihr Ladeverhalten und ihre Erfahrungen mit dem Ladekonzept gaben.

Von guten Erfahrungen mit dem gesteuerten Laden berichteten $N = 3$ Nutzer:

> *„Ja. Hat also hat eigentlich soweit einwandfrei funktioniert. Am Anfang musst man sich natürlich einpegeln und gucken, wie viel man nun wirklich verfährt und wie viel man benötigt. Aber generell hat das sehr gut funktioniert. Mein Auto war auf jeden Fall immer voll, dann, wenn ich es haben wollte.“ [TN C02]*

> *„Bis auf die Probleme mit der App […], waren die Erfahrungen eigentlich durchwegs positiv.“ [TN C04]*

Weitere $N = 3$ Teilnehmer betonten, dass sie vor allem am Anfang der Nutzungsphase positive Erfahrungen mit GL gemacht hätten:

> *„Also am Anfang ging es sehr gut und wenn man keine plötzlichen Termine kriegt, funktioniert es wunderbar." [TN C09]*

> *„Also am Anfang hat es sehr gut funktioniert, muss ich sagen. Also die ersten zwei Monate hatte ich keine weiteren Probleme mit dem GL. Hatte auch immer Kommunikation." [TN C01]*

Von insgesamt $N = 8$ Nutzern wurden negative Rückmeldungen zu Kommunikations- und Serverproblemen geäußert:

> *„Bis halt auf diese Negativerfahrung. Wie gesagt und irgendwann hatte ich dann es leid, jedes Mal, wenn ich ankomme, zu gucken: Ja. „Keine Verbindung zum Fahrzeug" oder „Keine Verbindung zum Server." [TN C08]*

Negative Erfahrungen äußerten $N = 5$ Nutzer, da in Folge von Ladeproblemen Reichweitenprobleme aufgetreten sind:

> *„Also beim Abstellen hat er noch gestartet - die LED hat geblinkt - aber dann eben hat er - warum auch immer - durch verschiedene Probleme, die wir da hatten, abgebrochen. Und als ich abends losfahren wollte, war er nicht voll genug. Und manchmal bin ich eben 2-3 Stunden länger auf der Arbeit bis ich irgendwie die Reichweite hatte." [TN C06]*

Ein weiterer Negativpunkt, der von $N = 3$ Nutzern berichtet wurde, waren unterbrochene oder ausgebliebene Ladevorgänge:

> *„Und die letzten zwei Monate wurden dann irgendwas umgestellt, da hatte ich dann eine Zeit lang extreme Probleme, dass dann auch die Ladevorgänge komplett abgebrochen wurden. Das heißt, ich kam dann teilweise abends zu meinem Auto und das war dann nicht geladen." [TN C01]*

Wahrgenommene Vor- und Nachteile des gesteuerten Ladens

Im Interview konnten die $N = 10$ Probebetriebsteilnehmer wahrgenommene Vor- und Nachteile des gesteuerten Ladens benennen. Mit Blick auf die Vorteile ließen sich in der Auswertung zwei Ebenen unterscheiden, persönliche und globale Vorteile.

Zu den persönlichen Vorteilen zählten für $N = 4$ Nutzer mögliche finanzielle Vorteile, auch wenn diese nicht unbedingt in der Testphase sichtbar waren:

> *„Für mich ist jetzt der einzige Vorteil, dass, wenn ich das viel nutze und dem Stromanbieter mein Auto viel zur Verfügung stelle zum Laden für lange Zeit, dass ich dadurch wieder eine Gutschrift kriege." [TN C06]*

Weiterhin gaben $N = 2$ Nutzer an, dass ein Bewusstwerden über die eigenen Fahrten einsetzte und dass sie die erhöhte Strukturierung des Tagesablaufs als positiv empfanden:

> *„Man kann sein Leben oder seine Bewegung gut organisieren. Wenn man das Leben organsiert, ist das ein wichtiger, guter Vorteil. Ordnung im Leben sozusagen." [TN C09]*

Als globaler Vorteil wurde von *N* = 5 Nutzern der Beitrag zur Netzstabilisierung genannt, der durch die Teilnahme am GL entstehe:

> *„Diese Lastverteilung in dem Ladevorgang, dass man halt wirklich Überangebot im Netz nutzen kann und jetzt nicht unbedingt noch Spitzen produzieren muss. Und das halt so wirklich gezielt verteilen kann.“ [TN C05]*

Der am häufigsten genannte Nachteil bei 6 von 10 Nutzern ist die verminderte Flexibilität, wenn GL genutzt wird. Dabei bezogen sich *N* = 2 Nutzer ganz allgemein auf diesen Nachteil, *N* = 2 Nutzer betonten die Einbußen bei der Spontanität und *N* = 2 Nutzer den erhöhten Planungsaufwand:

> *„Also für mich als Privater. Also das Problem mit dem Fahrzeug allgemein, dass man alles vorherplanen muss. Und dann bringt es noch mehr Aufwand mit gesteuertem Laden, klar. Also wenn ich das Fahrzeug da, dann muss ich erst mal planen, wie lange steht das Fahrzeug. Und so weiter. Zwar ist das elegant gelöst, das mit der Sicherheitsladung und Mindestladung, und so weiter. Aber, also der Aufwand wird dadurch einfach höher.“ [TN C10]*

Zusätzlich geäußerte Nachteile bezogen sich auf allgemeine Nachteile von Elektroautos. Hier wurde von *N* = 2 Nutzern die mangelnde Reichweite angemerkt und *N* = 3 Nutzer erwähnten die unpraktische Ladedauer der Elektrofahrzeuge.

Es gaben *N* = 4 Nutzer an, dass das GL System ihnen keine persönlichen Vorteile bringe beziehungsweise für den Endverbraucher nicht vorteilhaft sei. Zusätzlich geben *N* = 2 weitere Nutzer überdies an, dass sie jedoch auch keine GL-spezifischen Nachteile finden können:

> *„Für mich persönlich sehe ich eigentlich keine großen Vorteile. Mein Auto war voll. Das find ich schon mal gut. Aber ansonsten jetzt Vorteile würde ich nicht direkt für mich selbst erkennen.“ [TN C02]*

> *„Wenn es nicht funktioniert, ist es natürlich ganz schlecht. Da sieht man die Nachteile, dass der Wagen nicht so voll geladen war, wie er sein sollte. Ansonsten viele Nachteile sehe ich nicht, weil man ja eine bestimmte Sicherheitsladung einstellen kann, die man zur Verfügung hat. Und das alles soweit funktioniert. Ich kann ja jederzeit den Ladevorgang wieder unterbrechen, wenn ich jetzt eine Spontanfahrt machen möchte.“ [TN C01]*

Anschließend sollten die Teilnehmer auf einer 5-stufigen Skala angeben, ob für sie persönlich die Vor- oder Nachteile beim GL-Konzept überwogen. Für die Mehrheit dominierten die Vorteile, kein Nutzer gab an, dass für ihn die Nachteile überwogen haben (Abbildung 66).

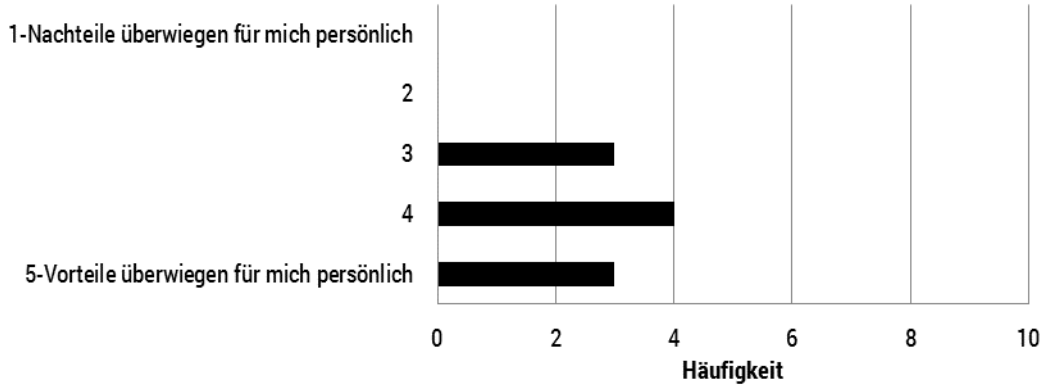


Abbildung 66: Erlebtes Verhältnis von Vor- und Nachteilen beim gesteuerten Laden (AP 5.4, Probebetrieb Phase 3; N = 10; Befragung zu T1).

Eventtagebuch zum gesteuerten Laden – Phase 3

Am Ende der Phase 3 wurden 8 der 10 ausgeteilten Eventtagebücher (in Anlehnung an Schmehl et al. (25)) von den Nutzern ausgefüllt zurückgegeben. Der durchschnittliche Dokumentationszeitraum umfasste 17 Wochen zwischen Ende März 2015 bis Ende Juli 2015. Insgesamt wurden 128 Einträge (*Min* = 4; *Max* = 42) in den Tagebüchern vorgenommen und 111 Aussagen aus den Tagebucheinträgen hinsichtlich der Bedeutsamkeit bewertet. Abbildung 67 zeigt die kategorisierten Nennungen aus den Tagebüchern sowie die Bewertung der Bedeutsamkeit dieser Ereignisse durch die Nutzer. In den dokumentierten Tagebucheinträgen gaben die Nutzer eine Bewertung der Einträge von 1 = sehr positiv bis 5 = sehr negativ ab. Im Mittel wurden die dokumentierten Ergebnisse neutral bewertet (*MW* = 2,9), 29 Ereignisse erhielten die schlechteste Bewertung „5“. Da die dokumentierten Einträge oft mehrere Aussagen enthielten, ergibt sich eine Grundgesamtheit von *N* = 198 kategorisierten Aussagen.

Die Einträge wurden zu Oberthemen zusammengefasst. Hier zeigte sich, dass die Nutzer am häufigsten fahrzeugbezogene Ereignisse (39 %) dokumentierten, die sich überwiegend auf Fahrzeugeigenschaften gefolgt von positiven Ereignissen hinsichtlich Begeisterung/Image des Elektrofahrzeugs bezogen. Am zweithäufigsten fanden sich in den Tagebüchern infrastrukturbezogene Ereignisse (23 %) zu Verbindungsproblemen beziehungsweise zur Ladebox.
Die negativsten Bewertungen erhielten Einträge zur „Funktionalität der App“ (*MW* = 5,4) und der „Einschränkung der Mobilität/Flexibilität“ (*MW* = 4,4). Eine eher negative Bewertung erhielten die Punkte „Gesteuertes Laden nicht entsprechend der Nutzereingaben“ (*MW* = 3,9) und „Verbindungsprobleme“ (*MW* = 3,8). Sehr positive Bewertungen erhielten die Punkte „Begeisterung für gesteuertes Laden“ (*MW* = 1,3) und „Begeisterung/Image des Fahrzeugs“ (*MW* = 1,4). Als eher positiv wurde ebenfalls die „Reichweite“ eingeschätzt (*MW* = 2,0).

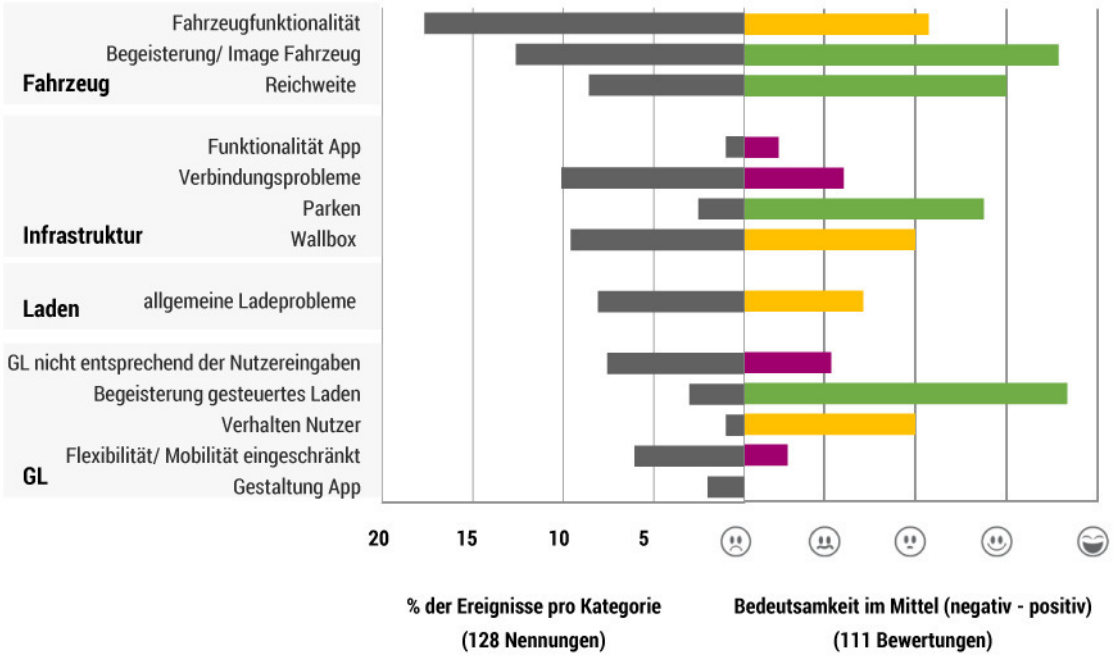


Abbildung 67: Kategorisierte Einträge aus dem Eventtagebuch zum gesteuerten Laden im Alltag und Bewertung der Bedeutsamkeit (AP 5.4, Probetrieb Phase 3, Eventtagebuch).

Beispiele für Einträge zu kritischen Events der Kategorie „Funktionalität App“ waren beispielsweise *„Ich benutze die App nicht mehr bis Projektende. Warum? Weil sie nicht funktioniert!“* oder in der Kategorie „eingeschränkte Flexibilität/Mobilität“ die Aussage *„[…] Damit mussten Fahrten verschoben werden, die geplant waren“*.

Positive Einträge in der Kategorie „Begeisterung gesteuertes Laden“ lauteten beispielsweise *„Gesteuertes Laden funktioniert das erste Mal. Genial.“* oder in der Kategorie „Begeisterung/Image Fahrzeug“: *„Auch der Neue schnurrt wie ein Kätzchen. Mal schnell knapp 160 km am Wochenende zurückgelegt. Kinder freuen sich über jeden leichten Weg.“*

6.8.2. Alltagstauglichkeit des GL-Systems

An dieser Stelle wurden die Nutzer gebeten, ihren Zustimmungsgrad zu drei Aussagen auf einer 6-stufigen Skala anzugeben. Dabei zeichnete sich ein insgesamt positives Bewertungsbild hinsichtlich der Alltagstauglichkeit ab (Abbildung 68).

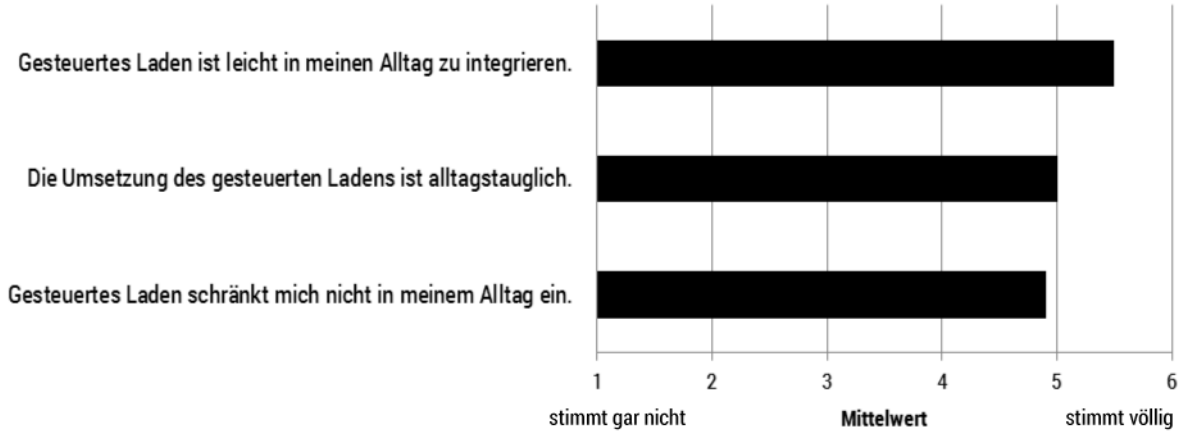


Abbildung 68: Alltagstauglichkeit des GL-Konzeptes (AP 5.4, Probebetrieb Phase 3; N = 10; Befragung zu T1).

Die Nutzer stimmten sowohl zu, dass GL leicht in ihren Alltag integrierbar ($MW = 5{,}5$) und alltagstauglich sei ($MW = 5{,}0$). Das gesteuerte Laden schränkte die Teilnehmer größtenteils auch nicht in ihrem Alltag ein ($MW = 4{,}9$) – nur $N = 1$ Nutzer empfand bei letzterer Aussage das Gegenteil. Ursächlich dafür war laut eigener Aussage, dass er der einzige Benutzer des Fahrzeugs gewesen sei, er nur eine Ladesäule zur Verfügung gehabt hätte und einen festen Parkplatz sowie eine vorgeschriebene Ladestation hätte nutzen müssen.

6.8.3. Beweggründe für die Teilnahme am GL

Um die Motive einer Teilnahme am GL herauszustellen, wurden die Teilnehmer gebeten, 100 Punkte auf drei vorgegebene Beweggründe sowie gegebenenfalls auf die Kategorie „Sonstiges“ zu verteilen (Tabelle 13). Dabei vergaben die Nutzer durchschnittlich am meisten Punkte beim Motiv, einen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes zu leisten ($MW = 33{,}5$). Auf die drei weiteren Beweggründe entfielen im Schnitt weniger Punkte: Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien ins Stromnetz ($MW = 28{,}5$), Pflichtgefühl durch Teilnahme am Projekt ($MW = 23{,}5$) sowie Gutschrift für die Teilnahme ($MW = 12{,}5$). Drei Nutzer vergaben jeweils Punkte auf die Kategorie „Sonstiges“: So sah ein Nutzer einen Beweggrund zur Teilnahme in der Möglichkeit, eine bestimmte Ladung zu einem bestimmten Zeitpunkt einzustellen (10 Punkte), ein anderer Teilnehmer darin, das GL-System auszuprobieren (5 Punkte), und ein dritter in der Chance auszuprobieren, inwieweit man sich auf diese Ladeform tatsächlich verlassen kann (5 Punkte). Bei insgesamt 6 der 10 Nutzer kristallisierte sich ein Hauptmotiv heraus, also ein Beweggrund, für welchen der jeweilige Nutzer mehr Punkte verteilte als für die übrigen Motive. Für jeweils $N = 2$ Nutzer war dies der Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes, der Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien ins Stromnetz beziehungsweise das Pflichtgefühl durch die Teilnahme am Projekt.

