

Forschungsbericht BWPLUS

**Intelligentes netzdienliches Lademanagement
in Baden-Württemberg
(ILA-BW)**

von

M. Sc. J. Graf

Prof. Dr.-Ing. K. Rudion

Universität Stuttgart

Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik

Förderkennzeichen: BWINP 21117

Laufzeit: 10.08.2021 – 31.12.2022

Die Arbeiten des Baden-Württemberg-Programms Lebensgrundlage
Umwelt und ihre Sicherung (BWPLUS) werden mit Mitteln des Landes
Baden-Württemberg gefördert

Dezember 2022

Kurzfassung

Im Rahmen des Projektes ILA-BW wurden durch die Partner des Instituts für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) der Universität Stuttgart, die EnBW Energie Baden-Württemberg AG, die ChargeHere GmbH, die Stuttgart Netze GmbH und der Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V. zwei Standorte mit Ladeinfrastruktur ausgestattet. Am Firmensitz der ChargeHere GmbH in Stuttgart wurden 8 Ladepunkte an einem Haus mit einem hybriden Nutzungsprofil installiert. Am Standort des IEH am Campus Vaihingen wurde Ladeinfrastruktur zum AC- und DC-Laden aufgebaut und in das Smart-Grid-Labor integriert. Ein Projekt-highlight ist die Möglichkeit des bidirektionalen Ladens am IEH.

Anhand dieser Standorte wird eine Potentialanalyse bezüglich der Nutzung von intelligenten Lademanagementsystemen im elektrischen Energieversorgungssystem als eine Alternative zum konventionellen Netzausbau und zur Unterstützung der Integration von Ladeinfrastruktur in Parkflächen durchgeführt. Die technische Realisierbarkeit des ermittelten Potentials erfolgt durch Feldversuche und Spannungsqualitätsmessungen an der Ladeinfrastruktur.

Für die Entwicklung von Lademanagementfunktionen wird eine ganzheitliche Optimierung auf Basis von synthetischen Ladeprofilen und der Prognose von Photovoltaik-Erzeugung und Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen durchgeführt. In weiteren Simulationsstudien werden Skalierungseffekte in unterschiedlichen Szenarien nachgebildet und bewertet. Auf Basis der Simulationsstudien wird das Potential an zusätzlichen Elektrofahrzeugen, welche an dem Netzverknüpfungspunkt durch die optimierten Ladevorgänge geladen werden können, ermittelt.

Anhand der gewonnenen Daten durch die Nutzung der Parkflächen am

betrachteten Standort, erfolgt eine Validierung der angenommenen Last- und Erzeugerleistungsverläufe. Die entwickelten Erweiterungen des Lademanagements werden im Smart-Grid-Labor unter definierten Bedingungen evaluiert.

Inhaltsverzeichnis

| | |
|-----------------------------------------------------|------------|
| Kurzfassung | i |
| Abbildungsverzeichnis | iv |
| Tabellenverzeichnis | vii |
| Formelzeichen und Darstellungskonventionen | ix |
| 1 Einführung | 1 |
| 1.1 Motivation | 1 |
| 1.2 Zielsetzung | 2 |
| 1.3 Struktur des Berichts | 3 |
| 2 Umfang des Projekts | 4 |
| 2.1 Modellierung eines Verteilnetzes | 4 |
| 2.1.1 Zielsetzung | 4 |
| 2.1.2 Ausgangssituation | 6 |
| 2.1.3 Erweiterungen | 8 |
| 2.2 Ladeinfrastruktur im Reallabor | 19 |
| 2.2.1 Zielsetzung | 19 |
| 2.2.2 Ausgangssituation | 20 |
| 2.2.3 Erweiterungen und Investitionen | 23 |
| 2.3 Ladeinfrastruktur im Smart-Grid-Labor | 31 |
| 2.3.1 Zielsetzung | 32 |
| 2.3.2 Ausgangssituation | 33 |
| 2.3.3 Erweiterungen und Investitionen | 34 |

| | | |
|----------|-------------------------------------------------------|-----------|
| 3 | Ergebnisse | 43 |
| 3.1 | Erkenntnisse aus dem Reallabor | 43 |
| 3.1.1 | Integration einer Ladeinfrastruktur | 43 |
| 3.1.2 | Lastgang des Gebäudes | 44 |
| 3.1.3 | Lastverhalten der Ladeinfrastruktur | 47 |
| 3.2 | Simulative Nachbildung eines Lademanagementsystems . | 59 |
| 3.2.1 | Methodik | 59 |
| 3.2.2 | Lademanagement aus Kundensicht | 62 |
| 3.2.3 | Lademanagement aus Netzsicht | 70 |
| 3.3 | Praktische Erprobung von Lademanagementfunktionen . . | 84 |
| 3.3.1 | Dynamisches Laden: AC-Ladeinfrastruktur | 84 |
| 3.3.2 | Bidirektionales Laden: DC-Ladeinfrastruktur | 85 |
| 3.4 | Bewertung von Netzurückwirkungen | 86 |
| 3.4.1 | Ladeinfrastruktur am Reallabor | 90 |
| 4 | Zusammenfassung und Ausblick | 93 |
| | Literaturverzeichnis | 95 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.1 | Szenarien mit zugeordneten Untersuchungsschwerpunkten | 5 |
| 2.2 | Netzmodell des ersten Szenarios | 7 |
| 2.3 | Darstellung synthetischer Lastprofile für Haushaltslasten . . | 10 |
| 2.4 | Darstellung synthetischer Lastprofile für Gewerbelasten . . | 12 |
| 2.5 | Sperrzeiten bei Wärmepumpen | 13 |
| 2.6 | Darstellung synthetischer Lastprofile für Wärmepumpen . . | 14 |
| 2.7 | Darstellung Einstrahlungsintensität für PV-Anlagen | 15 |
| 2.8 | Bewegungsprofil und Verbrauch eines Elektrofahrzeugs . . | 17 |
| 2.9 | Auswertung der Bewegungsprofile für Elektrofahrzeuge . . | 18 |
| 2.10 | Häufigkeit der Aufenthaltsdauer im Zustand <i>Zuhause</i> | 19 |
| 2.11 | Betrachtetes Mehrparteienhaus mit vorgelagerten Stellplätzen für Kfz | 21 |
| 2.12 | Schematische Darstellung des Niederspannungsnetzes am Reallabor beim zweiten Szenario | 22 |
| 2.13 | Ladeinfrastruktur am Reallabor | 23 |
| 2.14 | Messungen am Reallabor | 25 |
| 2.15 | Messpunkte mit zugeordneten Messgrößen am Gebäude des Reallabors | 26 |
| 2.16 | Zustände eines Ladepunkts nach IEC 61851-1:2019 | 28 |
| 2.17 | Symbolische Darstellung des Zustandsübergangs | 31 |
| 2.18 | Ausschnitt aus dem Smart-Grid-Labor | 32 |
| 2.19 | Grundsätzliches Konzept eines PHIL-Prüfstands | 33 |
| 2.20 | Schematische Darstellung eines Stromsystems durch die ITM | 34 |
| 2.21 | Smart-Charging-Environment mit bidirektional ladefähigem Elektrofahrzeug und DC-Ladepunkt | 35 |
| 2.22 | Ausschnitt aus dem Smart-Charging-Environment | 37 |

| | | |
|------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.23 | Elektrofahrzeug beim Ladevorgang am AC-Ladepunkt . . . | 38 |
| 2.24 | Messgerät und Messwandler an der Sammelschiene des Smart-Charging-Environment | 40 |
| 2.25 | Messung der Globalstrahlung auf dem Dach der Universität Stuttgart | 42 |
| 3.1 | Maximalwerte der Last am Netzverknüpfungspunkt | 45 |
| 3.2 | Gebäudelasttagesprofile für verschiedene Fälle | 46 |
| 3.3 | Standardlastprofile und gemessenes Tageslastprofil | 48 |
| 3.4 | Verteilung der Ladepunktladeleistungen | 49 |
| 3.5 | Häufigkeitsverteilungen der Ladeenergie | 50 |
| 3.6 | Häufigkeitsverteilung der Ladepunktzustände | 51 |
| 3.7 | Häufigkeitsprofil der Ladepunktzustände | 52 |
| 3.8 | Häufigkeitsverteilungen des Ansteck-Zeitpunktes | 55 |
| 3.9 | Häufigkeitsverteilungen der Ansteck-Dauer | 56 |
| 3.10 | Häufigkeitsverteilungen des Aussteck-Zeitpunktes | 57 |
| 3.11 | Häufigkeitsverteilungen der relativen Ladedauer | 58 |
| 3.12 | Wirkungsgrad bei Lade- und Entladevorgängen | 61 |
| 3.13 | Eigenverbrauchsoptimierung mit bidirektional ladefähigem Elektrofahrzeug | 62 |
| 3.14 | Vergleich von verschiedenen Ladestrategien | 65 |
| 3.15 | Eigenverbrauchsquoten mit drei verschiedenen Ladeverfahren | 67 |
| 3.16 | Schnellladung eines Nutzfahrzeugs | 69 |
| 3.17 | Flexibilitätsbereich von Elektrofahrzeugen | 71 |
| 3.18 | Schematische Darstellung der Optimierungsvarianten . . . | 73 |
| 3.19 | Hochlauf bei ungesteuertem Laden | 74 |
| 3.20 | Hochläufe bei unidirektionalem Laden | 77 |
| 3.21 | Vergleich des Ladeverhaltens bei unidirektionalem Laden . | 78 |
| 3.22 | Hochläufe bei bidirektionalem Laden | 81 |
| 3.23 | Vergleich des Ladeverhaltens bei bidirektionalem Laden . . | 82 |
| 3.24 | Stufenfunktion zum Testen von dynamischem Laden an der AC-Ladeinfrastruktur | 85 |
| 3.25 | Stufenfunktion zum Testen von dynamischem, bidirektiona- lem Laden an der DC-Ladeinfrastruktur | 87 |

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.26 Bewertung der Spannungsqualität am Reallabor | 90 |
| 3.27 95 %-Werte des THD und harmonischen Spektrums am Abgang des NS-Transformators | 92 |

Tabellenverzeichnis

| | | |
|-----|--------------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.1 | Last- und Erzeugertypen des betrachteten Verteilnetzes . . . | 8 |
| 2.2 | Technische Attribute des Niederspannungsnetzes beim zweiten Szenario | 22 |
| 2.3 | Technische Beschreibung des Reallabors | 24 |
| 2.4 | Technische Daten AC-Ladeinfrastruktur | 38 |
| 2.5 | Technische Daten DC-Ladeinfrastruktur | 39 |
| 2.6 | Technische Daten Honda e | 39 |
| 3.1 | Minimal-, Mittel- und Maximalwerte der Ladeparameter . . . | 54 |
| 3.2 | Zulässige Pegel für Spannungsüberschwingungen | 88 |

Akronyme

| Akronym | Bedeutung |
|----------------|-------------------------------------|
| AFAP | As Fast As Possible |
| ALAP | As Late As Possible |
| CCS | Combined Charging System |
| DUT | Device under Test |
| DWD | Deutscher Wetterdienst |
| EMS | Energiemanagementsystem |
| EV | Electric Vehicle Elektrofahrzeug |
| GW | Gewerbe |
| HH | Haushalt |
| ITM | Ideal Transformer Method |
| LIS | Ladeinfrastruktur |
| LMS | Lademanagementsystem |
| LP | Ladepunkt |
| MS | Mittelspannung |
| NS | Niederspannung |
| NVP | Netzverknüpfungspunkt |
| OBL | Optimiertes bidirektionales Laden |
| OUL | Optimiertes unidirektionales Laden |

| | |
|------|---------------------------------------------------------------------|
| PA | Power Amplifier Leistungsverstärker |
| PHIL | Power Hardware in the Loop |
| PV | Photovoltaik |
| RTS | Real Time Simulator Echtzeitsimulator |
| SCE | Smart-Charging-Environment |
| SGL | Smart-Grid-Labor |
| SLP | Standardlastprofil |
| SOC | State of Charge |
| STC | Standard Test Conditions Standard-Testbedingungen Ladezustand |
| TAB | Technische Anschlussbedingungen |
| TDD | Total Demanded Distortion Gesamtverzerrungsfaktor des Stroms |
| THD | Total Harmonic Distortion Gesamtverzerrungsfaktor der Spannung |
| UL | Ungesteuertes Laden |
| WP | Wärmepumpe |

1 Einführung

1.1 Motivation

Deutschland hat sich über das Klimaschutzgesetz dazu verpflichtet bis 2045 treibhausgasneutral zu sein. Bis zum Jahr 2030 ist für den Energiesektor eine Reduktion der Treibhausgase um 77 % gegenüber 1990 und für den Verkehrssektor eine Reduktion um 48 % gegenüber 1990 geplant [1]. Um diese Ziele zu erreichen, ist im Energiesektor der Umstieg auf erneuerbare Energien vorgesehen. Zusätzlich sollen die vorhandenen Netze weiter ausgebaut werden. Für den Verkehrssektor wird eine Reduktion durch die Förderung von Elektromobilität vorangetrieben. Zukünftig werden beide Sektoren stark miteinander gekoppelt sein. [1]

Die Schnittstelle zwischen den beiden Sektoren bildet dabei die Ladeinfrastruktur (LIS). Bis zum Jahr 2030 sollen an 61 % der privaten Stellplätze ein Ladepunkt (LP) verfügbar sein [2]. Zusätzlich sollen bis zu 1 Million LP im öffentlichen Raum nutzbar sein [3]. Im privaten Bereich und auf Firmenparkplätzen wird von einer Parkdauer von 5 bis 10 h ausgegangen, wohingegen an Autohöfen, Tankstellen, Einkaufszentren und auf öffentlichen Parkplätzen eine Parkdauer von 8 min bis 4 h angenommen wird [4]. Bis 2030 werden ca. 80 % der Ladevorgänge im privaten Bereich stattfinden [2]. Somit ist LIS im Privaten ein wichtiger Bestandteil zum Erreichen der Ziele im Verkehrssektor.

Ladevorgänge können in Abhängigkeit der Ladeleistung in *Normalladen* mit Leistungen unter 22 kW und *Schnellladen* mit größeren Leistungen unterteilt werden [5]. Ladevorgänge im privaten Bereich sind dem Normalladen zuzuordnen, da aufgrund der langen Parkdauer keine hohen Ladeleistun-

gen benötigt werden. Ladevorgänge im öffentlichen Bereich werden bei kurzen Parkdauern mit Schnellladen umgesetzt [2]. Da die Mehrheit der Ladevorgänge im Privaten stattfindet und dabei in die Leistungsklasse des Normalladens fallen, wird von diesen Ladevorgängen eine große Belastung für die Verteilnetze ausgehen.

Bei der Kopplung des Energiesektors mit dem Verkehrssektor müssen die Voraussetzungen und Limitationen von beiden berücksichtigt werden. Somit muss zum einen das individuelle Mobilitätsverhalten berücksichtigt werden, sodass eine hohe Kundenakzeptanz erreicht wird. Gleichzeitig sind zwischen einzelnen Fahrten oft lange Standzeiten, die das zeitliche Verschieben von Ladevorgängen ermöglichen. Der aktuelle Ausbauzustand der Stromnetze ermöglicht die Integration von neuer LIS, wobei die lokale Belastung des Netzes immer berücksichtigt werden muss. Dazu muss die Auslastung einzelner Betriebsmittel und die Merkmale der Spannungsqualität beachtet werden, um die Netzstabilität nicht zu gefährden.

1.2 Zielsetzung

Ziel des Forschungsprojekts ILA-BW ist die Untersuchung und Weiterentwicklung eines intelligenten, netzdienlichen Lademanagementsystems (LMS) in der Praxis. Die Installation der LIS an zwei Standorten steht dabei im Fokus des Projekts. Diese soll intelligent betrieben werden, um übermäßige Belastungen des Stromnetzes sowie Netzurückwirkungen zu reduzieren und den Verbrauch optimal mit der Einspeisung erneuerbarer Erzeuger zu kombinieren. Die Wirksamkeit des LMS und die Netzauswirkungen beim Laden werden anhand von Feldtests analysiert, welche durch wissenschaftliche Untersuchungen ergänzt werden, um das Lademanagement weiterzuentwickeln, sowie die Übertragbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten.

Ziel des Projekts sind Erfahrungen für die reale Integration einer LIS in ein städtisches Verteilnetz. Dafür wird an einem Mehrparteienhaus eine

LIS mit 8 LP errichtet und mit Messsystemen ausgestattet. Über den Projektzeitraum können damit Datensätze zum Nutzungsverhalten und den daraus resultierenden Auswirkungen für das Versorgungsnetz generiert werden. Darauf aufbauend sollen mit simulativen Methoden verschiedene Durchdringungsgrade von Elektromobilität untersucht werden. Ziel ist die Entwicklung von Lademanagementfunktionen basierend auf den Mess- und Simulationsergebnissen. Die entwickelten Lademanagementfunktionen sowie die Netzzrückwirkungen beim Laden von Elektrofahrzeugen (EV, engl. electric vehicle) können im Smart-Charging-Environment (SCE) an der Universität Stuttgart fundiert untersucht werden. Das Ziel ist dabei der Erkenntnisgewinn in Bezug auf Vorteile und Limitationen beim Laden von EV unter Einbeziehung von Lademanagementfunktionen.

1.3 Struktur des Berichts

Der Abschlussbericht ist in zwei Teile gegliedert. In Kapitel 2 wird die Ausgangssituation der untersuchten Szenarien beschrieben, um anschließend auf die im Rahmen des Projekts durchgeführten Erweiterungen und Investitionen einzugehen. In Kapitel 3 werden die Erkenntnisse und Ergebnisse des Projekts erörtert. Die projektübergreifenden Ergebnisse werden dabei unabhängig von den Szenarien vorgestellt. Der Bericht wird in Kapitel 4 zusammengefasst und es wird ein Ausblick geliefert.

Im Rahmen des Projekts wurden mehrere studentische Arbeiten [6]–[12] abgeschlossen. Dieser Bericht greift teilweise auf die Ergebnisse der Arbeiten zurück, sodass ein besonderer Dank den beteiligten Studierenden gilt.

2 Umfang des Projekts

Die Forschung im Rahmen des Projekts wurde anhand von drei Untersuchungsszenarien durchgeführt. In diesem Kapitel werden die jeweiligen Zielsetzungen und Szenarien beschrieben. In Abbildung 2.1 ist eine Übersicht über die drei Szenarien mit den jeweiligen thematischen Schwerpunkten gezeigt. Einige Themengebiete werden in mehreren Szenarien betrachtet, allerdings werden dabei verschiedene Schwerpunkte gesetzt.

- Das erste Szenario behandelt die Möglichkeit eines intelligenten LMS, um Lastströme in elektrischen Verteilnetzen zu beeinflussen. Die Auswirkungen auf eine Niederspannunginsel (NS-Insel) werden in Abschnitt 2.1 vorgestellt.
- Das zweite Szenario beinhaltet den Betrieb einer LIS im Reallabor beim Projektpartner ChargeHere. Das Szenario wird in Abschnitt 2.2 vorgestellt.
- Im letzten Szenario können im Smart-Grid-Labor (SGL) der Universität Stuttgart isolierte Versuche zur Bestätigung von Mess- und Simulationsergebnissen durchgeführt werden. Die Rahmenbedingungen werden in Abschnitt 2.3 beschrieben.

2.1 Modellierung eines Verteilnetzes

2.1.1 Zielsetzung

Die steigende Anzahl von EV führt zu einer zunehmenden Belastung für das Stromnetz. In Deutschland sind 89 % der Personenkraftwagen auf