Tabelle 13: Beweggründe für die Teilnahme am Konzept gesteuertes Laden (AP 5.4, Probebetrieb Phase3; N = 10; Befragung zu T1).

Beweggrund	*Mittelwert*	*Min*	*Max*
Ich leiste einen Beitrag zur Stabilisierung des Stromnetzes.	33,5	10	100
Ich leiste einen Beitrag zur Integration von erneuerbaren Energien ins Stromnetz.	28,5	0	50
Ich fühle mich durch meine Teilnahme am Projekt dazu verpflichtet.	23,5	0	65
Ich erhalte für die Teilnahme eine Gutschrift.	12,5	0	40
Sonstiges	2,0	0	10

6.8.4. Nutzungsverhalten

Zum Nutzungsverhalten von GL am Arbeitsplatz am Tag folgt zunächst die Darstellung der Fahrzeugnutzung während der Phase 3. Danach werden das Ladeverhalten für die Zeit mit Ladesteuerung sowie mögliche Gründe der Nicht-Nutzung des Modus „Gesteuert Laden“ erläutert.

Fahrzeugnutzung während der Phase
Wurden die Nutzer zum Abschluss der Phase gefragt, wie häufig sie ihren ActiveE während ihrer Arbeitszeit genutzt haben, gaben jeweils $N = 3$ von ihnen an, das Elektrofahrzeug mehrmals pro Monat beziehungsweise seltener als einmal pro Monat für Fahrten während ihrer Arbeitszeit genutzt zu haben. Weitere $N = 2$ Teilnehmer nutzten den ActiveE gar nicht während ihrer Arbeitszeiten, jeweils $N = 1$ Nutzer hingegen mehrmals pro Tag beziehungsweise einmal pro Tag.

Ein spezifischeres Bild zum Nutzungsverhalten der Teilnehmer ergab sich aus deren Einschätzung, zu welchen Zwecken sie den ActiveE während der Projektteilnahme genutzt haben. Zum größten Teil wurde das Elektroauto im Schnitt für den Hin- und Rückweg zur Arbeit genutzt (62 %), danach folgten private Fahrten (35 %). Für Dienstfahrten während der Arbeitszeit nutzten die Teilnehmer den ActiveE nur in Ausnahmefällen (3 %).

Ladeverhalten nach GL-Freischaltung
Typischerweise haben die Nutzer laut eigenen Angaben ihren ActiveE in einer durchschnittlichen Woche 5,9-mal geladen, seitdem das gesteuerte Laden aktiv war. Davon waren im Schnitt 4,7 Ladevorgänge gesteuert.

Bezogen auf ihr Ladeverhalten (in Anlehnung an Franke und Krems (24) und Franke et al. (21)) während des GL (Abbildung 69) stimmten die Nutzer auf einer 5-stufigen Skala der Aussage zu, dass sie den Ladezustand des ActiveE häufig kontrollierten. Dementsprechend haben die Teilnehmer lieber öfter geladen, um sich keine Gedanken um den Ladezustand machen zu müssen. Ob und wie viele Punkte sie für das Laden bekamen, stand dabei nicht Mittelpunkt ihrer Aufmerksamkeit. Abbildung 69 zeigt die entsprechenden Mittelwerte.

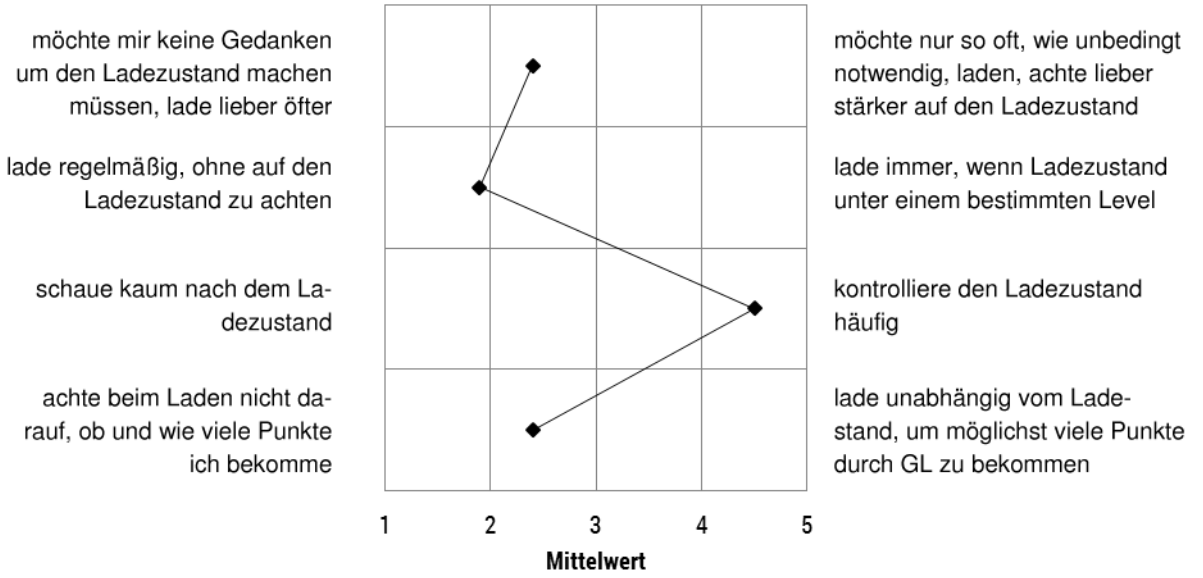


Abbildung 69: Ladeverhalten während GL (AP 5.4, Probebetrieb Phase 3; N = 10; Befragung zu T1).

Gründe der Nicht-Nutzung GL

Gefragt nach den Gründen, warum die Teilnehmer nicht gesteuert, sondern sofort geladen haben, stimmten diese auf einer 6-stufigen Skala vor allem drei Aussagen zu (Abbildung 70): Es lag daran, dass sie sicherstellen wollten, dass das Fahrzeug vollgeladen ist ($MW = 4{,}6$), dass sie keinen Zugriff auf gesteuertes Laden hatten ($MW = 4{,}0$), oder dass es technische Probleme gab ($MW = 4{,}0$).
Im Mittel lehnten die Nutzer die Aussage ab, dass es am Aufwand lag, alle Ladeparameter einzugeben ($MW = 1{,}9$). Im Detail betrachtet stimmte lediglich $N = 1$ Nutzer völlig zu, dass die Aufwände für die Eingaben Gründe für die Nicht-Nutzung von GL waren. Die anderen $N = 9$ Nutzer lehnten diesen Grund eher, weitgehend und völlig ab. Die Nutzer lehnten weiterhin als Grund für die Nicht-Nutzung ab, dass sie außerhalb der Zeit geladen haben, für die es Punkte gab ($MW = 1{,}0$).

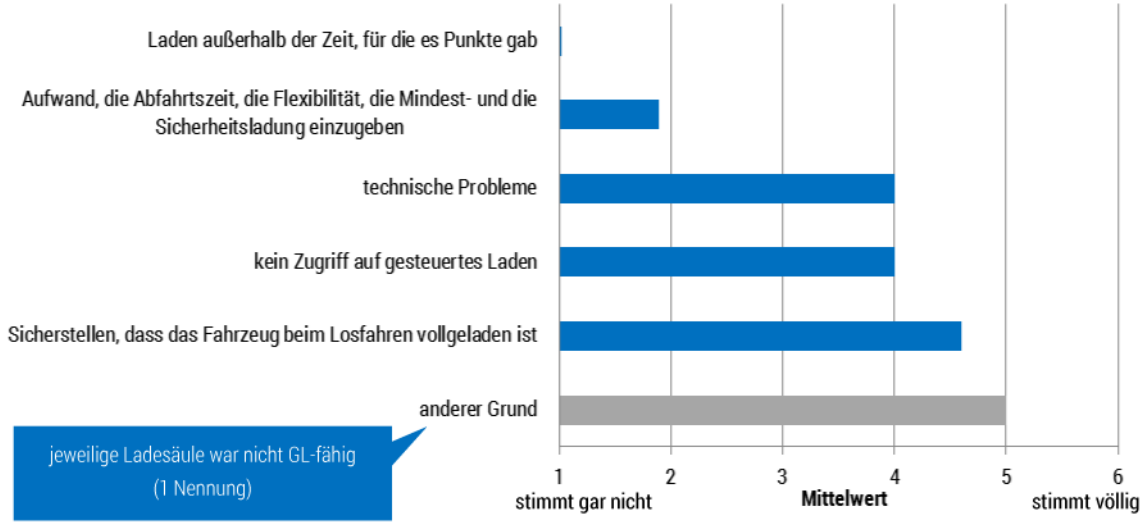


Abbildung 70: Gründe der Nicht-Nutzung von GL (AP 5.4, Probebetrieb Phase 3; N = 10; Befragung zu T1).

6.8.5. Verbesserungspotenziale und Gestaltungsvorschläge

Die $N = 10$ Teilnehmer wurden weiterhin gefragt, wo sie Verbesserungspotenzial beim GL sehen. Dabei gaben 6 von 10 Nutzern Veränderungsbedarfe der Applikation an. So wünschten sich $N = 4$ Nutzer, dass mehr Informationen über das Fahrzeug beziehungsweise den Ladestand angezeigt werden könnten.

> *„Wie gesagt, die wichtige Information vom Auto, die man braucht oder erwartet, dass sie automatisch zurückkommt und man nicht suchen muss." [TN C09]*

Weitere Einzelnennungen bezüglich Verbesserungsmöglichkeiten betrafen die Anzeige der Statistik, die Einstellmöglichkeiten von Mindest- und Sicherheitsladung beziehungsweise der Benutzerfreundlichkeit der Applikation an sich.

Verbesserungspotenzial bei der Stabilität der Kommunikation sahen $N = 4$ Nutzer. Ein Nutzer äußerte sich dazu folgendermaßen:

> *„Na ganz massiv halt die Applikation. Also die Stabilität zum Einstellen. Also ich aus Benutzersicht will nicht morgens ankommen, Handy aufmachen und sehen, dass ich keine Verbindung habe. Ich hab mich dann immer abgemeldet. Nochmal probiert. Immer noch nicht. Also es muss funktionieren. Es kann nicht sein, dass ich fünfmal am Tag probieren muss. Also stundenweise gucke, wann ich eine Verbindung habe zum Server. Also das geht nicht. Es ist irgendwie ein völliges „No-Go" also aus meiner Sicht." [TN C08]*

Jeweils $N = 2$ Nutzer sahen in der Verlagerung des GL-Systems ins Fahrzeug, einer kürzeren Ladedauer oder dem Einsatz eines Reserveakkus Verbesserungspotenziale:

> *"Und [...] ich weiß nicht, inwieweit man an den Ladesäulen sozusagen auch aktiv ... eine Möglichkeit vorsehen kann, jetzt unabhängig von dem Betreiber der jeweiligen Ladesäule, dass ich sozusagen mein eigenes GL mitbringe. So ein Huckepack-System." [TN C03]*

6.8.6. Anforderungen an ein ideales GL-System am Arbeitsplatz

Die Teilnehmer formulierten im Interview Anforderungen an ein ideales System für das gesteuerte Laden am Arbeitsplatz.

Dabei gaben $N = 5$ Nutzer an, dass sie die Umsetzung, wie sie in der Testphase stattgefunden hatte, als positiv einschätzten.

> *„Eigentlich war das für mich schon ein sehr ausgereiftes System, wie das alles ablief. Unabhängig von dem Zeitfaktor, dass das alles länger gedauert hat, das zu installieren. Aber so vom Umfang, von der Funktion und der Handhabung her, war das eigentlich schon alles sehr ausgereift. Wüsste nicht, was man da so spontan noch verbessert werden könnte." [TN C04]*

Weiterhin gaben $N = 4$ Nutzer gaben an, dass sie sich idealerweise weitere oder andere Schnittstellen zur Planung, Steuerung und Überwachung des Ladevorgangs wünschten. Mögliche Schnittstellen wären ein Programm oder webbasierte Anwendung am eigenen PC (3 Nennungen) oder eine direkte Schnittstelle an der Ladesäule (1 Nennung):

> *„Ideal wäre, dass nicht nur eine App sondern auch ein Programm an meinem PC, das ich halt verfolgen kann. Live. Weil ich muss immer mein Handy rausnehmen und gucken, und so weiter. Ich hab nicht überall WLAN. Also deshalb wäre es ideal, wenn es auch gleichzeitig in dem Programm nebenbei läuft und ich dann sehe, was grad passiert." [TN C10]*

Von einzelnen Nutzern wurden noch weitere, heterogene Aspekte zur idealen Umsetzung genannt. So erwähnte ein Nutzer eine Schnellladefunktion für dringende Fahrten während der Arbeitszeit als Anforderung. Bezüglich der Ladesäulen gab es unterschiedliche Meinungen, wer diese Ladesäulen zur Verfügung stellen sollte (Arbeitgeber oder der Vermieter des Parkplatzes). Weiterhin führte ein Nutzer an, dass eine Eins-zu-eins-Zuordnung von Fahrzeug und Ladesäule bei größeren Unternehmen aus logistischen Gründen problematisch sei, ein weiterer Nutzer sah in der eigenen Ladesäule eine Anforderung an ein ideales System. Zusätzlich sah ein Nutzer das Engagement des Arbeitgebers – der die Grundlage für GL schaffen müsste – und das Interesse der Arbeitnehmer als Grundvoraussetzungen für das gesteuerte Laden am Arbeitsplatz.

7. Erweiterung Arbeitspaket 5.1

Die Erweiterung des AP 5.1 umfasst die Ergänzung von GL-spezifischen Nutzeranforderungen und Barrieren um rückspeisungsspezifische, also V2G-spezifische Aspekte. Zunächst wurde eine umfassende Literaturrecherche durchgeführt, welche im Überblick die bisherigen Studien und Ergebnisse zum Forschungsbereich der Rückspeisung aus Sicht (potenzieller) Nutzer zusammenfasst. Die in der Literatur identifizierten Anforderungen und möglichen Barrieren für eine Teilnahme an Rückspeisungskonzepten dienten als Ausgangspunkt für die weiteren Inhalte und Erhebungen in diesem Arbeitspaket.
Zunächst wurde eine Online-Befragung mit technikaffinen Teilnehmern zur Thematik Anforderungen und Barrieren von Rückspeisekonzepten durchgeführt. Anschließend wurden in diesem Arbeitspaket ausgewählte relevante Barrieren und Anforderungen empirisch im Rahmen von sechs Fokusgruppen mit erfahrenen Elektrofahrzeugnutzern untersucht und diskutiert sowie mögliche Gestaltungsempfehlungen abgeleitet.

7.1. Integration der Ergebnisse aus AP 5.1 Erweiterung

Ziel der Erweiterung des AP 5.1 war es, Aussagen zu Nutzerakzeptanz und Identifikation von Barrieren aus Nutzersicht von V2G zu treffen, um Schlussfolgerungen für die Gestaltung eines V2G-Systems ziehen zu können.

Hierfür wurde zunächst eine umfassende Literaturrecherche zum aktuellen Forschungsstand durchgeführt. So ließen sich vielfältige Faktoren identifizieren, die bei der Gestaltung von V2G-Systemen beachtet werden sollten, um ein potenzielles System nutzerfreundlich und akzeptabel zu gestalten. Technische Voraussetzungen, insbesondere die Batterie betreffend, sind für potenzielle Nutzer entscheidend. Zudem sollte die stabile und umfassende Zugänglichkeit eines V2G-Systems über entsprechende Nutzerschnittstellen (wie zum Beispiel Smartphones oder Ladesäulen) beachtet werden. Systemeigenschaften wie die Nutzerfreundlichkeit, Systemfeedback und ein hoher Grad der Automatisierung sind entscheidend, um die Komplexität der Umsetzung und den Aufwand für den Nutzer möglichst gering zu halten. Befürchtungen der Nutzer konzentrieren sich laut Literatur vor allem auf die Einschränkung der eigenen Flexibilität und somit ihrer Mobilität sowie auf die reduzierte Batterieladung. Die Nutzer sollten ein V2G-System in ausreichendem Maß kontrollieren können, beispielsweise durch Selbstbestimmung des Ortes der Rückspeisung (V2H, V2G). Zudem wurden die identifizierten Faktoren Boni und Profit als Motivatoren für Nutzer im V2G-Kontext genannt. Die Literaturrecherche ergab zudem, dass Aspekte hinsichtlich der Privatsphäre aus Nutzersicht in diesem Kontext bedenklich sind und bei der Systemgestaltung beachtet werden müssen.

Weiterhin wurde eine Online-Befragung ($N = 128$) durchgeführt, von denen besonders die Ergebnisse der technikaffinen Teilnehmer ($N = 83$) für die Identifikation von V2G-Barrieren und Anforderungen zentral sind. Neben der grundsätzlich positiven Wahrnehmung des V2G-Konzeptes aufgrund der

netzstabilisierenden Wirkung, potenziell finanziellen Vorteile für Privatpersonen und der positiven Wirkung auf die Umwelt konnten in dieser Erhebung auch einige Bedenken zum V2G-Konzept identifiziert werden. Kritisiert wurde von den Befragten, wie sich auch bereits in der Literaturrecherche ergab, dass die Fahrzeugbatterie durch die wiederholten Ent- und Ladeprozesse leiden könnte, die persönliche Flexibilität eingeschränkt ist und dem Nutzer ein hoher Aufwand für eine Teilnahme abverlangt wird. Die Befragten befürchteten eine mangelhafte Vergütung/Rentabilität, mangelnde Flexibilität sowie eine mangelnde Mitbestimmung innerhalb des Systems. Die Ergebnisse der Befragung mit Technikaffinen bestätigten die Ergebnisse der Literaturrecherche.

Auf Basis der durchgeführten Literaturrecherche und Online-Befragung wurden im Anschluss sechs Fokusgruppen mit Elektrofahrzeug-Experten in Chemnitz und Berlin durchgeführt. Innerhalb dieser wurden vier der identifizierten Faktoren aus den vorangegangenen Recherchen und Erhebungen detaillierter untersucht:

- der Aufwand für V2G-Teilnehmer,
- die damit verbundene Erwartung hinsichtlich einer angemessenen Vergütung,
- der Ort der Rückspeisung (als Möglichkeit dem Nutzer mehr Mitbestimmung innerhalb des Systems zuzugestehen) und
- Möglichkeiten, der Befürchtung hinsichtlich des Verlustes an Privatsphäre zu begegnen.