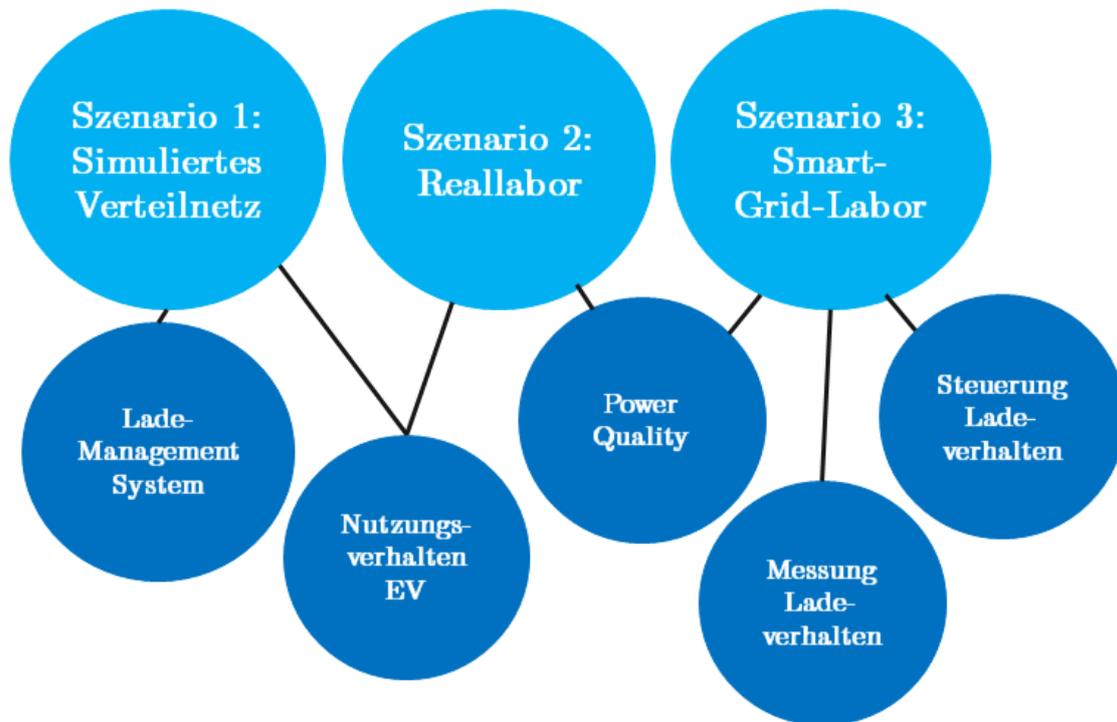


Abbildung 2.1: Szenarien mit zugeordneten Untersuchungsschwerpunkten

private Halter:innen zugelassen [13]. Diese werden beim Laden in Wohngebieten durch das NS-Netz mit Energie versorgt. Damit ist eine zunehmende Belastung auf Ebene der NS-Verteilnetze anzunehmen, sodass die ursprünglichen Auslegungskriterien nicht mehr erfüllt werden. Um die zukünftig steigende Durchdringung an EV bewältigen zu können, sind zusätzliche Maßnahmen notwendig. Ein Ansatz ist die intelligente Steuerung von Ladevorgängen, um zu bestimmten Zeiten Lastspitzen zu vermeiden und den Leistungsbezug insgesamt auszugleichen. Gerade bei privaten Ladevorgängen bietet sich ein hohes Potential einer koordinierten Steuerung der Ladevorgänge. Dies liegt vor allem daran, dass die Fahrzeuge an privaten LP lange Stehzeiten haben und der Ladevorgang so über diesen Zeitraum angepasst werden kann.

In dem ersten Szenario wird untersucht, wie private Ladevorgänge zu netzdienlichen Zwecken optimiert werden können, damit das Stromnetz bei einer steigenden Anzahl von EV in einem stabilen Betrieb bleibt und

ein möglicher Netzausbau vermieden oder verzögert wird. Dazu wird betrachtet, welches Flexibilitätspotential EV besitzen und wie sich ein Optimierungsansatz für ein netzdienliches Lademanagement definieren lässt. Dieses verteilt die zusätzlich auftretende Last der Ladevorgänge so, dass das Stromnetz auch bei einer hohen Durchdringung von EV hinsichtlich der Auslastung des Transformators innerhalb des Nennbetriebs bleibt. Dazu wird ein Hochlauf hinsichtlich der Netzauslastung analysiert und überprüft, inwiefern bidirektionales Ladeverhalten diese Ziele noch weiter verbessern kann. Da die Belastung für das Stromnetz stark abhängig von der zugrundeliegenden Topologie des Netzes ist, wird die Untersuchung dieses Szenarios anhand von einem Modell eines realen NS-Netzes durchgeführt. Dazu wird das Netzmodell mit synthetisch erzeugten Lastverläufen für jedes Betriebsmittel möglichst genau über den Zeitraum von einem Jahr modelliert, wobei diese Modellierung dann anhand von Messdaten einer Woche am Transformator verifiziert wird.

2.1.2 Ausgangssituation

Die Untersuchungen im ersten Szenario werden anhand des NS-Verteilnetzes eines Wohngebiets durchgeführt. Die Topologie des Netzes ist schematisch in Abbildung 2.2 dargestellt. Das Netzgebiet ist durch einen Transformator mit dem Mittelspannungsnetz (MS-Netz) gekoppelt. Der Transformator mit einer Nennscheinleistung von 800 kVA ist im Detailausschnitt vom Zentrum der Abbildung hervorgehoben, wobei ebenso die acht Abgänge gezeigt sind, die vom Transformator ausgehend das Netz bilden. Jede Abgangsleitung ist mit einem Nennstrom von 0,3 kA charakterisiert, was einer Nennleistung von ca. 208 kVA je Abgang entspricht. In Summe ergibt dies rund 1,6 MVA, was in etwa doppelt so groß ist, wie die Nennscheinleistung des Transformators. Einer der Abgänge des Transformators ist eine inaktive Leitung und wird vernachlässigt. Die Netztopologie ist eine ringförmige Vermaschungen gekennzeichnet. Die verwendeten Leitungen haben ein X/R-Verhältnis von ca. 0,46.

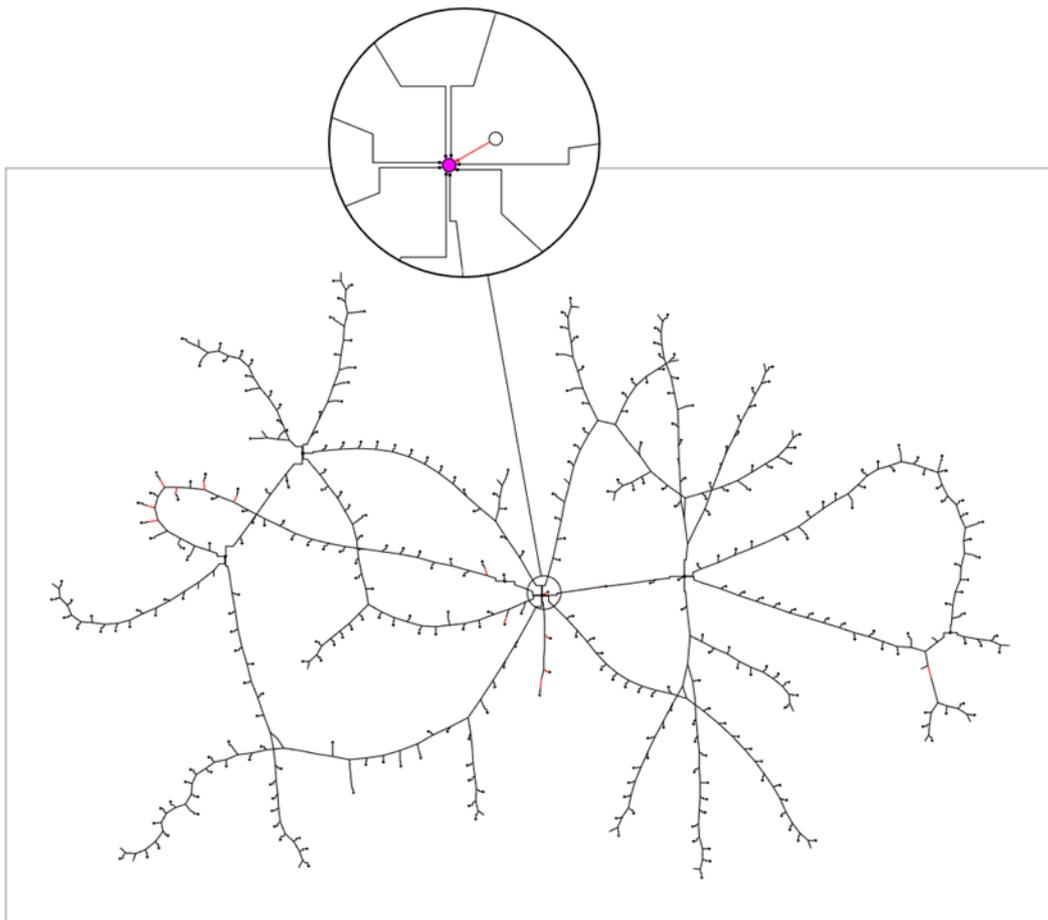


Abbildung 2.2: Netzmodell des ersten Szenarios mit Detailausschnitt vom Transformator und den Abgängen [9]

In Tabelle 2.1 sind die im Netz angeschlossenen Lasttypen und dezentralen Erzeugungsanlagen aufgelistet. Es sind 18 Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) vorhanden, die über eine summierte Peak-Leistung von ca. 84 kW verfügen. Bei einer Gesamtanzahl von 463 Haushalten in diesem Netzgebiet, sind dies verhältnismäßig wenige dezentrale Erzeugungsanlagen. In dem Gebiet sind 97 Wärmepumpen (WP) vorhanden. Diese haben eine installierte Gesamtnennleistung von rund 457 kW. Beachtet man, dass der Transformator für 800 kVA ausgelegt ist, macht die installierte Leistung der WP über die Hälfte der übertragbaren Leistung des Transformators aus. In dem Netz gibt es 6 gewerbetreibende Verbraucher. Diese verzeichnen für gewöhnlich deutlich höhere Leistungsbezüge unter der Woche, dafür meist am Wochenende fast keine.

Tabelle 2.1: Last- und Erzeugertypen des betrachteten Verteilnetzes

| Bezeichnung | Typ | Anzahl | Leistung in kW |
|-------------------|-----------|--------|----------------|
| Haushalt (HH) | Last | 463 | - |
| Gewerbe (GW) | Last | 6 | - |
| Wärmepumpe (WP) | Last | 97 | 457 |
| Photovoltaik (PV) | Erzeugung | 18 | 84 |

Ziel des ersten Szenarios ist die Untersuchung der Netzauslastung über den zeitlichen Horizont eines Jahres. Dafür müssen die Leistungsverläufe der einzelnen Erzeugungsanlagen und Lasten modelliert werden.

2.1.3 Erweiterungen

In dem ersten Szenario soll die Netzstabilität bei einer steigenden Durchdringung von Elektromobilität auf die nächsten Jahre abgeschätzt werden. Für den betrachteten Netzabschnitt sind einige Messdaten vorhanden, die eine Abschätzung der Auslastung am Transformator ermöglichen. Um eine fundierte Analyse der Netzsituationen durchführen zu können, werden die einzelnen Betriebsmittel innerhalb des Netzes modelliert. Dadurch können über den Horizont der Messdaten hinaus Untersuchungen durchgeführt werden. Mit den verwendeten Leistungsprofilen lassen sich zudem jahreszeitliche Schwankungen berücksichtigen. Weiterhin können dadurch das Spannungsprofil und die Auslastungen einzelner Leitungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten beobachtet werden, wodurch sich schwache Punkte im Netz lokalisieren lassen. Daher wird im Folgenden auf die Modellierung der einzelnen Betriebsmittel genauer eingegangen. Da im betrachteten Verteilnetz die in Tabelle 2.1 aufgelisteten Lasttypen vorzufinden sind, werden diese hinsichtlich ihrer Modellierung vorgestellt. Zusätzlich wird auf die Modellierung von EV eingegangen, welche für spätere Untersuchungen elementar sind.