Ergebnisse und Diskussionsbeiträge der Fokusgruppen bezüglich der vier formulierten Szenarien mit gestuftem Teilnahmeaufwand zeigen, dass die Bereitschaft teilzunehmen und die wahrgenommenen Möglichkeiten, V2G in den Alltag zu integrieren, mit zunehmendem Aufwand abnehmen. V2G-Systeme sollten somit also ein Minimalmaß an Aufwand für den Nutzer beinhalten, wenig in den Alltag der Nutzer eingreifen und möglichst automatisiert ablaufen. Die Teilnehmer schätzten eine angemessene Vergütung für ihren Teilnahmeaufwand sehr hoch ein: Im Mittel beträgt diese im *rosa Szenario* mit dem geringsten Aufwand 4 Euro *(„Sie: zu Hause; Ihr Auto: in der Garage, angeschlossen")* und im Szenario mit dem größten Aufwand, dem *orangenen Szenario*, 31 Euro *(„Sie: unterwegs mit dem Auto").*

Hinsichtlich der Möglichkeit den Rückspeisungsort zu bestimmen, zeigte sich ein uneinheitliches Bild: Am häufigsten wurde keine Präferenz für einen bestimmten Ort von den Fokusgruppenteilnehmern angegeben, andere Systemausprägungen und -voraussetzungen (Vergütung und vorhandene Infrastruktur im Haushalt) wurden von den Fokusgruppenteilnehmern als wichtiger erachtet. Diese Möglichkeit scheint also aus Expertensicht bei der Gestaltung von V2G-Systemen weniger relevant, als in den Ergebnissen der Literaturrecherche.

In der offenen Diskussion mit erfahrenen Elektrofahrzeugnutzern wurden die Nachteile Planungsaufwand und Einschränkungen, Datenschutz und Datensicherheit, entstehende öffentliche und private Kosten von V2G-Systemen erneut genannt und bestätigten damit die identifizierten Barrieren aus der Literaturrecherche und der Online-Befragung. Wesentliche Nachteile von V2H-Konzepten waren für die Teilnehmer aus den Fokusgruppen die dafür notwendige komplexe technische Infrastruktur im eigenen Haushalt, die mangelnde Stabilisierung des öffentlichen Netze und mögliche privat entstehende Kosten. Auch diese Ergebnisse gehen einher mit den Barrieren, die bei der Literaturrecherche und Online-Befragung im Vordergrund standen.

Hinsichtlich möglicher Privatsphärenbedenken von potenziellen V2G-Nutzern gaben zwei Drittel (59 %) der Teilnehmer an, dass ihnen der Aspekt der Verbrauchsdatenverschleierung grundsätzlich eher wichtig wäre. Für jeweils etwa ein Drittel der Teilnehmer (37 %) hätte dieser Aspekt entweder einen entscheidenden beziehungsweise keinen Einfluss darauf, ob sie V2H nutzen würden.

7.2. Aktueller Forschungsstand zu V2G-Nutzungsbarrieren und Anforderungen an V2G

Der aktuelle Forschungsstand lieferte erste Erkenntnisse zu möglichen Nutzungsbarrieren bei Rückspeisekonzepten sowie Einblicke in Nutzeranforderungen an V2G-Systeme. Dazu wurde eine umfassende Literatursichtung innerhalb der Erweiterung des AP 5.1 durchgeführt.

Vor Beginn der Literatursuche wurden relevante Schlüsselbegriffe auf Basis der anderen Arbeitspakete des TP 5 abgeleitet. Weiterhin wurde der Abschlussbericht des bereits abgeschlossenen Projektes Gesteuertes Laden V2.0 (3) gesichtet. Auf Basis ausgewählter Suchbegriffe erfolgte eine breite Recherche zum aktuellen Forschungsstand aus der Nutzerperspektive zu GL- beziehungsweise V2G-Konzepten. Hierfür wurden relevante Veröffentlichungen mithilfe verschiedener Schlagwörter und deren Kombinationen (zum Beispiel V2G, Smart Grid, Smart Home, barrier, User, Privacy) in elektronischen Datenbanken für Fachzeitschriften und Berichten abgeschlossener Forschungsprojekte gesucht. Zusammenfassend fällt auf, dass es bisher wenig publizierte Forschungsarbeiten zu Barrieren der V2G-Nutzung aus Sicht potenzieller und realer Nutzer gibt. Deshalb wurden relevante Schlagwörter auch in anderen verwandten Forschungsbereichen, wie Smart Home oder Smart Grid, gesucht, die die Suchergebnisse erweiterten.

Durch die Literaturrecherche konnten verschiedene Einflussfaktoren auf die Teilnahme am V2G identifiziert werden. **Technische Voraussetzungen, insbesondere die Batterie betreffend** (29) können eine mögliche Barriere für die Teilnahme an V2G darstellen. Für die Nutzer stellen die vergleichsweise langen (Ent-)Ladezeiten und Standzeiten, sowie der verringerte Wirkungsgrad bei bidirektionalem Betrieb ein Problem dar (30) (31) (29) (32) (33). Weiterhin stellt die möglicherweise **vorschnelle Batteriealterung** durch V2G ein Hindernis für die Teilnahmebereitschaft dar (29) (34) (35) (30) (36) (37). Außerdem müssen für die Teilnahme an V2G die damit verbundenen Funktionalitäten notwendigerweise für die Nutzer über ein **Smartphone** steuer- und anzeigbar sein (3) (38). In der gefundenen Literatur werden außerdem Probleme bezüglich der **Ladesäulen** beschrieben: Zum einen das bisher wenig ausgebaute Angebot an Ladesäulen (39) (30) (40), zum anderen die mangelnde technische Standardisierung dieser (29) (41).

Weiterhin beeinflussen folgende **technische Systemeigenschaften** die Erfolgsaussichten von Rückspeisekonzepten: Das Interface sollte Kriterien der **Nutzerfreundlichkeit** erfüllen, da diese die Nutzerteilnahme beeinflussen (41) (42) (43). Ein Feedback zum Stromverbrauch (44) (38) (45) (46), sowie eine Visualisierung dessen (47) tragen zur Motivation an der Teilnahme an intelligenten Ladesystemen bei. Hierbei ist ein **individuelles Nutzerfeedback** effektiver (44) (48), da auf diese Art und Weise von den Nutzern selbst ausgehende Verhaltensänderungen besonders gut eingeleitet werden können (46) und der Stromverbrauch besser zu kontrollieren ist. Erinnerungsreize haben einen nachweisbar verstärkenden Effekt auf die Teilnahmequalität an Projekten dieser Art (44). Weiterhin wird eine bisher **unzureichende Automatisierung** von Geräten, welche Energieeinsparungen ermöglichen, als Barriere genannt (47) (49) (50).

Generell stehen V2G und Smart Grid-Systeme momentan vor der Herausforderung der **Komplexitätsreduktion** (51) (52) (31). Probleme bestehen zurzeit in der **Handhabung** und der **Störanfälligkeit der Technik** (45) (29). Dementsprechend werden in der Literatur folgende Einflussfaktoren auf die Akzeptanz und Nutzungsbereitschaft von V2G-Systemen genannt:

- die Einstellung der Nutzer bezüglich des Systems, (wahrgenommene) Verlässlichkeit und Risiken des Systems (53) (54) (55) (51) (56) (31) (29),
- sowie das Vertrauen in das System (47) (44) (53) (57) (58).

Zusätzlich wird dem **Aufwand bei der Verwendung der Technik** (31) und der **Kontrollierbarkeit der Ladevorgänge** (47) (46) (59) große Bedeutung zugewiesen. Damit verbunden ist eine mögliche **Einschränkung der Flexibilität** (37) (42), indem beispielweise der Aktionsradius des Elektrofahrzeugs durch die Rückspeisung verringert wird (37) (35). Das heißt, eine **gesteigerte Reichweitenangst** macht eine Teilnahmebereitschaft zur Nutzung von intelligenten Ladesystemen unwahrscheinlicher (60), da das Absicherungsbedürfnis der Nutzer nicht mehr ausreichend erfüllt ist (47) (35). Zudem wurde der **Ort der Rückspeisung**, der (bisher) fest definiert ist (zum Beispiel nur zu Hause (41)) als Nutzungsbarriere genannt. Die **Freiwilligkeit der Teilnahme** sowie die **Selbstbestimmung** (das heißt, wann Strom zurückgespeist werden kann) sind wichtige Voraussetzungen für die Teilnahme an Rückspeisekonzepte, wie zum Beispiel V2G (30).

Eine weitere große Barriere liegt in der Befürchtung, dass die Nutzung intelligenter Ladesysteme **Einsichten in die Privatsphäre** der Nutzer erlauben (53) (54) (61) (62) (63) (64) (65) (66) (67) (50) (68) (69) (51) (56) (31) (70) (58) (46).

Weiterhin wird die **Motivation** der Nutzer zur Teilnahme an Projekten dieser Art von folgenden Faktoren beeinflusst:

- individuelle Innovations- und Technikbegeisterung (53) (46),
- Akzeptanz von neuen Technologien (71) (72),
- Umweltbewusstsein (73),
- soziale Normen (47) (73) und
- Kundeninvolvement in das jeweilige Projekt (54) (74).
- Die Teilnahmebereitschaft hängt außerdem von zu befriedigenden Bedürfnissen (Grundbedürfnis vs. Freizeitaktivität) ab (47).

Ebenfalls spielt das **Wissen und Verständnis** der Nutzer über das System und mögliche Energieeinsparoptionen eine wichtige Rolle für die Teilnahme an V2G oder vergleichbaren Projekten (47) (44). Teilnehmer müssen zunächst das notwendige Hintergrundwissen erlangen, um zum Beispiel Kostenvergleiche zwischen dem Tanken herkömmlicher Verbrenner und dem Laden von Elektrofahrzeugen ziehen zu können (73). Weiterhin müssen die Nutzer erst Erfahrungen mit Smart Grids und Elektrofahrzeugen sammeln, damit Verbrauchsstrategien angepasst werden können (46). Die **Vorerfahrung der Nutzer mit Elektrofahrzeugen** und deren Besonderheiten wirken sich auf das Verständnis von V2G-Systemen aus (53) (38) (73). Hierbei spielt die Transparenz eine wichtige Rolle (72). Es sollte jedoch beachtet werden, dass V2G ein komplexes Thema darstellt, welches sich vieler verschiedener Aspekte bedient (zum Beispiel ein eigenständiges Energiemanagement oder Algorithmen, die Energieverbräuche berechnen). Dies kann aufgrund der Komplexität Schwierigkeiten, wie zum Beispiel eine geringere Akzeptanz von Rückspeisungskonzepten, bei den Nutzern hervorrufen (52).

Einen weiteren bedeutenden Aspekt in Bezug auf die Akzeptanz von V2G-Systemen stellt das **Störungsmanagement** dieser dar, welche unter anderem das **Vertrauen der Nutzer in den Vertragspartner** beeinflusst (51) (45) (56) (29) (41) (40). Das Vertrauen wird außerdem durch die institutionelle Einbettung des Systems gefördert (57) (47) (44). Expertentipps fördern das Sicherheitsempfinden und das Erfolgserleben der Teilnehmer (44) (29).

Auch **vertragliche Faktoren** beeinflussen die Teilnahmebereitschaft am V2G (60). Zu erreichende **Boni und Profit** können den Grad der Teilnahme der Nutzer modifizieren (72) (39) (34) (33) (75) (41) (43). Damit verbunden ist die in der Literatur häufig erwähnte Barriere **Gesamtkosten** (54) (38) (55) (67) (52) (45) (35) (30), sowie die Installations- (53) und Reparaturkosten eine wesentliche Rolle für die Akzeptanz von V2G (53). Im Folgenden sind mögliche motivationsfördernde Anreize für eine V2G-Teilnahme aufgelistet:

- Rabatte beim Kauf eines Elektrofahrzeuges (38),
- pauschale Stromrabatte (47) (59) (43),
- Rabatte bei der Neuanschaffung der Batterie (59),
- Zahlung einer Gutschrift (30),
- dynamischer Netztarif (47),
- eine einstellbare Strompreisgrenze, ab wie viel Cent/kWh geladen werden soll (47) (44).

Ein potenzieller Abbau dieser Barrieren kann durch einen Abgleich des erwarteten und tatsächlichen Profits (47) oder das Sammeln von Erfahrungen im Umgang mit V2G-System erreicht werden (73). Weiterhin können die Nutzer durch nicht-finanzielle Faktoren zusätzlich zur Teilnahme am V2G motiviert werden, indem unter anderem auf den kollektiven Nutzen des Systems hingewiesen (47), der soziale Wettbewerb berücksichtigt (44) und das umweltfreundliche Image betont wird (73).

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Literaturrecherche zu Nutzerperspektiven bezüglich V2G-Konzepte nur einige Forschungsergebnisse im Bereich Elektromobilität bot. Eine Erweiterung der Suche auf verwandte Forschungsgebiete ergab umfassendere Suchergebnisse. So ließen sich vielfältige Faktoren identifizieren, die bei der Implementierung von V2G-Systemen beachtet werden sollten, damit diese nutzerfreundlich und akzeptabel gestaltet werden können. Technische Voraussetzungen, insbesondere die Batterie betreffend, sind für potenzielle Nutzer entscheidend. Häufig wird von den Nutzern eine vorschnelle Batteriealterung durch den wiederholten Ent-/Ladeprozesse befürchtet. Zudem wurde die Zugänglichkeit und Standardisierung eines solchen Systems über entsprechende Nutzerschnittstellen, zum Beispiel mittels Smartphone oder über Ladesäulen aus Nutzerperspektive als notwendig beurteilt. Systemeigenschaften wie Systemfeedback und ein hoher Grad an Automatisierung sowie die Nutzerfreundlichkeit sind entscheidend, um die Komplexität der Umsetzung und den Aufwand für den Nutzer möglichst gering zu halten. Befürchtungen der Nutzer konzentrieren sich vor allem auf die Einschränkung der eigenen Flexibilität, sprich eine gesteigerte Reichweitenangst durch die reduzierte Batterieladung. Daher sollten dem Nutzer Möglichkeiten angeboten werden, ein V2G-System in ausreichendem Maß zu kontrollieren. Eine in der Literatur vorgeschlagene Möglichkeit wäre, die Nutzer über den Ort der Rückspeisung bestimmen zu lassen. Zudem konnte gezeigt werden, dass die Faktoren Boni und Profite als Motivator für potenzielle Nutzer im V2G-Kontext relevant sind. Weiterhin zeigte sich, dass Aspekte zum Schutz der Privatsphäre aus Nutzersicht in diesem Kontext zu berücksichtigen sind.

7.3. Online-Befragung zu Nutzeranforderungen an V2G

Im Anschluss an die Literaturrecherche wurde in der Erweiterung des AP 5.1 eine Online-Befragung zum Rückspeisungskonzept durchgeführt, um die Themen für die nachfolgenden Fokusgruppen einzugrenzen. Ein Erhebungsinstrument wurde konzipiert und mit Hilfe des Online-Befragungs-Tool LimeSurvey 2.00+ (5) programmiert. Dabei wurden verschiedene V2G-Aspekte abgefragt, wie Erwartungen bezüglich V2G, wahrgenommene Kontrolle über V2G, Anreize, Kosten und etwaige Kaufbereitschaft eines V2G-Systems, Motivation und Akzeptanz, Anforderungen an ein V2G-System sowie Wissen und Einstellungen zu Technik, Umwelt, erneuerbaren Energien und Stromversorgung. Diese wurden, sofern in den Ergebnissen nicht anders vermerkt, ebenfalls über die 6-stufige Zustimmungsskala abgefragt (siehe Tabelle 9).

Die Befragung fand im August 2015 statt. Die Befragungsteilnehmer wurden aus vorhergehenden Projekten, der Probandendatenbank der Professur für Allgemeine und Arbeitspsychologie sowie durch eine Anzeige im Newsletter electrive.net angeworben.

Insgesamt nahmen *N* = 128 Personen an der Befragung teil. Für die Identifizierung der für die Fokusgruppen relevanten Variablen wurde eine technikaffine Substichprobe herangezogen. Die Auswahl dieser Substichprobe erfolgte anhand der Skala Technikaffinität (76). Es wurde für alle 128 Teilnehmer ein Score dieser Skala gebildet und Terzile für die Gesamtstichprobe berechnet. Teilnehmer mit Werten oberhalb des ersten Terzils umfassen die technikaffine Substichprobe (*N* = 83), auf welche sich die nachfolgenden Auswertungen beziehen. Demografische Daten sowie die Beschreibung der Substichprobe sind in Tabelle 14 zu finden.

Tabelle 14: Beschreibung der Stichprobe der Befragungsteilnehmer zum Konzept V2G (Erweiterung AP 5.1, Online-Befragung; N = 83).

Variable	Ausprägung	*N* = 83
Geschlecht	weiblich	14 %
	männlich	86 %
Alter	Mittelwert	42 Jahre
	Minimum	30 Jahre
	Maximum	70 Jahre
Haushaltsgröße	1 Person	14 %
	2 Personen	42 %
	3 Personen und mehr	42 %
Kinder im Haushalt	<18 Jahre	27 %
Bildungsstand	Universität/Fachhochschule	67 %
	Meister/Fachschule	6 %
	Lehre	10 %
	Sonstige	17 %
Arbeitszeitorganisation	Gleitzeit	49 %
	feste Arbeitszeit ohne Gleitzeit	11 %
	Schichtarbeit	2 %
	ganz unterschiedlich	23 %
	k. A.	15 %

Von den Teilnehmern verfügten 90 % bereits über Erfahrungen mit Elektrofahrzeugen. Diese Erfahrung, erhoben unter anderem durch die Frage, wie viele Kilometer die Teilnehmer in den letzten 12 Monaten mit einem Elektroauto/Hybridfahrzeug zurückgelegt hatten, variierte allerdings stark (*MW* = 7132; *SD* = 8681).

Die Frage, ob die Teilnehmer bereits Erfahrungen mit irgendeiner Form der Rückspeisung (nicht ausschließlich auf Elektrofahrzeuge bezogen) gemacht hatten, bejahte rund ein Drittel der Teilnehmer (35 %).
Die **Einstellung** gegenüber einem Rückspeisungskonzept bei Elektrofahrzeugen war grundlegend positiv, so stimmten die Befragungsteilnehmer auf einer 6-stufigen Skala eher zu, dass die Teilnahme an einem Rückspeisekonzept sie nicht in ihrem Alltag einschränken würde (*MW* = 4,2) und leicht in ihren Alltag zu integrieren wäre (*MW* = 4,4), wohingegen die Aussage, dass sich das Laden mit Rückspeisung nicht mit ihrem Tagesablauf vereinbaren lassen würde, eher abgelehnt wurde (*MW* = 2,6).

Im offenen Antwortformat konnten die Befragungsteilnehmer Vor- und Nachteile zum Konzept der Rückspeisung nennen. Die genannten und kategorisierten Vorteile sind der Abbildung 71 zu entnehmen. Der mit Abstand am häufigsten genannte Vorteil von V2G war die Stabilisierung des Stromnetzes. An zweiter Stelle folgten persönliche finanzielle Vorteile. Bei den von den Befragten genannten Nachteilen entfielen am meisten Nennungen auf die Kategorien Batterieverschleiß, Flexibilitätseinbußen und erhöhter Planungs- und Zeitaufwand (Abbildung 72).

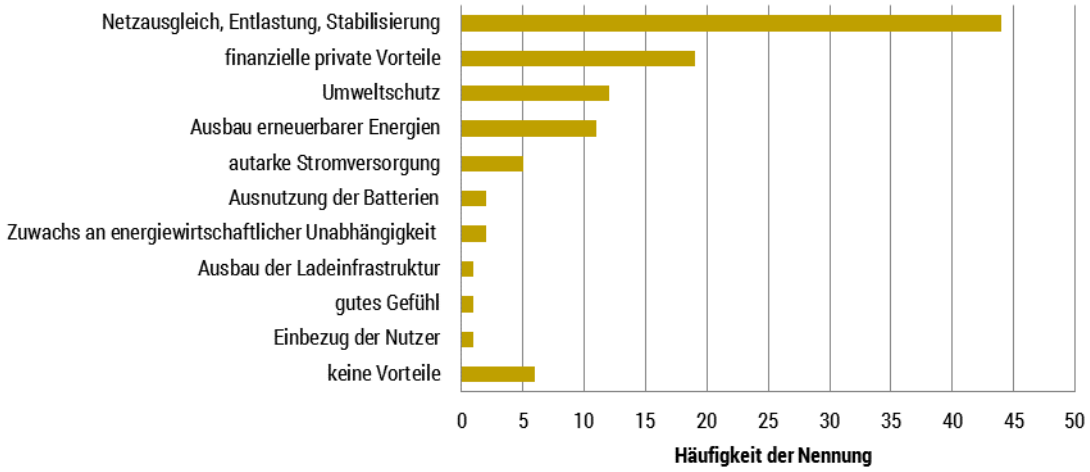


Abbildung 71: Vorteile des V2G-Konzepts, Mehrfachnennungen möglich (AP 5.1 Erweiterung, Online-Befragung; N = 83).

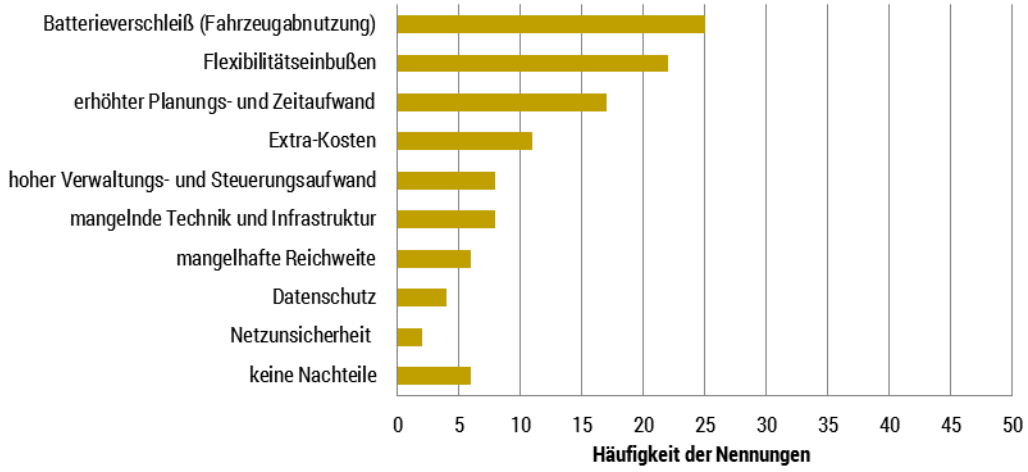


Abbildung 72: Nachteile des V2G-Konzepts, Mehrfachnennungen möglich (AP 5.1 Erweiterung, Online-Befragung; N = 83).

Die **Teilnahmebereitschaft an V2G** wurde in der Befragung mit dem Item „Ich wäre mit der Teilnahme am Konzept der Rückspeisung einverstanden." erfasst. Auf der 6-stufigen Antwortskala, von 1 = stimmt gar nicht bis 6 = stimmt völlig, zeigten sich die Teilnehmer weitgehend bereit an V2G teilzunehmen (*MW* = 4,6). Im offenen Antwortformat konnten die Befragten ihre Antwort begründen. Befragte, die dieser Aussage eher bis gar nicht zustimmten (Antwortkategorien 1 bis 3) nannten als Begründung beispielsweise:

- die mangelnde Rentabilität *(„Lohnt nach meiner Meinung nicht, solange die Zahl der E-Fahrzeuge so klein ist."* [TN 79]) oder
- gaben Einschränkungen in Flexibilität und Spontanität an *(„Ich bin selbstständig und damit darauf angewiesen, stets auf kurzfristige Benachrichtigung mobil zu sein."* [TN 17]).

Jene Befragte, die mit einer Teilnahme an V2G eher bis vollkommen einverstanden wären (Antwortkategorien 4 bis 6), begründeten ihre Antworten damit,

- dass sie das Konzept sinnvoll und notwendig finden *(„Gutes Konzept, Verantwortung für jeden."* [TN 189]) oder
- damit, einen Beitrag zur Netzstabilität leisten zu können *(„Eine gute Möglichkeit, um unser Netz zu stabilisieren."* [TN 148]).

Ein eher unklares Bild zeigte sich bei der Bewertung der **Attraktivität verschiedener Konzepte** bezüglich Kauf, Leasing oder Mieten der Batterie in Kombination mit Teilnahme oder Nichtteilnahme an V2G mit einem Elektrofahrzeug. Die Befragungsteilnehmer konnten für sechs vorgeschlagene Konzepte Rangplätze vergeben. Tabelle 15 zeigt die Rangreihung und die Rangsummen für die sechs Konzepte. Hierbei wurde keines der Konzepte von den Befragten eindeutig favorisiert, am attraktivsten schätzten die Teilnehmer das Mieten der Batterie in Kombination mit der Teilnahme an V2G ein. Danach folgte mit geringem Abstand die Einschätzung des Konzeptes Kauf der Batterie und Teilnahme an V2G. An letzter Stelle wurde das Konzept Leasing der Batterie und keine Teilnahme an V2G, und somit am unattraktivsten für die Befragungsteilnehmer, eingeschätzt.

Tabelle 15: Attraktivität verschiedener Konzepte zum Kauf, Leasing und Mieten der Fahrzeugbatterie (Erweiterung AP 5.1, N = 83).

Konzepte	Rang	Rangsumme
Kauf der Batterie und keine Teilnahme an der Rückspeisung	4	292
Kauf der Batterie und Teilnahme an der Rückspeisung	2	237
Leasing der Batterie und keine Teilnahme an der Rückspeisung (Leasingnehmer ist für die Wartung und Instandhaltung zuständig)	6	366
Leasing der Batterie und Teilnahme an der Rückspeisung (Leasingnehmer ist für die Wartung und Instandhaltung zuständig)	3	283
Mieten der Batterie und keine Teilnahme an der Rückspeisung (Vermieter ist die für Wartung und Instandhaltung zuständig)	5	336
Mieten der Batterie und Teilnahme an der Rückspeisung (Vermieter ist die für Wartung und Instandhaltung zuständig)	1	229

Eine Zusammenstellung von möglichen **Einschränkungen von V2G im Alltag** wurde durch eine 6-stufige Skala erhoben (1 = stimmt gar nicht bis 6 = stimmt völlig). Die größten Einschränkungen sahen die Befragungsteilnehmer in Bezug auf ihre Flexibilität durch die Einhaltung vorher festgelegter Standzeiten (*MW* = 4,1). Ebenfalls sahen die Teilnehmer Einschränkungen in Bezug auf die Batteriekapazität, welche mit steigender Anzahl der Rückspeisevorgänge abnehmen könnte (*MW* = 4,2). In der Transparenz des Konzeptes der Rückspeisung (*MW* = 2,9) sahen die Teilnehmer am wenigsten Einschränkungen.

Im Vorfeld der Befragung wurden **Systemanforderungen** an beziehungsweise **Funktionalitäten** für die Ausgestaltung eines V2G-Systems anhand der Ergebnisse des AP 5.4 und AP 5.1 gesammelt. Flexibilität und Mobilität stellen dabei die wichtigsten Parameter für die Befragten dar. Dies zeigte sich unter anderem in der starken Zustimmung, dass das Konzept der Rückspeisung folgende Funktionalitäten bereitstellen sollte, damit die Befragten an einer Umsetzung des V2G-Konzeptes teilnehmen würden:

- generelle Sicherheitsladung, die sofort nach Anschließen geladen wird (Notfallreserve) und auch bei einer Teilnahme an der Rückspeisung immer im Fahrzeug verfügbar ist (*MW* = 5,3).
- generelle Mindestladung, die spätestens zum Absteckzeitpunkt des Elektrofahrzeugs verfügbar sein muss (*MW* = 5,4),
- Wechsel auf Sofortlademodus ohne Rückspeisung, das heißt, die Batteriekapazität wird ab Moduswechsel nicht für Rückspeisung zur Verfügung gestellt (*MW* = 5,4).

Von den verschiedenen **Verdienstformen**, die die Befragten auf einer Skala von 1 = gar nicht attraktiv bis 10 = sehr attraktiv bewerten sollten, erwiesen sich *Kostenersparnis auf die zum Laden angefallenen Energiekosten* (*MW* = 8,2) sowie *Geldüberweisung auf das Bankkonto* (*MW* = 7,9) als die für die Befragten attraktivsten Verdienstformen. Die am wenigsten attraktiven Verdienstformen waren *Sachpreise, zum Beispiel die Sonderausgabe eines Buches* (*MW* = 1,8) und *Umweltzertifikate, mit denen ich zum Beispiel Quadratmeter Regenwald schützen kann* (*MW* = 2,5).

Um mögliche **Barrieren** für die Akzeptanz von V2G einzugrenzen, wurde den Befragungsteilnehmer die Frage gestellt, was die Wahrscheinlichkeit für ihre Teilnahme an einem Konzept der Rückspeisung senken würde. Die Aussagen wurden Kategorien zugeordnet, die in Abbildung 73 dargestellt sind. Die am häufigsten genannten Barrieren waren eine nicht ausreichende Vergütung, mangelnde Flexibilität und eine starre Umsetzung des Systems. In der Kategorie „sonstige Faktoren“ nannten die Teilnehmer beispielsweise kurze Standzeiten, keine Möglichkeit, den V2G-Modus zu umgehen, die bisherigen technischen und regulatorischen Gegebenheiten, die fehlende Möglichkeit, die Rückspeisung für den eigenen Haushalt zu nutzen oder Zweifel am Nutzen von V2G, sofern es nicht genügend Teilnehmer dafür gibt.

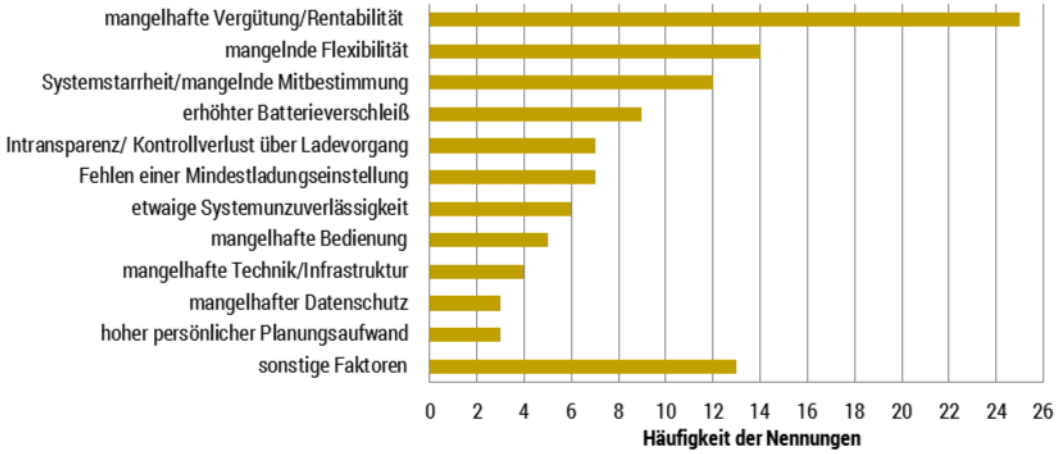


Abbildung 73: Barrieren zur Teilnahme an V2G, Mehrfachnennungen möglich (AP 5.1 Erweiterung, Online-Befragung; N = 83).

Zusammenfassend ist in der durchgeführten Befragung eine eher positive Wahrnehmung des Konzepts der Rückspeisung erkennbar. Es bestehen einige Bedenken zum V2G-Konzept und Anforderungen an eine mögliche Systemausgestaltung. An erster Stelle wäre hier die gewünschte Selbstbestimmung der Befragten zu nennen, die nicht durch eine geringere Flexibilität beziehungsweise Mobilität (zum Beispiel durch zu geringe Reichweite des Autos) eingeschränkt werden sollte. Sollten diese Bedenken ausgeräumt und die Anforderungen erfüllt werden, sprechen die Ergebnisse der Befragung einer technikaffinen Zielgruppe, insbesondere unter Berücksichtigung der Einstellung der Teilnehmer zum Umweltschutz, eher dafür, dass das Konzept V2G für Nutzer akzeptabel sein könnte.

7.4. Fokusgruppen zur Identifikation von Nutzeranforderungen an V2G und potenzieller Barrieren

Im Folgenden sind die zentralen Ergebnisse der Fokusgruppen mit erfahrenen Elektrofahrzeugnutzern dargestellt. Dabei liegt der Fokus auf den Faktoren Aufwand für die Nutzer, bevorzugter Ort der Rückspeisung (V2G vs. V2H) und Möglichkeiten, um Privatsphärebedenken der Nutzer zu begegnen.

7.4.1. Konzeption und Ablauf der Fokusgruppen

Aufbauend auf den Ergebnissen der zuvor durchgeführten Literaturrecherche zum aktuellen Forschungsstand (Abschnitt 7.2) sowie der durchgeführten Online-Befragung technikaffiner Teilnehmer (Abschnitt 7.3) wurde ein Konzept zur Ermittlung von Nutzereinstellungen und potenziellen Nutzungsbarrieren für V2G bei erfahrenen Elektrofahrzeugnutzern erstellt. Fragestellungen, die hier im Vordergrund standen, waren die Ermittlung von Einstellungen zum V2G-Konzept sowie die Identifikation möglicher Nutzungsbarrieren und etwaiger Bedenken hinsichtlich der Integrierbarkeit in den Alltag. Methodisch wurden diese Fragestellungen im Rahmen eines experimentellen Settings in mehreren Fokusgruppen an zwei verschiedenen Standorten bearbeitet. Als Befragungsstandorte wurden Chemnitz und Berlin ausgewählt. Die Fokusgruppenteilnehmer sollten als Voraussetzung über Erfahrungen mit Elektrofahrzeugen verfügen.
Die inhaltliche Konzeption und Vorbereitung der notwendigen Materialien zu den Fokusgruppen fand in internen Entwicklungsschleifen vom August bis Oktober 2015 statt. Dabei lag der Fokus der Forschungsperspektive auf den Variablen Aufwand, Vergütung, Ort der Rückspeisung sowie einer potenziellen Möglichkeit zum Schutz der Privatsphäre aus Nutzersicht.

Zu Beginn der Fokusgruppen fand zunächst eine Vorbefragung zu demografischen Angaben, zur Technikaffinität (76) und konkreten Erfahrungen mit Elektrofahrzeugen statt. Anschließend wurde das V2G anschaulich durch einen Fokusgruppenleiter der TU Chemnitz vorgestellt.
Thematisch bearbeiteten die Fokusgruppen zwei Teile. Im ersten Teil der Fokusgruppen standen die Faktoren Aufwand und Vergütung im Vordergrund. Den Teilnehmern wurden vier alltagsnahe Szenarien präsentiert, in denen es zur Anwendung von V2G kommen könnte (Tabelle 16). Alle Szenarien wurden den Teilnehmern jeweils in randomisierter Reihenfolge vorgelegt.

Tabelle 16: Übersicht über die vier Szenarien zum Aufwand (Erweiterung AP 5.1, Fokusgruppen).

Szenario	Beschreibung
Das „rosa“ Szenario	Sie sind zu **Hause**. Ihr **Auto** steht **in der Garage** und ist an die Wallbox **angeschlossen** (→ bereit für V2G). Die Smartphone-App Ihres Autos meldet eine kritische Netzsituation und fordert Sie auf, den Rückspeisungsvorgang innerhalb von 15 Minuten zu starten. Dies ist wichtig, damit das Stromnetz stabilisiert und ein Stromausfall in Ihrer Region verhindert werden kann. Da Ihr Auto bereits an die Wallbox angeschlossen ist, würde eine **kurze Bestätigung in der App/an der Wallbox** reichen, um die Rückspeisung zu beginnen.
Das „blaue“ Szenario	Sie sind zu **Hause**. Ihr **Auto** steht **vor der Garage** und ist **nicht an die Wallbox angeschlossen**. Die Smartphone-App Ihres Autos meldet eine kritische Netzsituation und fordert Sie auf, Ihr Auto innerhalb von 15 Minuten an die Wallbox anzuschließen und Energie zurückzuspeisen. Dies ist wichtig, damit das Stromnetz stabilisiert und ein Stromausfall in Ihrer Region verhindert werden kann. Sie müssten zum Auto laufen, es **in die Garage fahren** und an die Wallbox **anschließen**, um an V2G teilnehmen zu können. Wenn Ihr Auto an die Wallbox angeschlossen ist, würde eine **kurze Bestätigung in der App/an der Wallbox** reichen, um die Rückspeisung zu beginnen.