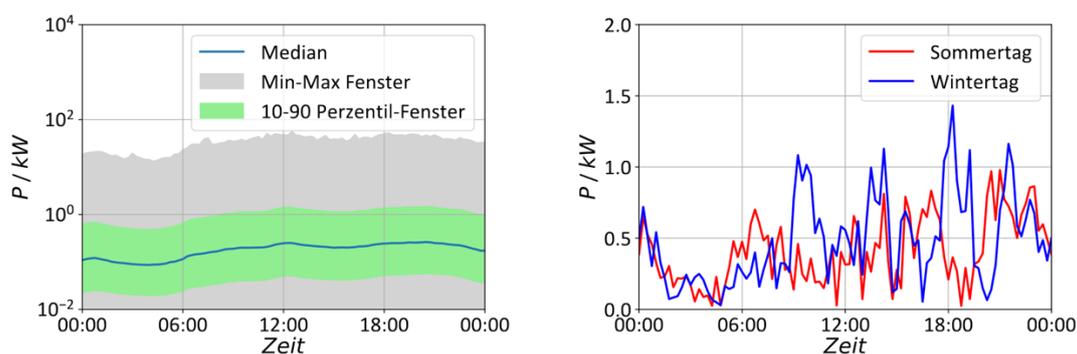
Zur Betrachtung des zeitreihen-basierten Leistungsbedarfs von Gewerbe-

und Haushaltslasten gibt es verschiedene Ansätze. Eine gängige Möglichkeit ist die Nutzung von sogenannten Standardlastprofilen (SLP), welche den Leistungsbedarf für unterschiedliche Kundengruppen (Haushalt, Landwirtschaft und Gewerbe) abbilden können. Dabei wird ein gemittelter Verlauf angenommen, der dann für alle Lasten einer Kundengruppe gleichermaßen gültig ist. Es wird zusätzlich noch zwischen den Jahreszeiten (Sommer, Winter, Übergangszeit) unterschieden. Das bedeutet, es werden keine individuellen Profile erzeugt, sondern für alle Lasten einer Kundengruppe das gleiche Profil angenommen. Weiterhin wurden diese Profile auf einer Datengrundlage von Messungen aus den 1980er und 1990er Jahren erstellt [14]. Daher können diese Profile nur ein aggregiertes Verbraucherverhalten nachbilden und eignen sich für die Darstellung individueller Lastreihen nur für bestimmte Anwendungsfälle, wie in [15] gezeigt.

Da die Verwendung der SLP nur hinreichend das Lastverhalten abbilden kann, wurde in [16] bzw. [17] ein Verfahren entwickelt, welches stochastische Lastprofile mithilfe eines Markov-Ketten-Modells erstellt. Bei diesem Vorgehen wurden als Grundlage Messdaten über zwei Jahre der Modellregionen *MeRegio* verwendet [18] [19], welche in einer Auflösung von 15-Minuten-Mittelwerten erhoben wurden. Der Datensatz besteht aus Messdaten unterschiedlicher Verbrauchertypen (Haushalte, Landwirtschaft sowie Gewerbe) und wurde nach Typtagen (Arbeitstag, Samstag oder Sonntag) und Jahreszeiten (Sommer, Winter, Übergangszeit) eingeordnet [20]. Weiterhin wurden diese Daten auf den Maximalwert der Wirkleistung normiert, um eine Vergleichbarkeit des Lastverhaltens zu erreichen. Zur Erstellung eines Lastprofils kann unter Angabe der maximalen Leistung und Jahresenergie eine Entnormierung vorgenommen werden, wie in [17] und [20] beschrieben.

Mit diesem Vorgehen wurden für die 463 im betrachteten Netzabschnitt vorhandenen Haushalte und sechs Gewerbelasten entsprechende synthetische Lastprofile erstellt. Dabei waren die Maximalwerte und Jahresenergiemengen der jeweiligen Lasten für die Entnormierung bekannt. In Abbildung 2.3 sind die erstellten Profile dargestellt, wobei in Abbildung

2.3a die Verteilung aller erstellten Jahresprofile auf einen Tag zusammengetragen sind, um die Schwankungen über einen Tag darzustellen. Dabei ist zu beachten, dass für die Ordinate eine logarithmische Skalierung gewählt wurde, um die Verteilung zu verdeutlichen, da im Vergleich zum Median relativ hohe Extremwerte vorkommen. Die Extremwerte reichen an die 50 kW, wohingegen der Median sich unterhalb von 1 kW bewegt. Das liegt vor allem daran, dass für die verschiedenen Haushaltslasten sehr unterschiedliche Werte der maximalen Leistung und der Jahresenergie für die Entnormierung vorlagen. Es wird ebenfalls ersichtlich, dass sich auch das 90 %-Perzentil nicht deutlich über die 1 kW-Grenze hinausbewegt. Das zeigt, dass die verhältnismäßig hohen Ausreißer-Werte nur sehr selten vorkommen und die meisten Leistungswerte der erzeugten Profile deutlich kleiner sind. Der Median selbst bewegt sich in etwa zwischen 100 W und 1 kW, was in etwa auch dem Verlauf der SLP entspricht (vgl. [14]). Das 10 %-Perzentil liegt im Bereich zwischen 10 W und 100 W, was verdeutlicht, dass auch relativ häufig geringe Leistungswerte vorkommen, was einem gewissen Lastrauschen entspricht. Am Median wird außerdem deutlich, dass besonders zur Mittags- und Abendzeit höhere Leistungswerte zu erwarten sind als in der Nacht und insbesondere zu den frühen Morgenstunden, wo die Leistung relativ weit absinkt.



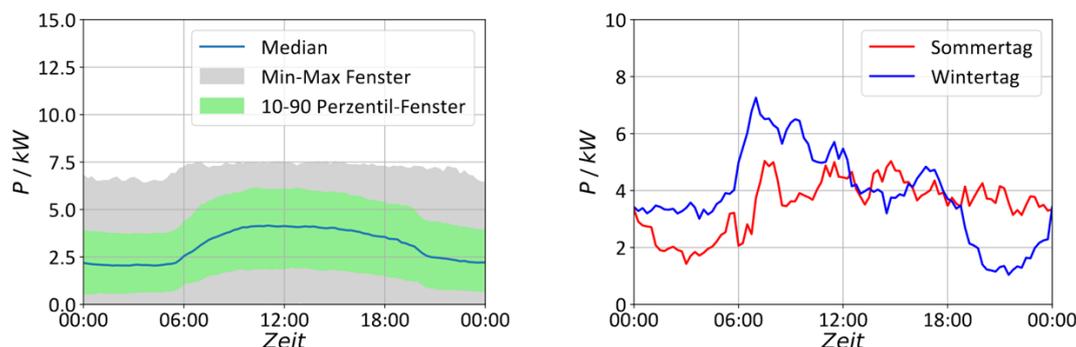
(a) Verteilung auf einen Tag aller erstellten Jahresprofile (b) Beispielhafter Verlauf eines Tagesprofils im Sommer bzw. im Winter

Abbildung 2.3: Darstellung synthetischer Lastprofile für Haushaltslasten [9]

In Abbildung 2.3b sind beispielhafte Verläufe für ein Lastprofil einmal im Sommer und einmal im Winter dargestellt, welche demselben Lastprofil zu unterschiedlichen Zeiten entnommen sind. Dabei zeigt sich, dass auch hier gerade zur Mittags- und Abendzeit höhere Leistungswerte wahrscheinlich sind und die Lastspitzen zur Winterzeit deutlich höher ausfallen als in der Sommerzeit, was sich auch mit den Erfahrungen aus gemessenen Lastprofilen deckt. Damit ist das typische Verhalten von Haushaltslasten abgedeckt, wobei individuelle Schwankungen der einzelnen Lasten zusätzlich berücksichtigt werden, was einen realistischen Verlauf mit entsprechenden Charakteristiken abbildet.

Bei der Erstellung stochastischer Lastprofile für die Gewerbelasten wird ebenfalls die Markov-Ketten-Methode angewendet. Allerdings werden entsprechende Messdaten von Gewerbebetrieben als Trainingsdatensatz verwendet. Demnach ergibt sich für die Gewerbelasten ein anderer Verlauf und daher auch eine andere Verteilung aller Verläufe auf einen Tag bezogen. Dieser ist in Abbildung 2.4a dargestellt, wobei in der Abbildung keine logarithmische Skalierung verwendet wird, da die erstellten Profile in diesem Fall nicht mehr so stark voneinander abweichen. Der Grund dafür liegt darin, dass die Maximalwerte aller Gewerbebetriebe, sowie deren Jahresenergieverbrauch identisch sind und die Entnormierung der erstellten Profile daher auch gleich ist. Dadurch variieren die Maximal- und Durchschnittswerte der erzeugten Profile weniger stark als bei den Haushaltslasten. Es wird anhand des Verlaufs vom Median deutlich, dass die erstellten Profile über den Tag höhere Leistungswerte aufweisen als über die Nacht, was auch dem Verhalten von einem typischen Gewerbebetrieb entspricht. Der Wertebereich des Medians und des 90 %-Perzentils beträgt 2,5 kW bis 5 kW und ist damit größer als der entsprechende Bereich bei den Haushaltslasten. Durch die Gewerbelasten wird mehr Energie benötigt als im Haushaltsbereich. Jedoch treten keine hohen Leistungsspitzen auf.

In Abbildung 2.4b sind wiederum beispielhaft die Verläufe zur Sommer- und zur Winterzeit eines Gewerbelastprofils dargestellt. Auch hier zeigt sich der erhöhte Leistungsbedarf um die Mittagszeit im Vergleich zu den



(a) Verteilung auf einen Tag aller erstellten Jahresprofile. (b) Beispielhafter Verlauf eines Tagesprofils im Sommer bzw. im Winter.

Abbildung 2.4: Darstellung synthetischer Lastprofile für Gewerbelasten [9]

Leistungsbezügen in der Nacht. Auffällig ist hierbei vor allem, dass die Verläufe vom Wintertag im Vergleich zum Sommertag nicht sehr weit auseinandergehen. Zwar ist eine höhere Lastspitze im Verlauf des Wintertags zu erkennen, dafür aber auch ein tieferes Tal in der Abendzeit. Im Vergleich zu den Verläufen der Haushaltslasten lässt sich aus den Profilen zusammengefasst ableiten, dass es bei den Gewerbelasten zu etwas weniger Leistungsschwankungen kommt und die durchschnittliche Last höher ist.

Wärmepumpen: Ähnlich, wie die SLP bei den Gewerbe- und Haushaltslasten, gibt es auch für temperaturabhängige Verbraucher, wie WP, sogenannte tagesparameterabhängige Lastprofile. Demnach wird in Abhängigkeit der durchschnittlichen Tagesmitteltemperaturen und der benötigten Jahresenergie ein Leistungsprofil nach [21] abgeschätzt. Die mittleren Tagestemperaturdaten für den betrachteten Zeitraum können aus einer Datenbank des Deutschen Wetterdienstes (DWD) entnommen werden [22]. Damit kann ein normiertes Profil erstellen werden, welches im Anschluss auf die Nennleistung der entsprechenden WP entnormiert wird.