Das „gelbe“ Szenario	Sie gehen in Ihrer **Nachbarschaft spazieren**. Ihr **Auto** steht **vor der Garage** und ist **nicht an die Wallbox** angeschlossen. Die Smartphone-App Ihres Autos meldet eine kritische Netzsituation und fordert Sie auf, Ihr Auto innerhalb von 15 Minuten an die Wallbox anzuschließen und Energie zurückzuspeisen. Dies ist wichtig, damit das Stromnetz stabilisiert und ein Stromausfall in Ihrer Region verhindert werden kann. Sie müssten **nach Hause laufen**, Ihr Auto müsste von Ihnen **in die Garage gefahren** und **an die Wallbox angeschlossen** werden, um an V2G teilnehmen zu können. Da Sie nicht weit von Ihrem Zuhause entfernt sind, könnten Sie die 15-Minuten-Frist, ohne ein Gesetz zu brechen (z.B. über rote Ampel gehen), einhalten, wenn Sie umgehend nach Hause laufen. Wenn Ihr Auto an die Wallbox angeschlossen ist, würde **eine kurze Bestätigung in der App/an der Wallbox** reichen, um die Rückspeisung zu beginnen.
Das „orange“ Szenario	Sie sind mit Ihrem **Auto unterwegs** (z.B. auf dem Weg zum Einkaufen). Der Bordcomputer Ihres Autos meldet eine kritische Netzsituation und fordert Sie auf, Ihr Auto innerhalb von 15 Minuten an die Wallbox anzuschließen und Energie zurückzuspeisen. Dies ist wichtig, damit das Stromnetz stabilisiert und ein Stromausfall in Ihrer Region verhindert werden kann. Sie müssten Ihre Fahrt unterbrechen/abbrechen, **nach Hause fahren**, Ihr **Auto in die Garage fahren** und an die Wallbox anschließen, um an V2G teilnehmen zu können. Da Sie nicht weit von Ihrem Zuhause entfernt sind, könnten Sie die 15-Minuten-Frist, ohne ein Gesetz zu brechen (z.B. Tempolimit, Vorfahrtsregeln), einhalten, wenn Sie umgehend nach Hause fahren. Wenn Ihr **Auto an die Wallbox angeschlossen ist**, würde **eine kurze Bestätigung in der App/an der Wallbox** reichen, um die Rückspeisung zu beginnen.

In den sich jeweils anschließenden Fragebögen sollten die Teilnehmer ihre Einschätzungen zum Aufwand der Teilnahme an V2G, zu ihrer persönlichen Bereitschaft zur Teilnahme und zur Integration von V2G in ihren Alltag angeben. Die Teilnehmer bewerteten diese Themen anhand einer 6-stufigen Zustimmungsskala (Tabelle 9).

Danach wurden die Teilnehmer aufgefordert, die erwartete Vergütung für ihren persönlichen Aufwand für zwei dieser Szenarien (rosa und orange) anzugeben. Dabei wurde eine fiktive Rechnung von Strompreis und Batteriekapazität zur realistischeren Einordnung vorgestellt.

> *„Sie fahren einen BMW i3, welcher eine Batteriekapazität von 18,8 kWh hat. Der Akku ist vollgeladen und Sie speisen 50 % des Stromes, also 9,4 kWh, zurück. Ökostrom kann derzeit ab etwa 25 Cent pro kWh bezogen werden. Wenn Sie den Strom aus Ihrer Batterie zu aktuellen Konditionen zurückspeisen, würden Sie in diesem Beispiel 0,25 €/kWh * 9,4 kWh = 2,35 € allein für den Strom bekommen. Darüber hinaus wäre vorstellbar, dass Ihnen der Netzbetreiber eine Aufwandsentschädigung anbietet, die pro Rückspeisevorgang gezahlt werden kann. Bitte notieren Sie auf den weißen Karten, welche finanzielle Entlohnung pro Rückspeisevorgang für Sie im rosa und im orangen Szenario gerade noch lohnenswert wäre. Bitte berücksichtigen Sie dabei nur die Entschädigung für den Teilnahmeaufwand an V2G, denn die Stromkosten werden separat abgerechnet.“*

Nach der Angabe der Vergütung diskutierten die Teilnehmer auf Grundlage der Szenarien anschließend mündlich über den persönlichen Aufwand, die Bereitschaft zur Teilnahme und Integration von V2G in den Alltag. Dafür wurden farblich zu den Szenarien passende Kommentarkarten ausgefüllt. Nachdem alle Kommentarkarten vorgestellt wurden, sollten die Teilnehmer, die für sie persönlich größten Barrieren mit Hilfe von drei Klebepunkten bewerten.

Der zweite Teil der Fokusgruppen konzentrierte sich auf den Ort der Rückspeisung und Möglichkeiten Privatsphärenbedenken zu begegnen. Nach einer kurzen Überleitung wurden die Teilnehmer zunächst gebeten, einen Fragebogen, der sich mit dem bevorzugten Ort der Rückspeisung (öffentliches Netz, lokales Netz und eigener Haushalt) beschäftigte, zu beantworten. Ausgehend von einem Serien-Elektrofahrzeug, welches etwa 180 km Reichweite hat, wurden die Teilnehmer nun gebeten, jeweils die anteilige Energiemenge, die sie für die Rückspeisung ins öffentliche Netz, ins lokale Netz und den eigenen Haushalt zur Verfügung stellen würden, anzugeben.

> *Wie viel Prozent Ihrer Batterie würden Sie in den folgenden Szenarien bei einem Stromunterangebot für die Rückspeisung zur Verfügung stellen, wenn Ihr Fahrzeug einen Ladestand von 100 % aufweist? Gehen Sie dabei von einer für Sie lohnenswerten Vergütung aus.*
> *Wie viel Kapazität würden Sie gern in der Batterie beibehalten, also von der Rückspeisung ausschließen, damit diese bei einem Fahrtantritt immer zur Verfügung steht?*
> *Und wie viel Batteriekapazität würden Sie für Rückspeisung maximal zur Verfügung stellen?*

Den insgesamt sechs Fokusgruppen wurde nun randomisiert ein weiterer Fokusgruppenteil zugeordnet, drei Gruppen bearbeiteten die Rückspeisung ins öffentliche Stromnetz (V2G) und die restlichen drei Gruppen beschäftigten sich mit der Rückspeisung in den eigenen Haushalt (V2H). In den jeweiligen Gruppen wurden Vor- und Nachteile zu V2G oder V2H diskutiert. Daraufhin folgte erneut eine Bewertung der genannten Nachteile mit Hilfe von drei Klebepunkten, die jedem Teilnehmer zur Verfügung standen. Abschließend wurde ausschließlich in den drei V2H-Gruppen der Aspekt Verschleierung von Energieverbrauchsdaten schriftlich von den Fokusgruppenteilnehmern bewertet.

7.4.2. Teilnehmer der Fokusgruppen

Die Rekrutierung der Fokusgruppen fand im September und Oktober 2015 statt. Auswahlkriterien dabei waren, dass die potenziellen Teilnehmer bereits Erfahrungen mit Elektrofahrzeugen aufwiesen und in der Vergangenheit der Kontaktierung für weitere Studien zugestimmt hatten. Für die Fokusgruppen am Standort Chemnitz wurden zunächst 170 Personen ausgewählt und per E-Mail kontaktiert. Diese kontaktierten Personen waren ehemalige Teilnehmer des Projektes „Langstreckenpendler“ (4), Kontakte aus der Probandendatenbank der Professur Allgemeine und Arbeitspsychologie der TU Chemnitz und weitere Kontakte an der TU Chemnitz. Die 195 per E-Mail kontaktierten potenziellen Teilnehmer der Fokusgruppen am Standort Berlin waren Probebetriebsteilnehmer (Abschnitt 6: Arbeitspaket 5.4 - Nutzerstudie Probebetrieb), ehemalige Teilnehmer der Elektromobilitätsprojekte MINI E 1.0 (2) und MINI E 2.0 (1), ehemalige Bewerber für den Probebetrieb des GL V3.0 Projektes und Kontakte des Projektpartners Vattenfall. Insgesamt betrug die Rücklaufquote der per E-Mail kontaktierten Nutzer rund 20 %.

An den sechs Fokusgruppen nahmen insgesamt $N = 59$ Teilnehmer teil, davon 4 Teilnehmerinnen. Das Durchschnittsalter betrug 44 Jahre. Häufig vertretene Berufsbilder waren unter anderem Softwareentwickler, Ingenieure, wissenschaftliche Mitarbeiter, Ärzte und Lehrer. Ausnahmslos alle Teilnehmer verfügten über Erfahrungen mit Elektrofahrzeugen, knapp ein Viertel von ihnen besaß zum Zeitpunkt der Erhebung selbst ein Elektroauto. Fast die Hälfte der Probanden hatte Erfahrungen mit gesteuerten Ladekonzepten und etwa ein Drittel bereits mit Rückspeisungskonzepten. Zudem gaben etwa drei Viertel der Teilnehmer an, sich eher, weitgehend oder völlig über die Integration von erneuerbaren Energien ins Stromnetz informiert zu fühlen. Ähnlich viele gaben an, eher, weitgehend oder völlig über die Stabilisierung des Stromnetzes informiert zu sein. Im Mittel zeigten die Teilnehmer eine positive Einstellung zu elektronischen/technischen Geräten. Zusammenfassend kann die untersuchte Fokusgruppenstichprobe damit als „Expertenstichprobe“ bezeichnet werden.

7.4.3. Ergebnisse

Im ersten Teil der Fokusgruppen, vor der mündlichen Diskussion über V2G-Barrieren, wurden den Teilnehmern vier verschiedene Alltagsszenarien präsentiert, in denen sie zur Teilnahme an V2G aufgefordert werden könnten. Im Anschluss daran beantworteten 58 Teilnehmer Fragen zum Aufwand für die Teilnahme, für einen Teilnehmer fehlen die Angaben zu diesem Teil der Fokusgruppe.

Der Aufwand für V2G zu den einzelnen Szenarien wurde von den Fokusgruppenteilnehmern entsprechend den Erwartungen eingeschätzt. Bezüglich des Aufwandes wurde dem *rosa Szenario („Sie: zu Hause; Ihr Auto: in der Garage, angeschlossen"; MW = 2,1)* weitgehend nicht zugestimmt. *Im blauen Szenario („Sie: zu Hause; Ihr Auto: vor der Garage, nicht angeschlossen"; MW = 2,9)* wurde dieser als eher nicht vorhanden und im *gelben Szenario („Sie: Spaziergang; Ihr Auto: vor der Garage, nicht angeschlossen"; MW = 3,8)* als eher vorhanden eingeschätzt. Weitgehend zugestimmt wurde den Fragen nach dem Aufwand im *orangefarbenen Szenario („Sie: unterwegs mit dem Auto"; MW = 4,9)*.

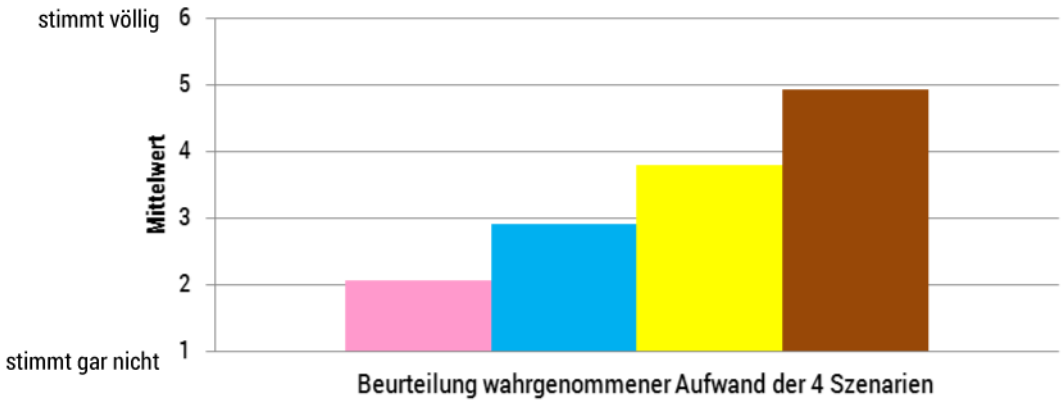


Abbildung 74: Wahrgenommener Aufwand für V2G zu den einzelnen Szenarien (AP Erweiterung 5.1, Fokusgruppen; N = 58).

Die Bereitschaft zur Teilnahme an V2G (Abbildung 75) und die Möglichkeit zur Integration von V2G in den Alltag (Abbildung 76) sank entsprechend dem wahrgenommenen Aufwand. Für das *rosa Szenario („Sie: zu Hause; Ihr Auto: in der Garage, angeschlossen"*) zeigten die befragten Fokusgruppenteilnehmer die größte Bereitschaft zur Teilnahme und gaben an, dies am besten in den Alltag integrieren zu können. Für das *orange Szenario* („*Sie: unterwegs mit dem Auto"*) gaben die Fokusgruppenteilnehmer die geringste Bereitschaft zur Teilnahme an und dieses ist für sie am schlechtesten in den Alltag zu integrieren.

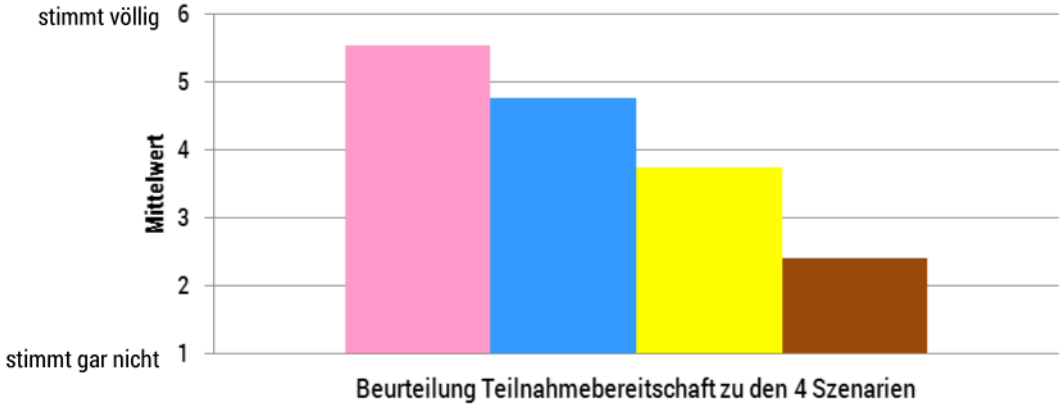


Abbildung 75: Teilnahmebereitschaft an V2G zu den einzelnen Szenarien (AP Erweiterung 5.1, Fokusgruppen; N = 58).

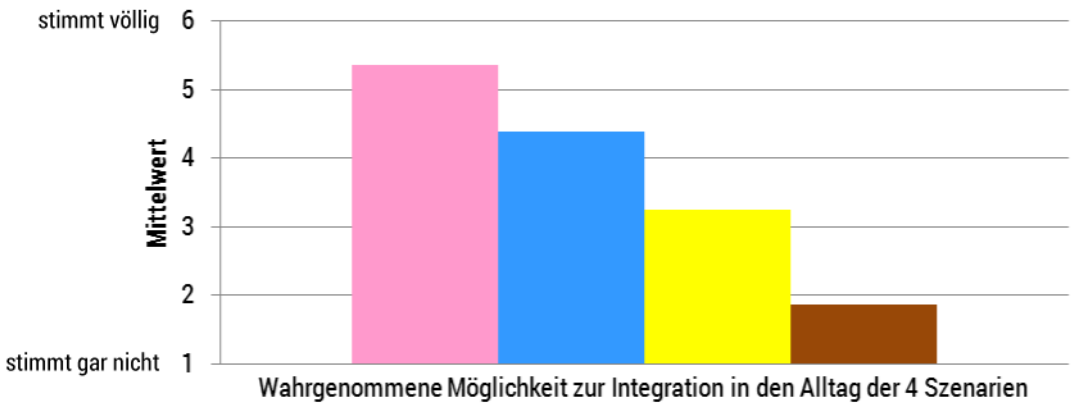


Abbildung 76: Möglichkeit zur Integration von V2G in den Alltag zu den einzelnen Szenarien (AP Erweiterung 5.1, Fokusgruppen; N = 58).

Die Teilnehmer wurden anschließend gebeten, Aspekte, die aus ihrer Sicht gegen die Teilnahme an V2G in den Szenarien sprechen, auf entsprechende farbliche Kommentarkarten zu notieren. In der Auswertung konnten diese Kommentare thematisch zu folgenden vier Kategorien zugeordnet werden:

- Barrieren hinsichtlich technischer Umsetzung, zum Beispiel: *„V2G automatisch?“,*
- wirtschaftliche Bedenken, zum Beispiel: *„Kostenerstattung“,*
- ökologische Bedenken, zum Beispiel: „*unsinnige Mehrwege entstehen*“,
- Beeinträchtigung des persönlichen Lebens zum Beispiel: „*Fremdbestimmung*“.

Am häufigsten und unabhängig vom Aufwand äußerten die Fokusgruppenteilnehmer Kommentare zur Beeinträchtigung des persönlichen Lebens (*N* = 183), gefolgt von Kommentarkarten zu Barrieren hinsichtlich der technischen Umsetzung (*N* = 53).

Nach einer offenen Diskussion über etwaige Barrieren von V2G konnten die Teilnehmer bis zu drei Klebepunkte auf die Szenario-Kommentare verteilen, um die ihrer Meinung nach größten Barrieren zu kennzeichnen. Die absolute Anzahl vergebener Klebepunkte und somit die Kennzeichnung der wichtigsten Barrieren für die vier präsentierten Szenarien *rosa („Sie: zu Hause; Ihr Auto: in der Garage, angeschlossen“*), *blau („Sie: zu Hause; Ihr Auto: vor der Garage, nicht angeschlossen“) gelb („Sie: Spaziergang; Ihr Auto: vor der Garage, nicht angeschlossen“*) und *orange („Sie: unterwegs mit dem Auto“)* ist in Abbildung 77 dargestellt. Die meisten Punkte wurden dem *orangefarbenen Szenario („Sie: unterwegs mit dem Auto“; N = 89)* und den Kommentaren zu den Beeinträchtigungen des persönlichen Lebens (*N* = 113) zugeordnet.

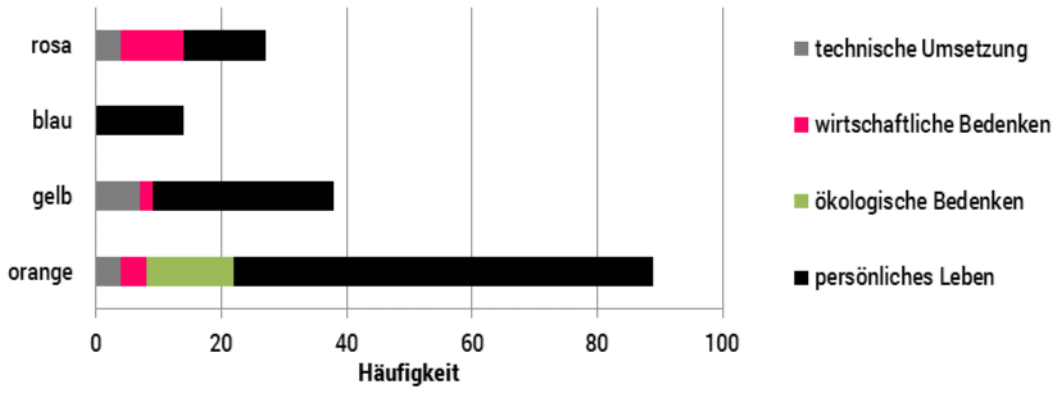


Abbildung 77: Absolute Anzahl vergebener Klebepunkte für wichtige Barrieren für die vier präsentierten Szenarien (AP Erweiterung 5.1, N = 58).

Im Folgenden wurde für das rosa und das orange Szenario erfragt, welche finanzielle Entlohnung für den Teilnahmeaufwand pro Rückspeisevorgang für die Teilnehmer gerade noch lohnenswert wäre. Diese Vergütung bezog sich allein auf den Aufwand, eine faire Strompreisvergütung wurde vorausgesetzt (siehe Abschnitt 7.4.1). Im Mittel ergab sich im rosa Szenario *(„Sie: zu Hause; Ihr Auto: in der Garage, angeschlossen“)* eine gewünschte finanzielle Entlohnung von 4 Euro pro Rückspeisevorgang. In diesem Szenario gaben $N = 14$ Teilnehmer Kommentare anstatt Beträge an. Die Fokusgruppenteilnehmer wünschten sich stattdessen: Ausgleich des Batterieverschleißes ($N = 4$), andere Art der Vergütung des Strompreises ($N = 4$), keine Teilnahme ($N = 3$), monatlicher Pauschalbetrag ($N = 2$), Sonstiges ($N = 1$).Im *orangefarbenen Szenario („Sie: unterwegs mit dem Auto“)* gaben die Teilnehmer durchschnittlich 31 Euro pro Rückspeisevorgang an. Hier gaben $N = 21$ Teilnehmer keinen Betrag für die gewünschten Entlohnung an und 17 von diesen Teilnehmern hinterließen stattdessen Kommentare: keine Teilnahme vorstellbar ($N = 11$), zeitbasierte Aufwandsentschädigung ($N = 1$), kilometerbasierte Aufwandsentschädigung ($N = 1$), andere Vergütung des Strompreises ($N = 1$), Beteiligung an allen Kosten (auch inklusive Versicherung etc., $N = 1$), sonstiges ($N = 2$).

Im zweiten Teil der Fokusgruppen sollten die 59 Teilnehmer davon ausgehen, dass sie den Zielort der Rückspeisung (öffentliches Netz, lokales Netz, eigener Haushalt) selber bestimmen können. Danach wurde erfragt, ob sie eher am Konzept der Rückspeisung teilnehmen würden, wenn sie diesen auswählen könnten. Am häufigsten (43 %) gaben die Teilnehmer der Fokusgruppe an, dass die Wahl des Rückspeisungsortes für sie nicht relevant bezüglich ihrer Teilnahmebereitschaft an V2G sei. Sie begründeten dies damit, dass diese Funktion persönlich unerheblich sei (41 %), die Verantwortung darüber bei dem Netzbetreiber/den Experten liegen sollte (35 %) und die Teilnahmebereitschaft auch ohne diese Funktion gegeben sei (24 %). Die Teilnehmer (33 %), für die diese Funktion ausschlaggebend ist, begründeten ihre Wahl durch ein stärkeres Gefühl der Kontrollierbarkeit des Systems (42 %), die als vorteilhaft wahrgenommene Wahlmöglichkeit oder Entscheidungsfreiheit (26 %) und Rückspeisung dem persönlichen Vorteil diene (16 %).

In der folgenden Frage zum konkreten bevorzugten Rückspeisungsort (öffentliches Netz, lokales Netz, eigener Haushalt, egal) antworteten die Befragten am häufigsten (35 %), dass für die Befragten der Fokusgruppe der konkrete Rückspeisungsort egal sei (Abbildung 78). Dies wurde dadurch begründet,

- dass den Teilnehmern eine "angemessene Vergütung wichtiger" sei (28 %),
- sie der Meinung waren, eine "bedarfsabhängige Entscheidung sollte nicht nutzerabhängig getroffen werden" (28 %),
- für sie die "Infrastrukturinstallation, beziehungsweise -voraussetzungen entscheidender" (17 %) oder
- die "Höhe der Rückspeisung wichtiger" (6 %) sei,
- 6 % der Teilnehmer gaben an, dass es "persönlich keinen Unterschied mache, ob in das Netz oder den Haushalt zurückgespeist wird".

Ein Drittel (33 %) würde es hingegen bevorzugen, in den eigenen Haushalt zurückzuspeisen. Als Begründung gaben diese Teilnehmer an,

- dass sie so ihre "persönliche Unabhängigkeit stärken" (43 %) können,
- es "gut in die persönlich vorhandene Infrastruktur integrierbar sei" (19 %),
- es die "persönliche Entscheidungsfreiheit stärke" (19 %),
- eine "individuelle Kostensenkung möglich" sei (14 %),
- ebenso wie eine "Entlastung des öffentlichen Netzes" (5 %).

Ins öffentliche Netz zurückzuspeisen würden 28 % der Befragten bevorzugen. Begründet wurde dies von den Teilnehmern mit:

- Es sind viele Teilnehmer für die Realisierung des Konzeptes notwendig (Solidarprinzip) (33 %),
- Konzept nur in dieser Form denkbar/umsetzbar (33 %),
- Energieversorger ist verantwortlich (20 %),
- Entscheidung ist infrastrukturbedingt (13 %).

Für ein lokales Netz als bevorzugter Ort der Rückspeisung entschieden sich lediglich (5 %) der befragten Fokusgruppenteilnehmer.

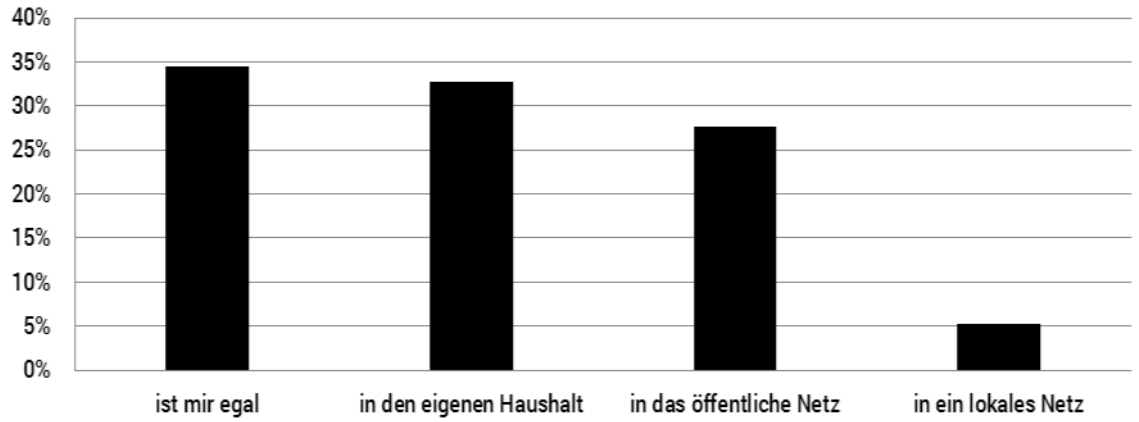


Abbildung 78: Bevorzugte Orte der Rückspeisung, gereiht nach Häufigkeit der Nennungen (AP Erweiterung 5.1, N = 59).

In einem nächsten Schritt wurden die Fokusgruppenteilnehmer gefragt, wie viel Kapazität sie in der Batterie beibehalten, also von der Rückspeisung ausschließen, würden, damit diese bei einem Fahrtantritt immer zur Verfügung steht, und wie viel Batteriekapazität sie für die Rückspeisung maximal zur Verfügung stellen würden. Dabei sollten sie von einem Elektrofahrzeug mit einer maximalen Reichweite von 180 km ausgehen. Die Rückspeisebereitschaft zwischen den unterschiedlichen Szenarien unterscheidet sich nicht bedeutend. Im Mittel sind die Fokusgruppenteilnehmer in allen präsentieren vier Szenarien bereit, etwa die Hälfte ihres Akkus zur Rückspeisung zur Verfügung zu stellen.

In der abschließenden Beurteilung der Konzepte überwogen für 50 % Teilnehmer die Vorteile des V2H-Konzepts (Skalenpunkte 4 und 5 auf der 5-stufigen Skala), beim Konzept V2G dominierten für 40 % der Teilnehmer die Vorteile. Beim Konzept V2H konnten lediglich 12 % der Befragten Nachteile für sich persönlich sehen (Skalenpunkte 1 und 2), während beim V2G-Konzept für 25 % eher die Nachteile überwogen. Mehr als ein Drittel der Befragten zeigte sich unentschlossen bei der Abwägung der Vor- und Nachteile der beiden Konzepte (Abbildung 79).

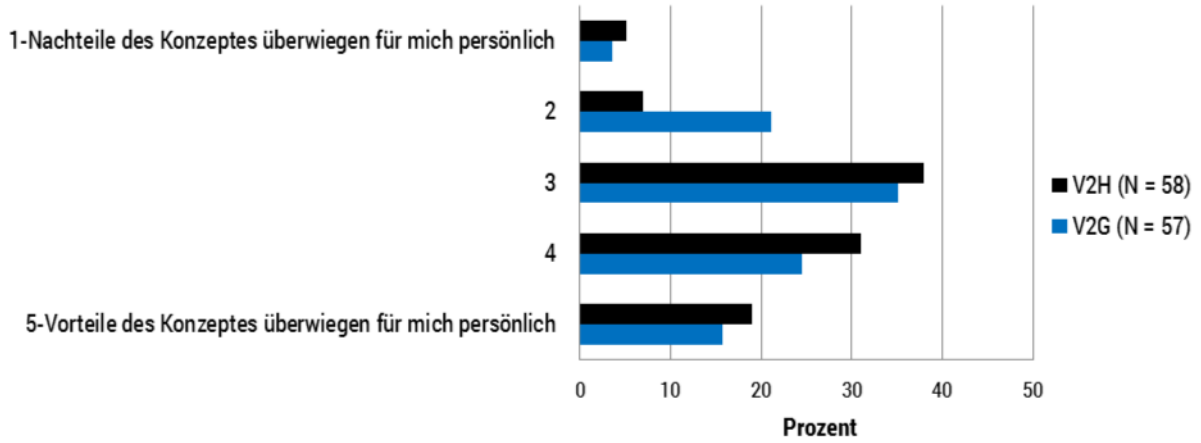


Abbildung 79: Erlebtes Verhältnis von Vor- und Nachteilen beim Rückspeisungskonzepten V2H und V2G (AP Erweiterung 5.1, N = 59).

Die Befragten gaben zusätzlich an, Zugang zu beiden Technologien haben zu wollen. Tendenziell würden die Befragten beide Technologien anschaffen. Im Mittel würden sie die Technologien auch nutzen.

Sowohl in den drei Fokusgruppen mit V2G-Teil, als auch in den drei mit V2H-Teil wurden jeweils die Vor- und Nachteile auf einem Flipchart gesammelt, diskutiert und im Anschluss deren Bedeutsamkeit eingestuft. In der folgenden sind die genannten Vor- und Nachteile dargestellt. Die Fokusgruppenteilnehmer erhielten im Folgenden erneut drei Klebepunkte. Damit sollten sie die Nachteile kennzeichnen, die sie davon abhalten würden, das jeweilige Rückspeisungskonzept zu nutzen. Die als am bedeutendsten bewerteten Nachteile (siehe Markierungen in Tabelle 17) waren in den V2G-Fokusgruppen der "Batterieverschleiß", "öffentliche und private Kosten", sowie der "Planungsaufwand und Einschränkungen für den Nutzer". In den V2H-Gruppen waren die am häufigsten genannten Kategorien deckungsgleich mit den Kategorien, die von den Teilnehmern als am bedeutsamsten eingeschätzt wurden.

Abschließend zur Vor- und Nachteile-Diskussion wurden die Teilnehmer in der offenen Diskussionsrunde gefragt, welche Ideen sie haben, um den am kritischsten eingeschätzten Nachteilen des V2G- oder V2H-Konzeptes zu begegnen. Um dem Nachteil des V2G-Konzeptes „Planungsaufwand und möglichen Einschränkungen für den einzelnen Nutzer zu begegnen“ entgegen zu wirken, wurde innerhalb der Diskussion von den Fokusgruppenteilnehmern erwähnt, dass die Nutzer mehr Informationen benötigen, beispielsweise darüber, wie lange ein Rückspeisevorgang und das anschließende Aufladen des Autos dauern wird. Zudem wurde eine Funktion zum Eingreifen in die Ladevorgänge gewünscht, um diesem Nachteil zu begegnen, sowie Induktionsladen, wodurch man nicht mehr an die Wallbox gebunden wäre. Bezüglich der öffentlichen und privaten Kosten, welche als Nachteil in den V2G-Gruppen erwähnt wurden, war es den Teilnehmern wichtig, dass die Elektrofahrzeugbesitzer entlastet werden. Vorgeschlagen wurden staatliche Anreize, zum Beispiel durch günstigeren oder kostenlosen Strom oder dadurch, dass die Batterie kostenlos zur Verfügung gestellt wird. Dem genannten V2H-Nachteil „Installation komplexer technischer Infrastruktur“, die im eigenen Haushalt installiert werden müsste, würden die Fokusgruppenteilnehmer durch einen Ausbau der öffentlichen Infrastruktur begegnen. Ein anderer diskutierter Vorschlag diesbezüglich war, die Wallbox und das Auto als Kombination in einem Angebot zugänglich zu machen.

Tabelle 17: Relative Häufigkeit der genannte Nachteile zu V2G und V2H in der offenen Diskussionsrunde, markiert = als am bedeutendsten gewertete Nachteile (AP Erweiterung 5.1, Fokusgruppen; N_{V2G} = 31; N_{V2H} = 28).

Nachteile	
V2G-Gruppen	**V2H-Gruppen**
Planungsaufwand und Einschränkungen für den Nutzer (21 %)	erforderliche komplexe Infrastruktur im eigenen Haushalt/Voraussetzungen (30 %)
mögliche Datenschutz-/Datensicherheitsprobleme (17 %)	keine Stabilisierung des öffentlichen Netzes (24 %)
mögliche öffentlich private Kosten für das System (17 %)	mögliche private Kosten für das System (12 %)
Nachhaltigkeit des Gesamtsystems fraglich (13 %)	Nachhaltigkeit des Gesamtsystems fraglich (12 %).
Notwendigkeit komplexer technischer Infrastruktur (13 %)	mögliche Datenschutz-/Datensicherheitsprobleme (6 %)
Batterieverschleiß durch (Ent-)Ladevorgänge (13 %)	Batterieverschleiß durch (Ent-)Ladevorgänge (6 %)
Verantwortlichkeit für Netzstabilisierung liegt beim Verbraucher (8 %)	Verfügbarkeit des EV-Akkus nicht permanent gegeben (6 %)
	hoher Planungsaufwand für Nutzer hinsichtlich des Energieverbrauchs (6 %)

Tabelle 18: Relative Häufigkeit der genannte Vorteile zu V2G und V2H in der offenen Diskussionsrunde (AP Erweiterung 5.1, Fokusgruppen; N_{V2G} = 31; N_{V2H} = 28).

Vorteile	
V2G-Gruppen	**V2H-Gruppen**
gesteigerte persönliche und gesellschaftliche Unabhängigkeit (21 %)	EV-Akku als fahrender Stromspeicher (31 %)
mögliche Kostenvorteile/Boni (17 %)	Mögliche Kostenvorteile/Boni (19 %)
Integration von dezentralen, erneuerbaren Energien (17 %)	netzstabilisierende Wirkung durch die Entlastung des öffentlichen Netzes, die mit V2H realisiert wird (16 %)
Möglicher Ausbau von Ladeinfrastruktur und Förderung des Themas Elektromobilität (13 %)	Nutzung der eigenen Energie (13 %)
Sonstiges (13 %)	Gefühl der gesteigerten persönlichen Unabhängigkeit (9 %)
	Integration dezentral erzeugter erneuerbarer, umweltschonender Energien (6 %)
	Sonstiges (6 %)

In den drei Fokusgruppen zu V2H wurden abschließend schriftlich Fragen zum Aspekt einer möglichen Verschleierung von Energieverbrauchsdaten, als Option Privatsphärenbedenken von Nutzern zu begegnen, gestellt. 59 % der Befragten gaben auf einer 1 = sehr wichtig bis 5 = sehr unwichtig an, dass ihnen der Aspekt der Verbrauchsdatenverschleierung eher wichtig ist (*MW* = 2,4; *SD* = 1,3).

Hinsichtlich des Einflusses der Verschleierung zeigt sich ein uneinheitliches Bild. Für gleich viele der Befragten (37 %), hätte dieser Aspekt entscheidenden beziehungsweise keinen Einfluss darauf, ob sie V2H nutzen. Den Teilnehmern wurden drei Varianten der Verschleierung von Energieverbrauchsdaten vorgestellt:

(1) vollständige Verschleierung, das heißt die Anwesenheit im Haushalt und die Aktivitäten sind nicht über die Energieverbrauchsdaten identifizierbar
(2) partielle Verschleierung, das heißt die Anwesenheit im Haushalt ist potenziell feststellbar, die Aktivitäten sind jedoch nicht über die Energieverbrauchsdaten identifizierbar
(3) keine Verschleierung, das heißt über die Energieverbrauchsdaten sind die Anwesenheit im Haushalt und die Aktivitäten potenziell identifizierbar.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Befragten eine vollständige Verschleierung als bedeutend attraktiver bewerteten als keine Verschleierung, beziehungsweise eine partielle Verschleierung.

Zusammenfassend zeigt sich in den Ergebnissen aus den sechs Fokusgruppen zu den vier formulierten Szenarien, die mit unterschiedlichem persönlichem Aufwand verbunden waren, dass sowohl die Bereitschaft teilzunehmen, als auch die wahrgenommene Möglichkeit V2G in den Alltag zu integrieren mit zunehmendem Aufwand abnimmt. Persönliche Beeinträchtigungen wie beispielsweise das Unterbrechen von Aktivitäten (Spaziergang, Einkauf) sind für die Teilnehmer nicht denkbar. Das Anstecken des Fahrzeuges beziehungsweise die Bestätigung von Rückspeisevorgängen mit Hilfe einer Applikation, wie bereits im Probebetrieb zum GL gestaltet, bewerteten die Teilnehmer als handhabbar. Hinsichtlich der Möglichkeit den Rückspeisungsort zu bestimmen, zeigte sich ein uneinheitliches Bild: Am häufigsten wurde von den Fokusgruppenteilnehmern keine Präferenz für einen bestimmten Ort angegeben, andere Merkmale der Systemgestaltung (Vergütung und vorhandene Infrastruktur im Haushalt) werden von den Fokusgruppenteilnehmern als wichtiger erachtet. Zudem merkten die Teilnehmer an, dass ein V2G-Konzept eher von dem verantwortlichen Netzbetreiber/den Experten vorgenommen werden sollte. Fokusgruppenteilnehmer, welche die Rückspeisung in den eigenen Haushalt befürworteten, schätzten an dieser Option besonders die persönliche Unabhängigkeit vom Stromversorgungsnetz. Wesentliche Nachteile von V2G waren Planungsaufwand und Einschränkungen, Datenschutz und Datensicherheit, entstehende öffentliche und private Kosten. Wesentliche Nachteile von V2H waren die Installation komplexer Ladeinfrastruktur im eigenen Haushalt, die mangelnde Stabilisierung des öffentlichen Netzes und mögliche privat entstehende Kosten.