In dem betrachteten Netzgebiet sind Sperrzeiten für den Betrieb von Elektroheizungsanlagen gemäß den Erweiterungen der geltenden technischen Anschlussbedingungen (TAB) durch den verantwortlichen Netzbetreiber vorgegeben. Sperrzeiten werden im Allgemeinen genutzt, um bestimmte Lasttypen in Zeiten von Leistungsspitzen vom Netz zu trennen, um den

Netzbetrieb zu stabilisieren. Demnach wird *zweimal täglich außer an Samstagen, Sonn- und Feiertagen für 1,5 Stunden gesperrt* [23]. Zum Zeitpunkt des In- bzw. Außerkrafttretens der Sperrzeit gibt es relativ große Leistungssprünge. Ein solches Verhalten der Leistungskennlinie ist in Abbildung 2.5 beispielhaft für das synthetische Profil einer WP mit einer Nennleistung von 3,5 kW dargestellt.

Im betrachteten Netzabschnitt sind 97 WP mit einer Gesamtnennleistung von 457 kW installiert (vgl. Tabelle 2.1). Dabei ist in Abbildung 2.6a zu erkennen, dass eine große Schwankung zwischen den Leistungsbezügen vorhanden ist, da der Median bei ca. 1 kW liegt und das 90 %-Perzentil bei ca. 2,5 kW, wohingegen das Maximum bei ca. 7,5 kW liegt. Der exemplarische Verlauf in Abbildung 2.6b zeigt, dass das Leistungsprofil mit gemittelten 15-Minuten-Werten sehr konstant verläuft. Weiterhin ist erkennbar, dass der Wärmebedarf und damit der Leistungsbezug im Sommer deutlich niedriger ist als im Winter. Aus diesem konstanten Verlauf im Leistungsprofil und dem deutlich geringeren Median im Vergleich zu den Maximalwerten lässt sich schließen, dass sehr viele WP mit geringer Nennleistung im Netz vorhanden sind, was die gelisteten Nennleistungen auch bestätigen.

Photovoltaikanlagen: Im Gegensatz zu den zuvor beschriebenen Komponenten, sind PV-Anlagen wetterabhängige Erzeuger und speisen elektri-

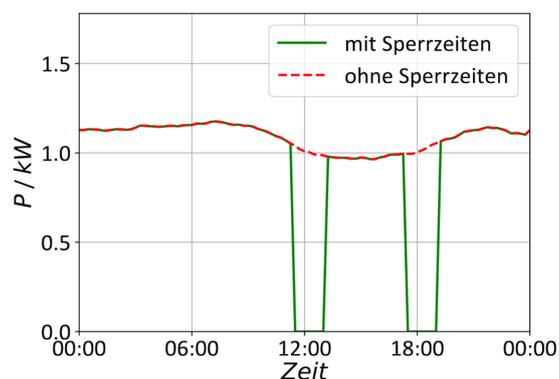
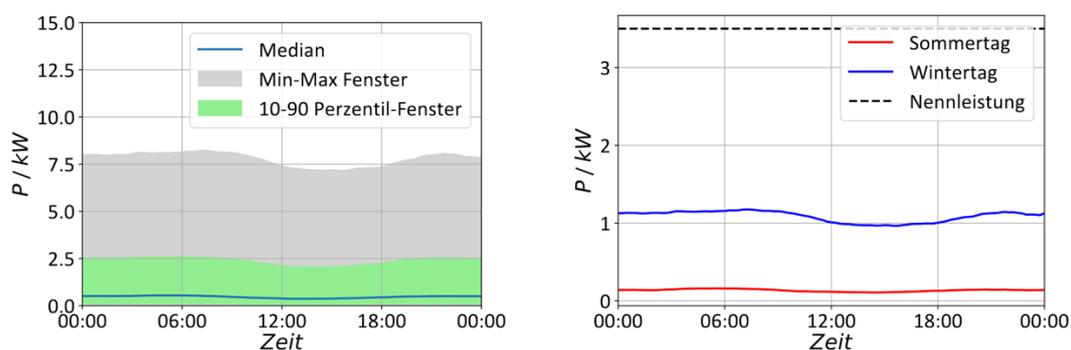


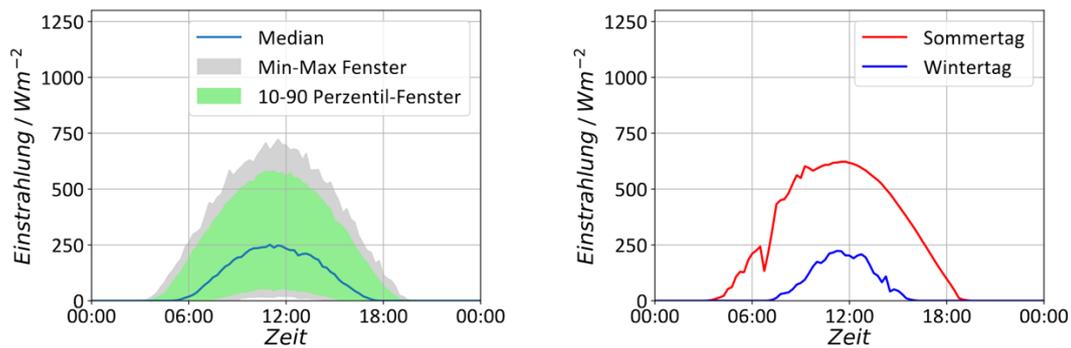
Abbildung 2.5: Vergleich der ursprünglichen Leistungskurve zum Verlauf mit Sperrzeiten von Wärmepumpen [9]



(a) Verteilung auf einen Tag aller erstellten Jahresprofile. (b) Beispielhafter Verlauf eines Tagesprofils im Sommer bzw. im Winter.

Abbildung 2.6: Darstellung synthetischer Lastprofile für Wärmepumpen [9]

sche Energie in das Stromnetz ein. Die Implementierung der Leistungserzeugung ist von der Intensität der Sonneneinstrahlung abhängig und kann darüber modelliert werden. Dazu können für den betrachteten Zeitraum Wetterdaten des DWD an der nächstmöglichen Messstelle [22] verwendet werden. Die verwendeten Messwerte sind in Abbildung 2.7 dargestellt, wobei in Abbildung 2.7a die Verteilung der Einstrahlung des gesamten Jahres auf einen Tag bezogen, abgebildet ist. Erkennbar ist dabei ein typischer Verlauf der Einstrahlungsintensität, welcher entsprechend des Sonnenverlaufs bis zum Mittag ansteigt und zum Abend hin abnimmt. Das Perzentil-Fenster zwischen dem 10 %- und dem 90 %-Wert ist relativ breit, da Schwankungen aufgrund von Wolkenzügen im Sommer seltener sind und es deshalb nur einen geringen Abstand zwischen dem 90 %-Perzentil und dem Maximalverlauf gibt. Außerdem sinkt die Einstrahlungsintensität im Winter sehr weit ab, weshalb das 10 %-Perzentil ebenfalls sehr niedrig ausfällt. Der deutliche Unterschied der Verläufe in Abhängigkeit der Jahreszeiten ist durch die exemplarischen Verläufe in Abbildung 2.7b verdeutlicht. Weiterhin ist insbesondere im Fall des Verlaufs im Sommer die ungleichmäßige Reduzierung des Verlaufs in der ersten Tageshälfte sichtbar, die vermutlich auf Wolkenzüge zurückzuführen ist. Im Vergleich dazu ist der Verlauf in der zweiten Tageshälfte sehr glatt. Auch der Verlauf im Winter verläuft weniger glatt, was ebenfalls auf Wolkenzüge zurückzuführen sein könnte.



(a) Verteilung auf einen Tag aller erstellten Jahresprofile (b) Beispielhafter Verlauf eines Tagesprofils im Sommer bzw. im Winter

Abbildung 2.7: Darstellung der Sonneneinstrahlungsintensität [9]

Die Messdaten der gemessenen Einstrahlungsintensität E_{mess} können auf die Einstrahlungsintensität E_0 bei Standard-Testbedingungen (STC, engl. standard test conditions) bezogen werden, um eine entsprechende Leistung zu berechnen. Mit den STC bei einer Einstrahlung von $E_0 = 1000 \text{ W/m}^2$ wird die Peak-Leistung einer PV-Anlage durch Herstellerangaben definiert. Für die Modellierungen im Szenario 1 wird eine vereinfachte Umrechnung der Einstrahlungsintensität zur Erzeugungsleistung vorgenommen. Dabei werden die unter STC verwendeten Werte für die Temperatur, die Luftmasse und weitere Einflüsse vernachlässigt. Aus diesem Bezug der Messwerte auf die Intensität unter STC entsteht ein normiertes Profil, welches auf die Nennleistung der jeweiligen Anlage bezogen wird. Es ergibt sich ein Leistungsverlauf in Abhängigkeit der Einstrahlungsintensität zu jedem Zeitpunkt.

Privat genutzte Elektrofahrzeuge: Das Bewegungsprofil eines EV bestimmt grundsätzlich das Ladeverhalten, da dadurch die Standzeiten am LP und die benötigte Energiemenge vorgegeben werden. Für dieses Szenario wird die Vereinfachung getroffen, dass ein EV immer mit dem Netz verbunden ist, wenn es sich am Ort der betrachteten LIS befindet. Vor jeder Abfahrt eines EVs muss eine ausreichende Energiemenge in der Batterie verfügbar sein, um die bevorstehende Fahrt zu absolvieren.

Bewegungsprofile von EV können mit Hilfe einer sogenannten Trip Chain Generation auf synthetische Weise erstellt werden. Dabei gibt es verschiedene Ansätze, wie durch ein solches Verfahren ein möglichst realistisches Bewegungsverhalten nachgebildet werden kann. So wurde beispielsweise in [24] mit einer Wahrscheinlichkeitsverteilung gearbeitet. In diesem Szenario wird der Ansatz aus [25] verwendet, um ein Bewegungsprofil zu erstellen. Die Grundlage bildet dabei ein Datensatz des Deutschen Mobilitätspanel für private Fahrzeuge mit Bewegungsmustern und Fahrzeugnutzungen in Deutschland [26]. Aus diesen Bewegungsmustern werden einzelne Fahrten separiert und in ihrer Zugehörigkeit zwischen Werktagen und Wochenendtagen unterschieden und zugeordnet. Dabei wird die Fahrdistanz, der Grund der Fahrt, die Verweildauer und die Abfahrts- bzw. Ankunftszeit festgehalten. Bei der Erstellung eines synthetischen Bewegungsprofils werden solche einzelnen Fahrtmuster dann zufällig zusammengefügt. Die Speicherkapazität und der Verbrauch des jeweiligen EV werden über eine Datenbank mit Angaben zu gängigen EV zufällig bestimmt.

In Abbildung 2.8 ist ein beispielhafter Ausschnitt eines Bewegungsprofils für eine LIS an einem privaten Haushalt (*Zuhause*) dargestellt. Es wird zwischen Zeiten, zu denen das EV am LP verfügbar ist und weiteren Zuständen, wie Fahrt und Stopp, unterschieden. Dabei wird aus den gegebenen Daten der Fahrlänge und des Verbrauchs eines entsprechenden EV die Änderung des Ladezustands (SOC) berechnet. Hierbei handelt es sich ebenfalls um 15-Minuten-Durchschnittswerte, so dass die Angaben in Abbildung 2.8 bezüglich des Verbrauchs einer Fahrt als Differenz des SOC pro 15 min gegeben sind.

Hinsichtlich der Untersuchung zunehmender Durchdringung von EV wer-

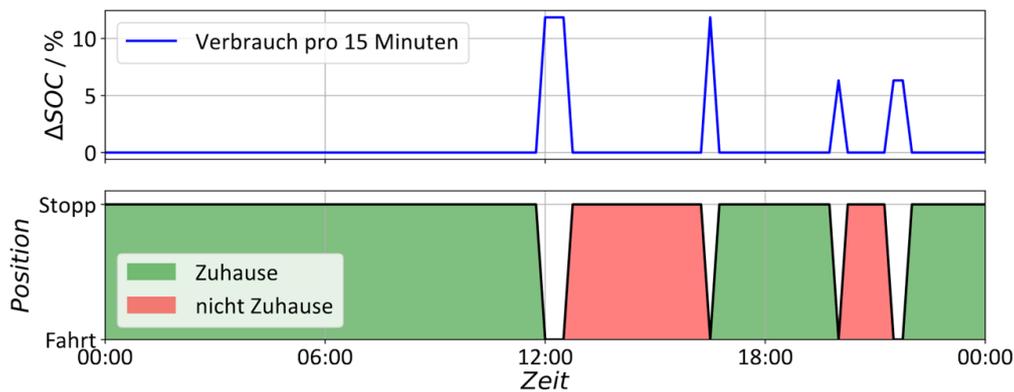
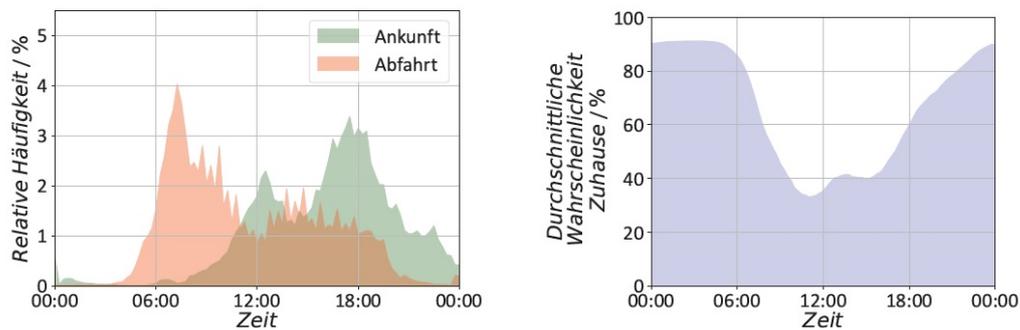


Abbildung 2.8: Ausschnitt eines Bewegungsprofils eines Elektrofahrzeugs nach Position und Bewegungsverhaltens mit zugeordneten Verbrauch pro 15 min [9]

den entsprechend der Anzahl an untersuchten EV ebenso viele Bewegungsprofile erstellt. In Abbildung 2.9 sind Auswertungen bezüglich aller erstellten Bewegungsprofile für private EV dargestellt. Dabei ist in Abbildung 2.9a die relative Häufigkeit der Ankunfts- und Abfahrtszeitpunkte bezogen auf die Gesamtanzahl aller Ankunfts- und Abfahrtszeitpunkte zu erkennen. Dabei wird deutlich, dass die EV vor allem in den Morgenstunden von Zuhause wegfahren. Zusätzlich ist in der Nachmittags- und Abendzeit nochmal eine erhöhte Anzahl von Abfahrten zu erkennen, wobei in der Nacht nur sehr wenige bis gar keine Abfahrten auftreten. Die Ankunftszeiten konzentrieren sich dann vor allem auf die Abendstunden, wobei zusätzlich um die Mittagszeit und in den späten Abendstunden noch weitere Spitzen zu erkennen sind. In der Nacht und insbesondere in den frühen Morgenstunden flacht die Kurve dann auch nahezu komplett ab. Daneben ist in Abbildung 2.9b die durchschnittliche Wahrscheinlichkeit aller erstellten Profile auf die Tageszeiten zusammengetragen mit der sich ein EV im Aufenthaltszustand *Zuhause* befindet. Daraus folgt, dass zu einer bestimmten Tageszeit auch ein entsprechender Anteil der insgesamt vorhandenen EV sich im Zustand Zuhause befindet. Hierbei ist zu erkennen, dass insbesondere in der Nacht damit zu rechnen ist, dass über 80% der EV Zuhause sind und sich dieser Wert relativ lange konstant hält. In den Morgenstunden fällt dieser Wert dann sehr steil ab, sodass um die Mittagszeit nur noch ein Anteil von etwa 40% Zuhause ist. Mit voranschrei-



- (a) Anzahl der Ankünfte bzw. Abfahrten innerhalb von 15 min bezogen auf die Gesamtanzahl aller Ankünfte bzw. Abfahrten aller erstellten Bewegungsprofile über ein Jahr
- (b) Durchschnittswert aller Wahrscheinlichkeiten des Aufenthaltsorts Zuhause aller erstellten Bewegungsprofile über ein Jahr

Abbildung 2.9: Auswertung der nach [25] erstellten Bewegungsprofile für Elektrofahrzeuge [9]

tender Zeit steigt der Anteil zum Abend hin dann wieder an, jedoch deutlich langsamer als er am Morgen abgefallen ist.

Zusätzlich ist in Abbildung 2.10 die relative Häufigkeit der Aufenthaltsdauer im Zustand *Zuhause* aufgetragen. Dabei wird jedes Event betrachtet, an dem ein EV sich Zuhause befindet und die Verweildauer bestimmt. Alle Events, die dabei zwischen 0 und einer Stunde angedauert haben, werden bezogen auf die Gesamtanzahl aller Events als relativer Wert in einer Klasse dargestellt. Die längste aufgetretene Verweildauer hat in den erstellten Profilen 43 Stunden gedauert und bildet damit den Maximalwert der Abszisse. Bezüglich der relativen Häufigkeiten ist erkennbar, dass es besonders viele sehr kurze Aufenthaltsdauern gibt. Danach flacht der Verlauf deutlich ab und bildet dann in der Klasse zwischen 14 und 15 Stunden Aufenthaltsdauer ein erneutes lokales Maximum. Zusätzlich ist in Abbildung 2.10 noch die Häufigkeit in einer kumulierten Kurve aufgetragen. Dabei wird die Häufigkeit dargestellt mit der ein EV weniger lang als der entsprechende Wert im Zustand Zuhause verweilt. Betrachtet man die kumulierte Häufigkeit bei 50 %, welche bei etwa zwölf Stunden liegt, dann kann man davon

ausgehen, dass die Hälfte aller Ladevorgänge mindestens diese zwölf Stunden lang andauert. Daraus lässt sich ein hohes Potential ableiten, mit dem EV flexibel genutzt werden können, da ein Ladevorgang in der Regel kürzer andauert, wenn mit maximaler Leistung geladen werden kann.

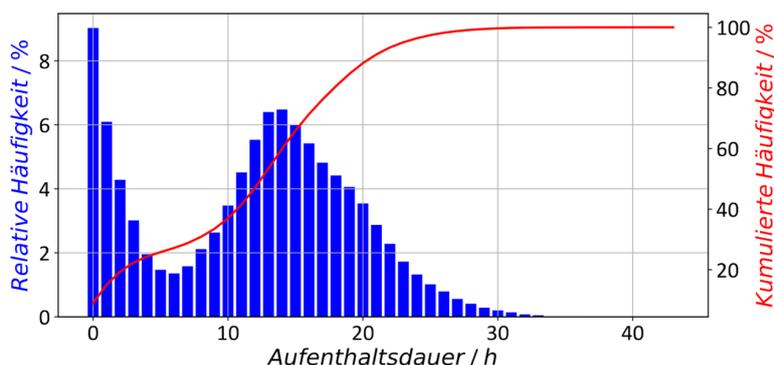


Abbildung 2.10: Relative und kumulierte Häufigkeit der Aufenthaltsdauer im Zustand *Zuhause* in einstündigen Klassen bezogen auf die Gesamtanzahl der Events [9]

2.2 Ladeinfrastruktur im Reallabor

2.2.1 Zielsetzung

Das tatsächliche Ladeverhalten von EV wird von unterschiedlichen Faktoren beeinflusst. Beispielsweise ist grundsätzlich zu unterscheiden, ob ein EV gewerblich oder privat genutzt wird. Auch die Verfügbarkeit von LIS ermöglicht es erst als elementare Komponente ein EV zu laden, sodass sich in Abhängigkeit des Abstellortes eines EV (privat, halböffentlich, öffentlich) verschiedene zeitliche und energetische Verhalten ergeben.

Für die steigende Anzahl an EV ist es zwingend notwendig, weitere Lademöglichkeiten aufzubauen. Dabei muss jedem LP ein Stellplatz zugeordnet sein und der Ort sollte attraktiv für Nutzer:innen sein. Zusätzlich müssen

die elektrischen Betriebsmittel des Standorts für die hohen Dauerleistungen von ladenden EV ausgelegt sein. Zuletzt muss das Stromnetz einen stabilen Betrieb der LIS ermöglichen. Die genannten Bedingungen müssen bei der Umsetzung einer neuen LIS ganzheitlich beachtet werden. Speziell in urbanen Siedlungsgebieten mit einer beschränkten Verfügbarkeit an öffentlichem Raum können daher Herausforderungen in der Umsetzung von solchen Projekten entstehen.

Im Rahmen dieses Projekts wurde ein Reallabor unter den genannten Bedingungen entwickelt. Ziel des Reallabors ist die Integration einer LIS in ein Bestandsgebäude. Dabei müssen die gegebenen baulichen und elektrischen Umstände des Gebäudes beachtet werden. Das Reallabor soll eine Möglichkeit für den Betrieb einer LIS in einem Bestandsgebäude aufzeigen, dabei aber auch Schwierigkeiten offenlegen. Parallel zu der LIS soll ein umfassendes Monitoring-System betrieben werden, mit dem das Nutzungsverhalten, die Ladezustände und wichtige elektrische Größen in Verbindung miteinander gebracht werden können. Mit den gesammelten Daten soll das Flexibilitätspotential der LIS unter Berücksichtigung des Mobilitätsbedarfs und elektrischer Beschränkungen ermittelt werden. Auf Basis einer erweiterten Datenanalyse soll das Potential eines intelligenten Lademanagements aufgezeigt und das Last- und Ladeverhalten untersucht werden. Zusätzlich sollen eine Gebäudelast- und eine Ladeprognose auf Basis einer bestehenden Prognosemethode mit den zur Verfügung stehenden Daten umgesetzt und ihre Güte für den Einsatz in einem Lademanagement bewertet werden. Bei der Umsetzung des Reallabors sollen die Kompetenzen der einzelnen Projektpartner genutzt werden, sodass Probleme und Lösungen ganzheitlich betrachtet werden.