8. Literaturverzeichnis

1. **Krems, Josef F., et al.** *MINI E powered by Vattenfall V2.0. Schlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: MINI E powered by Vattenfall V2.0 (Abschlussbericht, Förderkennzeichen 16EM0070).* Chemnitz : Technische Universität Chemnitz, 2011.

2. **Krems, Josef F.** *MINI E Vatt Berlin – Freude am umweltgerechten Fahren, Verbundprojekt: Klimaentlastung durch den Einsatz erneuerbarer Energien im Zusammenwirken mit emissionsfreien Elektrofahrzeugen – MINI E 1.0 Berlin (Abschlussbericht, Förderkennzeichen 16EM0003).* Chemnitz : Technische Universität Chemnitz, 2011.

3. **Vattenfall Europe Innovation GmbH.** *Gesteuertes Laden V2.0; Verbundprojekt Steigerung der Effektivität und Effizienz der Applikationen Wind-to-Vehicle (W2V) sowie Vehicle-to-Grid (V2G) inklusive Ladeinfrastruktur.* Hamburg : s.n., 2011.

4. **Franke, Thomas, et al.** *Kundenakzeptanz Elektromobilität bei erhöhter Reichweitenanforderung – Langstreckenpendler: Abschlussbericht zum Forschungsvorhaben Verbundprojekt: Kundenakzeptanz Elektromobilität bei erhöhter Reichweitenanforderung – Langstreckenpendler.* Chemnitz : Technische Universität Chemnitz, 2015.

5. **LimeSurvery Project Team und Schmitz, Carsten.** *LimeSurvey: An Open Source survey tool (Version 2.00+).* [Computer Software] Hamburg : LimeSurvey Project, 2015.

6. **Ryan, Richard M. und Deci, Edward L.** Active human nature: Self-determination theory and the promotion and maintenance of sport, exercise, and health. [Buchverf.] Martin S. Hagger und Nikos L. D. Chatzisarantis. *Intrinsic Motivation and Self-Determination in Exercise and Sport.* Illinois : Human Kinetics, 2007.

7. **Phelps, Joseph, Nowak, Glen und Ferrell, Elizabeth.** Privacy concerns and consumer willingness to provide personal information. *Journal of Public & Marketing.* 2000, 19(1).

8. *Privacy issues of smart E-mobility.* **Langer, Lucie, et al.** Wien : IEEE, 2013.

9. *Smart grid, smart charging, smart privacy? An empirical investigation of consumers' eillingness to provide smart charging information.* **Döbelt, Susen, Kämpfe, Bettina und Krems, Josef F.** Wien : Österreichischer Verband für Elektrotechnik, 2014. 978-3-85133-083-0.

10. **Sawtooth Software Inc.** *Sawtooth Software (Version 8).* [Computer Software] Orem : Sawtooth Software Inc., 2013.

11. *NSS-price sensitivity meter (PSM) - A new approach to study consumer perception of price.* **Westendorp, Peter, Van.** Venedig : ESOMAR, 1976.

12. *Heuristics for the assessment of interfaces of mobile.* **Neto, Olibário M. und Pimentel, Maria da Graça.** New York : ACM, 2013. 978-1-4503-2559-2.

13. **Prümper, Jochen und Anft, Michael.** Die Evaluation von Software auf Grundlage des Entwurfs zur internationalen Ergonomie-Norm ISO 9241 Teil 10 als Beitrag zur partizipativen Systemgestaltung — ein Fallbeispiel. [Buchverf.] Karl-Heinz Rödiger. *Software-Ergonomie'93 - Von der Benutzeroberfläche zur Arbeitsgestaltung.* Stuttgart : Teubner, 1993.

14. **Hassenzahl, Marc, Burmester , Michael und Koller, Franz.** AttrakDiff: Ein Fragebogen zur Messung wahrgenommener hedonischer und pragmatischer Qualität. [Buchverf.] Jürgen Ziegler und Gerd Szwillus. *Mensch & Computer 2003. Interaktion in Bewegung.* Stuttgart, Leipzig : Teubner, 2003.

15. **VERBI Software GmbH.** *MAXQDA (Version 11).* [Computer Software] Berlin : VERBI Software GmbH, 2012.

16. **TechSmith Corporation.** *Morae (Version 3.3).* [Computer Software] Okemos, Michigan, USA : TechSmith Corporation, 2013.

17. **Deutsches Institut für Normung e.V.** *Ergonomie der Mensch-System-Interaktion - Teil 110: Grundsätze der Dialoggestaltung (ISO 9241-110).* Berlin : Beuth, 2006.

18. **Hahnel, Ulf J. J., Gölz, Sebastian und Spada, Hans.** How accurate are drivers' predictions of their own mobility? Accounting for psychological factors in the development of intelligent charging technology for electric vehicles. *Transportation Research Part A: Policy and Practice.* 2013, 48.

19. **Jakobsson, Cecilia.** Accuracy of household planning of car use: comparing prospective to actual car logs. *Transportation Research Part F: Traffic Psychology and Behaviour.* 2004, 7(1).

20. **Sheeran, Paschal, et al.** Evidence that the type of person affects the perceived behavioral control–intention relation. *British Journal of Social Psychology.* 2002, 41(2).
21. **Franke, Thomas, et al.** Examining user-range interaction in battery electric vehicles - a field study approach. [Buchverf.] T. Ahram und Waldemar Karwowski. *Proceedings of the 5th international conference on applied human factors and ergonomics.* Krakau : AHFE, 2014.
22. **Jian, Jiun-Yin, Bisantz, Ann M. und Drury, Colin G.** Foundations for an empirically determined scale of trust in automated systems. *International Journal of Cognitive Ergonomics.* 2000, 4(1).
23. **Menning, Isis und Schneidereit, Tina.** Neue Konzepte zum Laden von Elektrofahrzeugen - Eine Untersuchung zur Akzeptanz von Wind to Vehicle (W2V) und Vehicle to Grid (V2G) sowie die Identifizierung möglicher Ansatzpunkte zur Förderung der Nutzungsbereitschaft. Chemnitz : Technische Universität Chemnitz, 2011.
24. **Franke, Thomas und Krems, Josef F.** Understanding charging behaviour of electric vehicle users. *Transportation Research Part F Traffic Psychology and Behaviour.* 2013, 21.
25. **Schmehl, Susanne, et al.** Directed cultural probes: Detecting barriers in the usage of public transportation. [Buchverf.] P. Campos, et al. *Human-Computer Interaction - INTERACT 2011.* Heidelberg, Berlin : Springer, 2011.
26. **Schmalfuß, Franziska, et al.** User responses to a smart charging system in Germany: Battery electric vehicle driver motivation, attitudes and acceptance. *Energy Research & Social Science.* 2015, 9, S. 60-71.
27. **Schade, Jens und Schlag, Bernhard.** Acceptability of urban transport pricing strategies. *Transportation Research Part F: Traffic Psychology and Behaviour.* 2003, 6(1).
28. **Ajzen, Icek.** The theory of planned behavior. *Organizational Behavior and Human Decision Processes.* 1991, 50(2).
29. **Mwasilu, Francis, et al.** Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid. *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* 2014, 34.
30. **Parsons, George R., et al.** Willingness to pay for vehicle-to-grid (V2G) electric vehicles and their contract terms. *Energy Economics.* 2014, 42.
31. **Fang, Xi, et al.** Smart grid – The new and improved power grid: A survey. *IEEE Communications Surveys & Tutorials.* 2012, 14.
32. **Tomić, Jasna und Kempton, Willett.** Using fleets of electric-drive vehicles for grid support. *Journal of Power Sources.* 2007, 168(2).
33. **Kempton, Willett und Tomic, Jasna.** Vehicle-to-grid power implementation: From stabilizing the grid to supporting large-scale renewable energy. *Journal of Power Sources.* 2005, 144.
34. **Kempton, Willett und Letendre, Steven E.** Electric vehicles as a new power source for electric utilities. *Transportation Research Part D: Transport and Environment.* 1997, 2(3).
35. **Kempton, Willett und Tomic, Jasna.** Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. *Journal of Power Sources.* 2005, 144.
36. **Gautschi, Michael, Scheuss, Oliver und Schluchter, Christian.** Simulation of an agent based vehicle-to-grid (V2G) implementation. *madscientist.ch.* [Online] 2009. [Zitat vom: 11. Dezember 2015.] http://madscientist.ch/files/V2GSchluchter2009.pdf.
37. **Yilmaz, Murat und Krein, Philip T.** Review of the impact of vehicle-to-grid technologies on distribution systems and utility interfaces. *IEEE Transactions on Power Electronics.* 2013, 28(2).
38. **Kim, Jin-Ho und Shcherbakova, Anastasia.** Common failures of demand response. *Energy.* 2011, 36(2).
39. **Keiser, Jan, Lützenberger, Marco und Masuch, Nils.** Agents cut emissions on how a multi-agent system contributes to a more sustainable energy consumption. *Procedia Computer Science.* 2012, 10.
40. **Guille, Christophe und Gross, George.** A conceptual framework for the vehicle-to-grid (V2G) implementation. *Energy Policy.* 2009, 37.
41. *Interconnections and communications of electric vehicles and smart grids.* **Käbisch, Sebastian, et al.** Gaithersburg, MD : IEEE, 2010. 978-1-4244-6510-1.

42. **Madawala, Udaya K. und Thrimawithana, Duleepa J.** A bidirectional inductive power interface for electric vehicles in V2G systems. *IEEE Transactions on Industrial Electronics.* 2011, 58.
43. **Haper, Richard.** *Inside the smart home.* London : Springer-Verlag, 2003.
44. **European Commission Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport.** *Smart grid projects in Europe: Lessons learned and current develepoments.* Luxemburg : Publications Office of the European Union, 2013.
45. **Yang, Shiping, Tan, Sicong und Xu, Jian-Xin.** Consensus based approach for economic dispatch problem in a smart grid. *IEEE Transactions on Power Systems.* 2013, 28(4).
46. **Verbong, Geert P. J., Beemsterboer, Sjouke und Sengers, Frans.** Smart grids or smart users? Involving users in developing a low carbon electricity economy. *Energy Policy .* 2013, 52.
47. **Hansen, Meiken und Borup, Mads.** *Survey of existing studies of smart grids and consumers - Nordic countries. Working Report WP6.5.1.* Dänemark : s.n., 2014.
48. *Smart, smarter, smartest...the consumer meets the smart electrical grid.* **Hauttekeete, Laurence, et al.** Ghent : IEEE, 2010. 978-1-4244-7988-7.
49. **Meyers, Robert J., Williams, Eric D. und Matthews, H. Scott.** Scoping the potential of monitoring and control technologies to reduce energy use in homes. *Energy and Buildings.* 2010, 42.
50. *Wind power-aware vehicle-to-grid algorithms for sustainable EV energy management systems.* **Masuch, Nils, et al.** s.l. : IEEE, 2012.
51. **Moslehi, Khosrow und Kumar, Ranjit.** A reliability perspective of the smart grid. *Transactions on smart grid.* 2010, 1(1).
52. **Viani, Federico, et al.** Wireless architectures for heterogeneous sensingin smart home applications: Concepts and real implementation. *Proceedings of the IEEE.* 2013, 101(11).
53. **Balta-Ozkan, Nazmiye, et al.** Social barriers to the adoption of smart homes. *Energy Policy.* 2013, 63.
54. **Balta-Ozkan, Nazmiye, Boteler, Benjamin und Amerighi, Oscar.** European smart home market development: Public views on technical and economic aspects across the United Kingdom, Germany and Italy. *Energy Research & Social Science.* 2014, 3.
55. **Saber, Ahmed Y. und Venayagamoorthy, Ganesh K.** Resource scheduling under uncertainty in a smart grid with renewables and plug-in vehicles. *IEEE Systems Journal.* 2012, 6(1).
56. **Fan, Zhong, et al.** Smart grid communications: Overview of research challenges, solutions, and standardization activities. *IEEE Communications Surveys & Tutorials.* 2013, 15(1).
57. **Wolsink, Maarten.** The research agenda on social acceptance of distributed generation in smart grids: Renewable as common pool resources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews.* 2012, 16.
58. *Medical technology in smart homes: Exploring the user's perspective on privacy, intimacy and trust.* **Ziefle, Martina, Röcker, Carsten und Holzinger, Andreas.** München : IEEE, 2011. 978-1-4577-0980-7.
59. **Richardson, David B.** Encouraging vehicle-to-grid (V2G) participation through premium tariff rates. *Journal of Power Sources.* 2013, 243.
60. **Hidrue, Michael K. und Parsons, George R.** Is there a near-term market for vehicle-to-grid electric vehicles? *Applied Energy.* 2015, 151(1).
61. *Privacy aware demand response and smart metering.* **Awad, Abdalkarim, Bazan, Peter und German, Reinhard.** Glasgow : IEEE, 2015.
62. **Backes, Michael und Meister, Sebastian.** Differentially private smart metering with battery recharging. *Lecture Notes in Computer Science.* 2014, 8247.
63. **Buchmann, Erik, et al.** Re-identification of smart meter data. *Personal and Ubiquitous Computing.* 2013, 17(4).
64. *Protecting consumer privacy from electric load monitoring.* **McLaughlin, Stephen, McDaniel, Patrick und Aiello, William.** New York : ACM, 2011. 978-1-4503-0948-6.
65. **Tan, Onur, Gündüz, Deniz und Poor, H. Vincent.** Increasing smart meter privacy through energy harvesting and storage devices. *IEEE Journal on Selected Areas in Communications.* 2013, 31(7).

66. **Uludag, Suleyman, Zeadally, Sherali und Badra, Mohamad.** Techniques, taxonomy, and challenges of privacy protection in the smart grid. [Buchverf.] Sherali Zeadally und Mohamad Badra. *Privacy in a Digital, Networked World.* New York : Springer, 2015.
67. **Morris, Meg E., et al.** Smart-home technologies to assist older people to live well at home. *Journal of Aging Science.* 2013, 1(1).
68. *From a barrier to a bridge: Data-privacy in deregulated smart grids.* **Strüker, Jens und Kerschbaum, Florian.** s.l. : AIS , 2012.
69. **Fensel, Anna, et al.** SESAME-S: Semantic smart home system for energy efficiency. *Informatik-Spektrum.* 2013, 36(1).
70. **Varaiya, Pravin P., Wu, Felix F. und Bialek, Janusz W.** Smart operation of smart grid: risk-limiting dispatch. *Proceedings of the IEEE.* 2011, 99(1).
71. *Introducing smart grids in residential contexts: Consumers' perception of smart household appliances.* **Stragier, Jeroen, Hauttekeete, Laurence und Marez, Lieven De.** Waltham, MA : IEEE, 2010. 978-1-4244-6076-2.
72. **Lowe, Ben und Alpert, Frank.** Forecasting consumer perception of innovativeness. *Technovation.* 2015, 45-46.
73. **Sovacool, Benjamin K. und Hirsh, Richard F.** Beyond batteries: An examination of the benefits and barriers to plug-in hybrid electric vehicles (PHEVs) and a vehicle-to-grid (V2G) transition. *Energy Policy.* 2009, 37(3).
74. **Darby, Sarah J. und McKenna, Eoghan.** Social implications of residential demand response in cool temperate climates. *Energy Policy.* 2012, 49.
75. **Rastegar, Mohammad, Fotuhi-Firuzabad, Mahmud und Aminifar, Farrokh.** Load commitment in a smart home. *Applied Energy.* 2012, 96.
76. **Karrer, Katja, et al.** Technikaffinität erfassen - Der Fragebogen. [Buchverf.] A. Lichtenstein, C. Stößel und C. Clemens. *Der Mensch im Mittelpunkt technischer Systeme.* Düsseldorf : VDI Verlag GmbH, 2009.

Untersuchung Potentiale gesteuertes Laden unter Nutzung der vollen Kommunikationsmöglichkeiten zwischen Ladeinfrastruktur und Fahrzeug: Gesteuertes Laden V3.0

12/2012 bis 12/2015

Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

FuE-Programm "Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Elektromobilität" des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)

- Endbericht –

Teilprojekt 6

Stand 20.01.2016

1. TP6: PROBEBETRIEB 1

1.1. Arbeitspaket 6.1 - Ziele und Betriebskonzept 2

1.2. Arbeitspaket 6.2 – Nutzerauswahl 2

1.3. Arbeitspaket 6.3 – Durchführung des Probebetriebs 6

1.4. Arbeitspaket 6.4 - Erfassung und Aufbereitung der Probebetriebsdaten 9

Autorenverzeichnis

Haas, Tilman - BMW AG, 80788 München

Hartjen, Dirk - BMW AG, 80788 München

Gabel, Alwin - BMW AG, 80788 München

1. TP6: Probebetrieb

Die drei Phasen des Probebetriebs in Berlin sollten sowohl die Funktionsfähigkeit der Teilsysteme im kundennahen Betrieb demonstrieren als auch die Tauglichkeit des Geschäftsmodells modellhaft unter Beweis stellen. Der gesamte Probebetrieb lief über einen Zeitraum von 18 Monaten. Er untergliederte sich in drei Phasen: In den Nutzerphasen 1 und 2 wird das Regelleistungs-Geschäftsmodell (System-Dienstleistungen) aus dem Arbeitspaket 3.5 im Rahmen des Ladebetriebs der jeweils 10 Active E modellhaft betrieben.

In der dritten Nutzerphase konzentrierte sich der Probebetrieb auf Nutzer, die in einer engen Nachbarschaft (konkret auf dem GSG Gelände in 10587 Berlin, Gustav-Meyer-Allee 25) in einem speziell ausgesuchten Ortsnetz-Abschnitt in Berlin arbeiteten („Smart Grid-Stresstests“).

Im Folgenden werden die Projektergebnisse aus dem TP6 zum Abschluss der drei Nutzerphasen erläutert. Die Fortschritte sind gemäß der Unterteilung in Arbeitspaketen (AP) strukturiert.

1.1. Arbeitspaket 6.1 - Ziele und Betriebskonzept

Die aus dem Gesamtvorhaben (Gesamtvorhabenbeschreibung GL3.0 27.9.2012 Seite 54 von 249) abgeleiteten Ziele bildeten die Basis für das Betriebskonzept. Das Konzept wurde am 02.08.2013 abgeschlossen. Grundsätzlich wurden wie anfangs geplant zwei Nutzerphasen mit jeweils 10 Nutzern realisiert. Darüber hinaus gab es eine weitere Nutzerphase von ebenfalls fünf Monaten für einen sog. „Smart Grid Stresstest“ auf dem Gewerbesiedlungs-Gesellschaft (GSG)-Gelände in Berlin.

Zusammengefasst wurden in den drei Phasen des Probebetriebs in Summe demnach die Erfahrungen mit 30 Nutzern unter realen Bedingungen analysiert. Die Zeitspannen der Phasen wurden so gelegt, dass damit auch jahreszeitlicher Einflüsse abgedeckt und untersucht werden konnten.

Status zum Abschlussbericht:
Alle drei Phasen des Probebetriebs wurden in den geplanten Umfängen vollständig umgesetzt.

1.2. Arbeitspaket 6.2 – Nutzerauswahl

Start der Nutzerauswahl für Phase I und II war die Implementierung einer eigenen Web-Site, auf der das Projekt und alle Rahmenbedingungen für eine Bewerbung beschrieben wurden. Eingebettet wurde diese in die BMW ActiveE Website. Zudem wurde eigens für dieses Projekt eine Bewerbungsplattform entwickelt, so dass alle, für die Auswahl der Nutzer, relevanten Informationen abgefragt werden konnten. Der nächste Schritt war eine umfangreiche Marketing-Kampagne auf unterschiedlichen Kommunikationskanälen. So wurde u.a. für die Phase I eine Pressemitteilung veröffentlicht, das Projekt auf sozialen Netzwerken verlinkt und Kooperationen mit lokalen Radiosendern eingegangen. Für die Nutzerakquise der Phase II wurde zudem eine 2-monatige Online-Marketing-Kampagne durchgeführt, welche eine Reichweite von 26 Mio. Usern hatte und dabei 85.000 „Clicks“ generierte.



Abbildung 1: Werbeanzeige aus Online-Marketing-Kampagne

Speziell für Phase III wurde mit Hilfe eines lokalen Kooperationspartners (Berliner Agentur für Elektromobilität eMO) eine Auswahl von Bauträgern und Betreibergesellschaften in Berlin identifiziert, welche Interesse an einer Kooperation mit dem Projekt vermuten ließen. Nach einem Auswahlprozess und daran anschließenden intensiven Verhandlungsgesprächen mit den Bewerbern vor Ort wurde der GSG Gewerbehof Technologie- und Innovationspark Berlin (TIB) ausgewählt.

Der Innovationspark eignete sich durch seine Lage (10587 Berlin) und der dort angesiedelten Technologiepartner mit entsprechend technikaffinen Mitarbeiter/-innen ideal für eine Teilnahme am Projekt. Als Beispiele sind hier zu nennen die Technische Universität Berlin mit 14 Instituten, Medienunternehmen wie die Deutsche Welle, wissenschaftlichen Einrichtungen wie dem Fraunhofer Institut und diversen Mietern aus dem Medien- und IT-Bereich.

Die Nutzerauswahl erfolgte bei allen drei Phasen gemäß den für den Probebetrieb festgelegten jeweiligen Anforderungen. Um den in der Gesamtvorhabensbeschreibung (GVB) definierten Forschungsauftrag zu erfüllen, galt es „echte“ Leasingkunden zu gewinnen. Also Nutzer, die eine marktübliche Rate zu zahlen bereit waren. Zusätzliche Anforderung war unter anderem auch der Zugang zu einem definierten Stellpatz, da sogenannte Laternenparker wegen der für den Versuch nötigen Installation von spezieller Ladeinfrastruktur nicht möglich waren. Mit dem GSG-Gelände konnten diese Anforderungen ideal umgesetzt werden, da der Betreiber dem Projekt Zugang zu einer ausgewiesenen Parkfläche anbieten konnte, an der die gesamte Ladeinfrastruktur für alle Nutzer der Phase III installiert wurde.

Bei der Nutzerauswahl wurde zudem sichergestellt, dass die bereitgestellten BMW ActiveE im realen Alltagsbetrieb der Nutzer intensiv genutzt wurden. Die Nutzer müssten selbstverständlich zudem bereit sein, sich während des Probebetriebs am Geschäftsmodell „Gesteuertes Laden“ regelmäßig zu beteiligen. Die Anforderungen entsprechen letztlich den der beiden ersten Phasen. Die Besonderheit in Phase III war zusätzlich die Forderung, dass alle Nutzer in einer Netzschleife gesteuert geladen werden.

Obwohl die Motivation zum gesteuerten Laden bei den Teilnehmern der drei Phasen vor allem intrinsisch bedingt war, zeigten alle drei Nutzerakquisen welche verschiedenen Anreize die Nutzer beeinflussen. Am attraktivsten wurden monetäre Anreize (Kostenersparnis, Geldüberweisungen) bewertet. Weitere Anreize können alternative Boni, in Form von E-Fahrzeugbezogenen Verdienstformen, sein (Bonuskilometer für Mietfahrzeuge, Verlängerung der Fahrzeugbatterie).

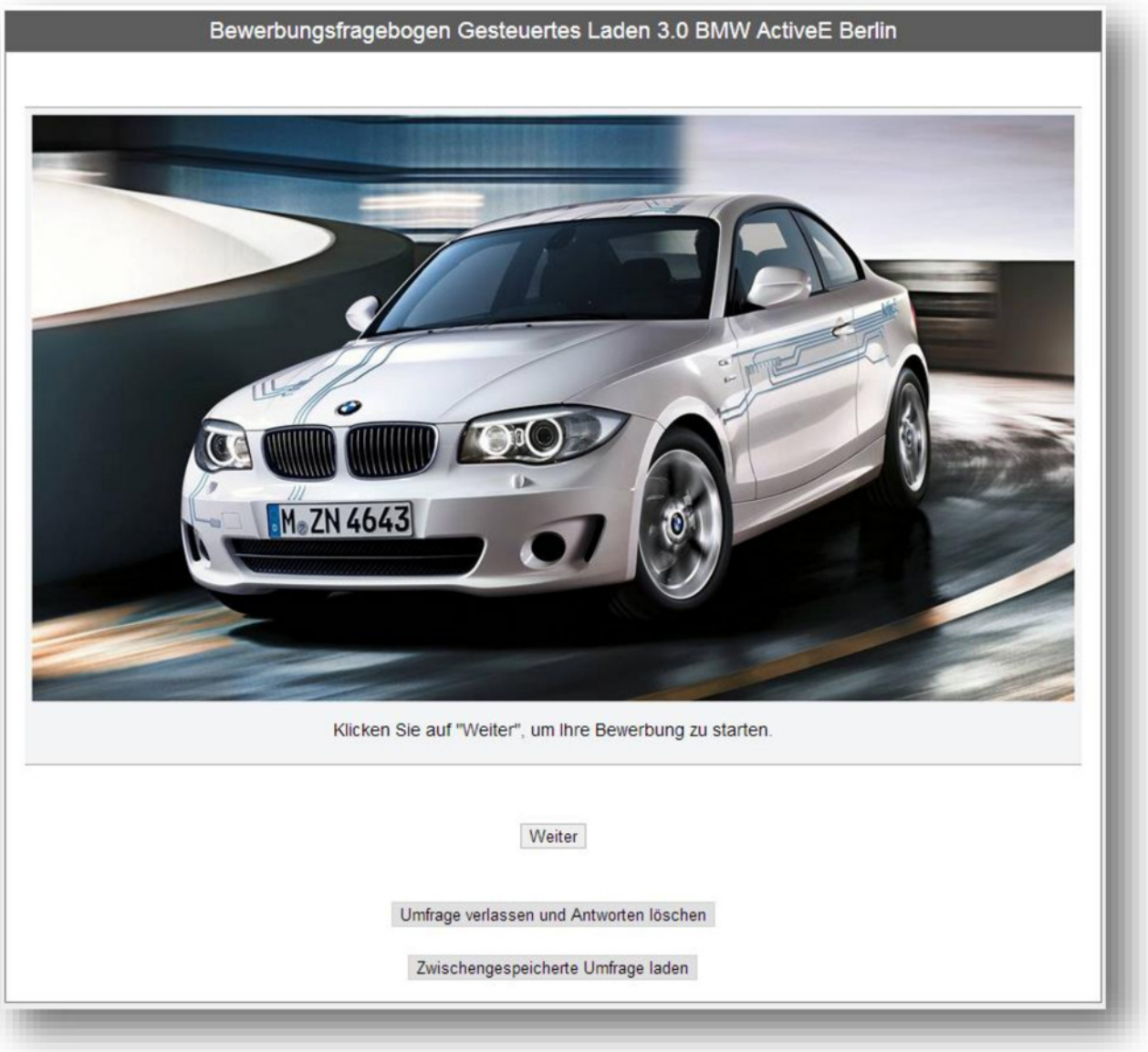


Abbildung 2: Bewerbertool Gesteuertes Laden 3.0 (Online von 06/2013 bis 02/2015)

Darüber hinaus mussten in Phase I und II die Installationsaspekte bei jedem einzelnen Nutzer überprüft (Installationscheck) werden. Die Installationsarbeiten mussten zusätzlich vertraglich abgesichert werden. Dazu gehörte auch, dass Datenüberlassungseinwilligungen für den Probebetrieb von jedem Nutzer einzuholen waren.

In Phase III wurde der Installationscheck gemeinsam mit dem Facility Management des GSG Gewerbehof Technologie- und Innovationsparks Berlin (TIB) und gesamthaft für alle 10 Ladepunkte durchgeführt.

Status zum Abschlussbericht:

Phase I

- Nutzerakquise für Phase I konzipiert, umgesetzt und abgeschlossen.
- Vertragsgestaltung und -abschluss mit Nutzern für Phase I erledigt.
- Onsite Check und anschließende Installation der Ladeinfrastruktur bei den Kunden der Phase I durchgeführt.

Phase II

- Nutzerakquise für Phase II konzipiert, umgesetzt und abgeschlossen.
- Vertragsgestaltung und -abschluss mit Nutzern für Phase II erledigt.
- Onsite Check und anschließende Installation der Ladeinfrastruktur bei den Kunden der Phase II durchgeführt.

Phase III

- Nutzerakquise für Phase III (Stresstest) konzipiert.
- Auswahlverfahren der Bewerber umgesetzt.
- Vertragsgestaltung und -abschluss mit GSG als Nutzer für Phase III abgeschlossen.
- Onsite Check und anschließende Installation der Ladeinfrastruktur auf dem GSG Gelände in 10587 Berlin (Gustav-Meyer-Allee 25) durchgeführt.

Nr.	Anforderung an den einzelnen Kunden	Priorität
1	Garagenparkplatz oder gemieteter Stellplatz. (ausgeschlossen sind sog. Laternenparker)	Zwingend.
2	Bereitschaft für Nutzung des ActiveE zu bezahlen.	Zwingend.
3	Möglichst tägliche Nutzung des ActiveE. (z.B. Arbeitspendler; Minimum 800 km pro Monat)	Zwingend.
4	Wallbox kann installiert werden.	Zwingend.
5	Smart Meter kann installiert werden.	Zwingend.
6	Internet ist am Standort der Wallbox verfügbar. (Flatrate)	Zwingend.
7	Bereitschaft die GL 3.0 App auf einem Smartphone zu nutzen.	Zwingend.
8	GL 3.0 App kann auf eigenem Smartphone installiert werden.	Optional.
9	Bereitschaft Vertrag bei Anbieter von GL 3.0 zu unterschreiben.	Zwingend.
10	Keine Journalisten, Ex-MINI E Nutzer und BMW-Mitarbeiter	Zwingend.

Tabelle 1: Anforderungen an den einzelnen Nutzer (Phase I bis III)

Nr.	Anforderungen an Vergleichbarkeit Phase I + II	Priorität
	Möglichst breite Verteilung der Eigenschaften **innerhalb** der Gruppe. Möglichst identische Zusammensetzung **zwischen** den beiden Gruppen.	
1	Geschlecht. (2 Frauen, 8 Männer)	Zwingend.
2	Einkommen.	Zwingend.
3	Alter. (30 - 70 Jahre)	Zwingend.
4	Vorerfahrung mit E-Fahrzeugen.	Zwingend.

Tabelle 2: Anforderungen an Vergleichbarkeit (Phase I + II)

1.3. Arbeitspaket 6.3 – Durchführung des Probebetriebs

Zum 3. März 2014 startete der Probebetrieb mit der Phase I. Die Durchführung entsprach der in der Gesamtvorhabensbeschreibung (GVB) dargestellten Weise. Der Probebetrieb umfasste damit Ausgabe und Betreuung der Fahrzeuge. Ebenso die Installation von Messtechnik am Nutzungsort und die Einweisung der Nutzer in die Bedienung der Technik. Darüber hinaus wurde allen Versuchsteilnehmern das Vertragsmodell detailliert erläutert. Für die Betreuung der Nutzer wurde ein direkter Kundenbetreuer vor Ort benannt. Zusätzlich wurde eine telefonische Hotline eingerichtet.

AP	Titel	Aufgaben
6.1	Ziele und Betriebskonzept	Probebetrieb vollständig beplanen.
		Aufgaben, Kompetenzen und Verantwortlichkeiten vereinbaren.
6.2	Nutzerauswahl	Ausreichende Anzahl von Nutzern für das Projekt gewinnen.
		Nutzer aus Installationsaspekten prüfen (Installationscheck) und unter Vertrag nehmen.
		Datenüberlassungseinwilligungen für den Probebetrieb von den Nutzern einholen.
6.3	Durchführung des Probebetriebs	Installation der Ladegeräte (Wallboxen) und der Messtechnik beim Nutzer.
		Ausgabe der Fahrzeuge an die Nutzer.
		Einweisung der Nutzer in die Bedienung des Fahrzeugs und der Ladeinfrastruktur.
		Betrieb der Fahrzeuge inklusive Service und Hotline.
		Betrieb der Infrastruktur inklusive Service und Hotline.
		Betrieb der Aggregator-Funktion incl. Abrechnung für die Nutzer.
6.4	Erfassung und Aufbereitung der Probebetriebsdaten	Messdaten erfasst und sicher gespeichert.
		Auswertungen durchführen und an Auftraggeber der Teilprojekte liefern.

Tabelle 3: Probebetrieb Phase III – Aufgaben im Überblick

Status zum Abschlussbericht:

Phase I

- Installation der Ladegeräte (Wallboxen) und der Messtechnik beim Nutzer zum Start des Probebetriebs am 03.03.2014 abgeschlossen.
- Ausgabe der Fahrzeuge an die Nutzer erfolgte am 03.03.2014.
- Einweisung der Nutzer in die Bedienung des Fahrzeugs und der Ladeinfrastruktur in Einzelterminen abgeschlossen.
- Betrieb der Fahrzeuge inklusive Service und Hotline vom 03.03.2014 bis 01.08.2014.
- Betrieb der Ladeinfrastruktur inklusive Service und Hotline vom 03.03.2014 bis 01.08.2014.
- Betrieb der Aggregatorfunktion inkl. Abrechnung für die Nutzer nach der geplanten einmonatigen Eingewöhnungsphase (Baseline-Messung) Anfang April 2014 bis 01.08.2014.

Phase II

- Installation der Ladegeräte (Wallboxen) und der Messtechnik beim Nutzer zum Start des Probebetriebs wurde am 01.09.2014 abgeschlossen.
- Einweisung der Nutzer in die Bedienung des Fahrzeugs und der Ladeinfrastruktur in Einzelterminen sowie Übergabe der Fahrzeuge analog Phase I abgeschlossen.
- Betrieb der Fahrzeuge inklusive Service und spezieller Hotline vom 01.09.2104 bis 06.02.2015.
- Bereitstellung der Infrastruktur mit eigener Hotline vom 01.09.2104 bis 06.02.2015.
- Betrieb der Aggregatorfunktion inkl. Abrechnung für die Nutzer nach der geplanten einmonatigen Eingewöhnungsphase (Baseline-Messung) Anfang Oktober 2014 bis 06.02.2015.

Phase III

- Installation der Ladegeräte (Wallboxen) und der Messtechnik für die Nutzer zum Start des Probebetriebs auf dem GSG Gelände in 10587 Berlin (Gustav-Meyer-Allee 25) bis 03/2015 abgeschlossen.

- Stabilisierung der Kommunikationsanbindung Wallbox/Fahrzeug zum BMW Server.

- Persönliche Übergabe der Fahrzeuge an die Nutzer in 03/2015.

- Individuelle Einweisung der Nutzer in die Bedienung des Fahrzeugs und der Ladeinfrastruktur in Einzelterminen in 03/2015.

- Zusätzliche individuelle Erläuterungen zu den App-Funktionen, da einige Nutzer zu Beginn mit deren Bedienung Schwierigkeiten hatten bzw. es zu systembedingten Fehlinterpretationen der Eingaben kam.

- Implementierung eines vereinfachte Fahrzeugrücknahme-Prozesses zum Ende der dritten Phase (ohne Fahrzeug-Gutachten). Fahrzeugrückgabe bis 08/2015 abgeschlossen.



Abbildung 3 - Installation auf dem GSG Gelände für Phase III

1.4. Arbeitspaket 6.4 - Erfassung und Aufbereitung der Probebetriebsdaten

Erklärtes Ziel aller drei Phasen des Probebetriebs war die qualitative und quantitative Datenerfassung. Die Daten (z.B. Nutzerbefragungen, Eingabedaten der Nutzer in die App, Daten des Ladevorgangs an der Wallbox, Daten zum Fahrverhalten, Daten aus den Simulationen der E-Fahrzeug-Pools, des Verteilernetzbetreibers (VNB) und Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB)) wurden genau erfasst und für die Verwendung in den Teilprojekten 1 bis 5 aufbereitet. Die Aufbereitung der Daten aus dem Probebetrieb ermöglichte die in diesem Abschlussbericht vorgelegte zeitliche, nutzerspezifische Auswertung.

Die Konzeption der Datenerfassungssysteme wurde in enger Abstimmung zwischen den Konsortialpartnern aufgesetzt und mit der Entwicklung der Ladetechnik und Ladeinfrastruktur abgestimmt. Es wurde erreicht, dass die Betriebs- und Auswertungssysteme auf identische Daten zurückgreifen. Die Daten werden in einer gemeinsamen Datensenke (Datenpool) zusammengeführt.

Status zum Abschlussbericht:

- Messdatenkatalog abgestimmt, Standardauswertungen abgestimmt.
- Messdatenerfassung eingerichtet und getestet.
- Speicherung der Daten sichergestellt.
- Prozess der Datenauswertung aufgesetzt und mit den Teilprojektleitern auf Verwertbarkeit hin abgestimmt.
- Messdaten aus der Probebetriebsphasen wurden aufgenommen, verarbeitet und ausgewertet.
- Die gesammelten Daten wurden bei den Projketpartnern zur verfügung gestellt und zudem bei den Konsortionaltreffen vorgestellt, diskutiert und bewertet.