2.2.2 Ausgangssituation

Das angestrebte Umfeld für das Reallabor ist durch ein Mehrparteienhaus innerhalb eines städtisch geprägten Wohngebiets in Stuttgart gegeben. Das betrachtete Gebäude wird gewerblich genutzt und beinhaltet darüber

hinaus private Wohnungen. Insgesamt werden ca. 200 m² als Bürofläche und ca. 250 m² durch insgesamt 4 private Wohnungen verwendet. Vor dem Gebäude befinden sich Stellplätze für Kraftfahrzeuge im halböffentlichen Raum. Das Gebäude mit vorgelagerten Stellplätzen ist in Abbildung 2.11 dargestellt.



Abbildung 2.11: Betrachtetes Mehrparteienhaus mit vorgelagerten Stellplätzen für Kfz

Das untersuchte Gebäude wurde in den 1960er erbaut, wobei die exakte Fertigstellung und später durchgeführte Modifikationen nicht genau datiert werden können. Im Speziellen verfügt das Gebäude über Elektroinstallationen aus dem Baujahr. Diese können zwar als Bestandsschutz weiter betrieben werden, aber bei baulichen Veränderungen sind Ertüchtigungen notwendig.

Das Gebäude wird durch ein vermaschtes NS-Netz mit elektrischer Energie versorgt. Die Netztopologie ist in Abbildung 2.12 schematisch dargestellt. Kennzeichnend für dieses Netzgebiet sind beidseitig gespeiste NS-Stränge, die an mehreren Stellen mit dem überlagerten MS-Netz verbunden sind.

Das Reallabor befindet sich ca. 100 m von einem MS-NS-Transformator entfernt und ist die erste angeschlossene Last des Abgangs. Daher können zukünftige Betrachtungen auf die in der Abbildung fett markierten Leitung reduziert werden. In Tabelle 2.2 sind wichtige Eigenschaften des betrachteten Netzausschnittes benannt.

Tabelle 2.2: Technische Attribute des Niederspannungsnetzes beim zweiten Szenario

| | |
|-------------------------------------|---------------------------------------|
| Scheinleistung Transformatoren | 2 x 400 kVA (paralleler Betrieb) |
| Nennstrom des Abgangs zum Reallabor | 400 A |
| Leitungstyp zum Reallabor | NAXY 4 x 150 |
| Leitungslänge zum Reallabor | ca. 100 m |
| Leitungsimpedanz zum Reallabor | $\underline{Z} = 0,02 + j0,01 \Omega$ |

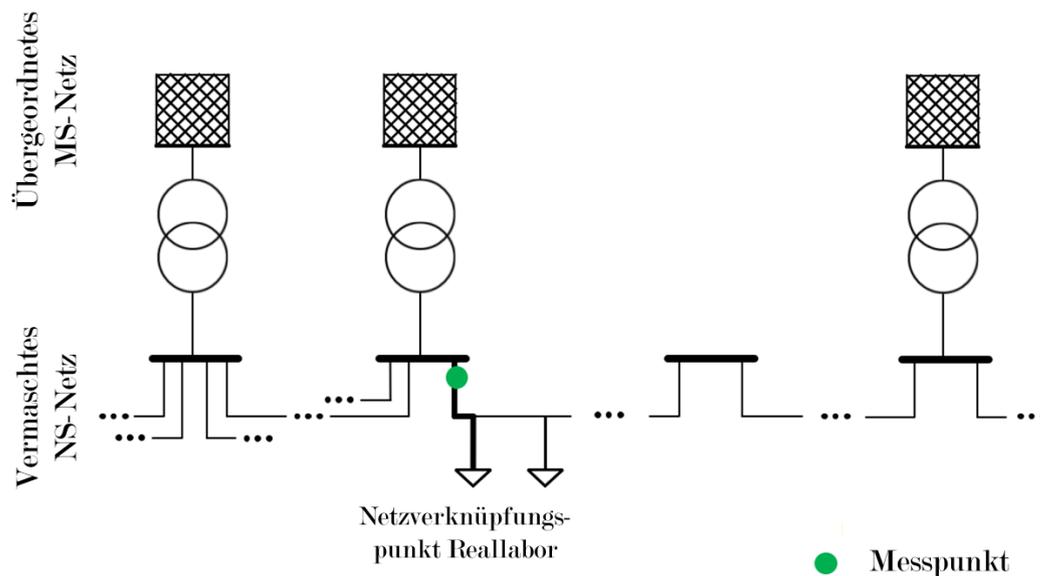


Abbildung 2.12: Schematische Darstellung des Niederspannungsnetzes am Reallabor beim zweiten Szenario

2.2.3 Erweiterungen und Investitionen

Ladeinfrastruktur

Für die geplanten Untersuchungen innerhalb des Reallabors ist der Aufbau und Betrieb einer LIS mit mehreren LP zentral. Abgeleitet von der Anzahl an verfügbaren Stellplätzen werden vor dem Gebäude 8 LP errichtet. Ausgehend von der maximalen Leistung, die an dem Netzverknüpfungspunkt (NVP) abgerufen werden kann und des voraussichtlichen Ladeverhaltens, werden die LP mit einer Ladeleistung von je 11 kW realisiert. Dafür werden die einzelnen LP mit Typ 2 Steckern ausgestattet, um konduktives AC-Laden (Mode 3) [27] zu ermöglichen.



Abbildung 2.13: Ladeinfrastruktur am Reallabor

In Abbildung 2.13 sind LP der LIS dargestellt. Die LIS kann bei dieser Betriebsart über eine Low-Level-Kommunikation, basierend auf der Norm IEC 61851-1 [28], mit dem EV kommunizieren. Somit können grundlegende Betriebszustände ausgetauscht werden und die LIS kann auf Basis

der Norm einen Ladestrom zwischen 6 A und 16 A vorgeben. Basierend auf dieser Funktion, kann an der LIS ein dynamisches Lademanagement realisiert werden. Dafür wird der Strom I_{NVP} am NVP gemessen. Wenn ein Grenzwert von 63 A überschritten wird, werden die Ladevorgänge aktiv beeinflusst, um eine Überlastung des Hausanschlusses zu verhindern. Die genannten Betriebsparameter der LIS sind in Tabelle 2.3 zusammengefasst.

Tabelle 2.3: Technische Beschreibung des Reallabors

| | |
|-----------------------------------|--------------------------|
| Anzahl LP | 8 |
| Leistung je LP | 11 kW (16 A, je Phase) |
| Verfügbare Leistung am NVP | 55 kW (80 A je Phase) |
| Maximale Leistung LIS | 43,5 kW (63 A je Phase) |
| Grenze dynamisches Lademanagement | $I_{NVP} < 63 \text{ A}$ |

Lade- und Netz-Monitoringsystem

Ein Monitoringsystem ist für eine umfassende Analyse der Ladevorgänge unabdingbar. Um die verschiedenen Forschungsschwerpunkte des Projekts bedienen zu können, werden elektrische Größen und Ladezustände erfasst.

Die Auswertungen der elektrischen Größen erfolgt zum einen unmittelbar im Schaltschrank der LIS. Zum anderen werden die Auswirkungen auf das Verteilnetz an dem nächstgelegenen Transformator bewertet.

Das Messsystem an der LIS wird durch das modulare Messgerät UMG 801 der Firma "Janitza" umgesetzt (Abbildung 2.14a). Dieser Netzanalysator überwacht die Spannungsqualität am Anschluss der LIS. Zusätzlich

werden die Stromflüsse der einzelnen LP, der Summenstrom der LIS und der Strom zum Versorgungsnetz vermessen. Alle Messstellen sind jeweils für die Vermessung der Außenleiter und des Neutralleiters ausgelegt.

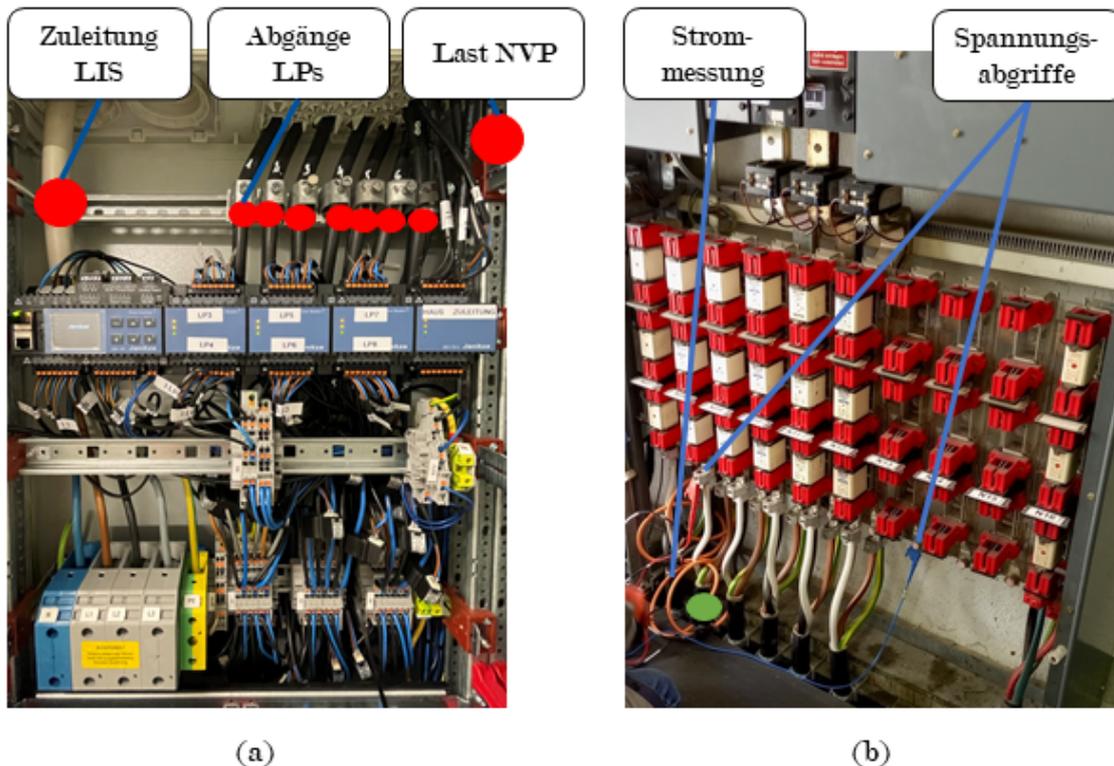


Abbildung 2.14: Messungen am Reallabor mit markierten Messpunkten an der Ladeinfrastruktur (rot) und dem Transformator-Abgang (grün)

In Abbildung 2.14a ist der obere Bereich des Schaltwerks der LIS gezeigt. Auf der obersten Schiene des Schaltwerks ist das Messgerät mit den Erweiterungsmodulen installiert. Das Versorgungskabel der LIS ist links in den Schaltwerk eingeführt und auf die großen Eingangsklemmen gelegt. Die hinten rechts eingeführten Kabel sind die Energiekabel der einzelnen LP. Diese sind auf die Etagenklammern unten rechts gelegt.

Die Stromwandler für die Vermessung der einzelnen Ströme sind im Bereich der Klemmen installiert und an den schwarzen Gehäusen erkennbar. Rechts oben sind Messleitungen für die Messung der Gesamtlast des Gebäudes zu erkennen. Die zugehörigen Stromwandler sind am Netzübergabepunkt ca. 4 m entfernt. Mit dem Messsystem können Ströme der Grundschwingung und höherfrequente Ströme auf die jeweilige Störquelle zurückgeführt werden. Die Ströme des Gebäudes ergeben sich als Differenz aus den Strömen am NVP und den Strömen der LIS. Die erfassten Messgrößen im Bezug zum Reallabor sind in Abbildung 2.15 dargestellt.

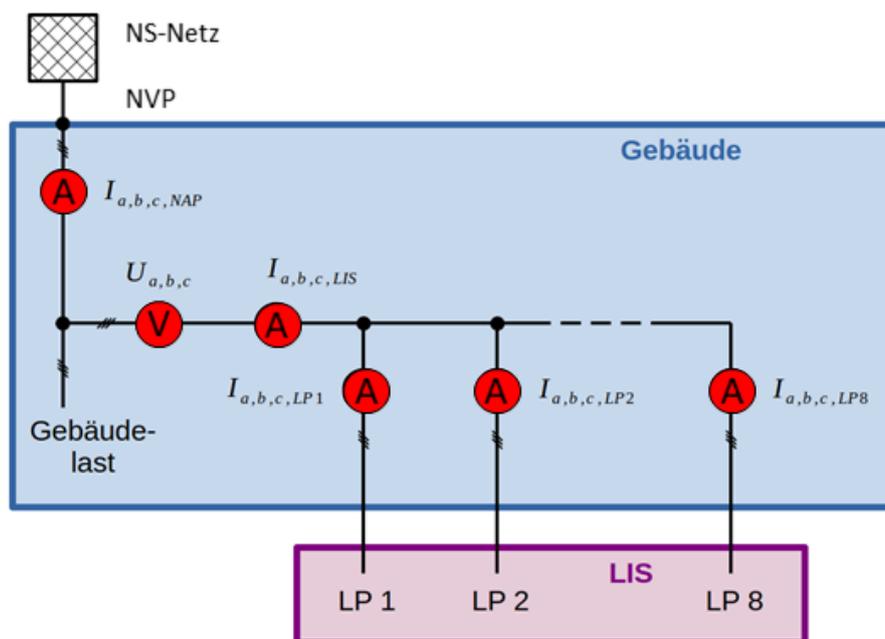


Abbildung 2.15: Messpunkte mit zugeordneten Messgrößen am Gebäude des Reallabors (nach [8])

In Abbildung 2.14b ist ein Bereich im Transformatoren-Gebäude mit Überstromsicherungen und den dort angeschlossenen Erdkabeln gezeigt. Die Aufnahme entstand während der Installation von Messwandlern durch

Stuttgart Netze. Die orangenen Stromsensoren umschließen die einzelnen Adern der Abgangsleitung. Die Spannung wird über entsprechende Klemmen an spannungsführenden Metallteilen abgegriffen. Als Messgerät wird ein PQ-300 der Firma "A. Eberle" verwendet. Das Messgerät ist auf dem Foto durch den Arbeiter verdeckt.

Die beiden verwendeten Messgeräte am Gebäude des Reallabors und am Transformator können Signale bis in den Kilohertzbereich erfassen. Um die entstehenden Datenmengen zu reduzieren, werden die Edge Processing Algorithmen der Messgeräte verwendet, sodass die gemessenen Werte erst verdichtet und dann in einer Datenbank abgespeichert werden. Zusätzlich werden detektierte Anomalien hochaufgelöst abgespeichert und somit besondere Netzurückwirkungen erfasst. Die elementaren Messgrößen Strom, Spannung und die zugehörigen Phasenbeziehungen werden gemittelt und als zyklische Daten abgespeichert. Die Mittlungsintervalle sind abhängig von dem Messsystem und der Messgröße und liegen zwischen 1 s und 10 min. Die Daten des Messsystems an der LIS werden in Echtzeit in einer Datenbank abgespeichert und täglich auf einen Cloud-Speicher der Universität hochgeladen. Die Messdaten an dem Transformator werden lokal gespeichert und in einem monatlichen Intervall manuell ausgelesen, da das Transformatoren-Gebäude über keinen geeigneten telekommunikationstechnischen Anschluss verfügt.

Zusätzlich zu den elektrischen Größen sind die Zustände der einzelnen LP eine wichtige Information für weitere Untersuchungen. Die Norm IEC 61851-1:2019 [28] definiert für einen AC-LP 13 verschiedene Zustände. Diese Zustände werden für alle LP der LIS dauerhaft erfasst und in einer Zeitreihendatenbank gespeichert. Für die Datenauswertung werden die Zustände vereinfacht zu *LP frei*, *EV angesteckt* und *EV lädt* zusammengefasst (vgl. Abbildung 2.16).

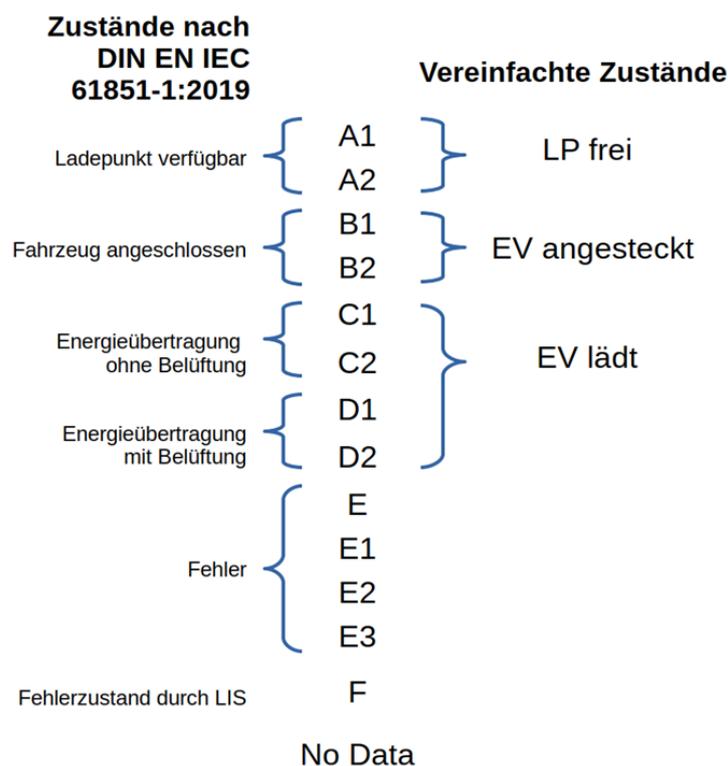


Abbildung 2.16: Zustände eines Ladepunkts nach IEC 61851-1:2019. Innerhalb des Projekts sind diese auf drei vereinfacht worden (nach [8])

Betrachteter Datensatz

Die LIS und die Messsysteme wurden im Frühjahr 2022 installiert. Zuletzt wurde die Messung an der LIS am 13. Juni 2022 gestartet. Seit diesem Zeitpunkt werden in allen Datenbanken aktiv nach dem oben beschriebenen Vorgehen Messdaten gespeichert.

Für die in diesem Bericht präsentierten Ergebnisse wurde der Datensatz bis zum 28. Oktober 2022 ausgewertet. Somit werden die Messdaten für 20 Wochen betrachtet und ermöglichen Erkenntnisse über die Integration einer neuen LIS auf das Verteilnetz. Trotzdem müssen die abgeleiteten Ergebnisse kritisch hinterfragt werden, da der Datensatz einen zeitlich limitierten Bereich abdeckt:

- Der Datensatz beinhaltet primär Messungen von Monaten im Sommer. Saisonale Effekte, die in der anderen Jahreshälfte auftreten, werden nicht betrachtet.
- Die Zeitdauer der Messung ist nicht ausreichend, um langfristige Trends zu bewerten.
Beispielsweise ist eine Zunahme der Auslastung der LIS über den Messzeitraum zu beobachten. Dafür können verschiedene Vermutungen aufgestellt werden. Ein Grund könnte eine steigende Bekanntheit der neuen Lademöglichkeiten sein. Außerdem ist der betrachtete Messzeitraum über einen Zeitrahmen mit abnehmender gesellschaftlicher Relevanz der Corona-Pandemie, weshalb eine zunehmende Auslastung des Bürogebäudes anzunehmen ist. Die zeitlich limitierte Verfügbarkeit an Messdaten ermöglicht keine tiefergehende Untersuchung dieses Sachverhalts.
- Weitergehend muss berücksichtigt werden, dass die LIS auch für die Erforschung von Lademanagementfunktionen verwendet wird. Damit zeigen die Messergebnisse für Zeiträume mit solchen Versuchen verzerrte Ergebnisse. Bei der automatisierten Auswertung können nicht alle künstlich herbeigeführten Events herausgefiltert werden.

Lastprognosen

Ein intelligentes LMS kann mit prognostizierten Informationen über die zukünftigen Erzeugungs-, Last- und Ladeverläufe Optimierungen durchführen und den aktuellen Betrieb einer LIS aktiv beeinflussen. Lastprognosen können in mehreren Aspekten unterschieden werden. Dazu gehören neben dem Horizont und der Auflösung der Vorhersage auch die Handhabung der Prognoseunsicherheit und die Anzahl der zu prognostizierenden Werte. Der Vorhersagehorizont beschreibt die zeitliche Weite der Prognose vom aktuellen Zeitpunkt in die Zukunft. Für LMS sind Prognosehorizonte für einige Tage notwendig. Diese werden nach [29], [30] Kurzzeitprognosen genannt.

Im Rahmen des Forschungsprojekts wird das Konzept der Markov-Kette

[16], [17] für eine Kurzzeitprognose verwendet. In diesem wird eine Zeitreihe an Zuständen als ein zeitdiskreter stochastischer Prozess aufgefasst. Der Zustandsraum umfasst dabei eine abzählbare Anzahl an Zustände. Dabei hat nur der letzte Zustand Einfluss auf den darauffolgenden Zustand [31]. Die Wahrscheinlichkeit, mit der die verschiedenen Folgezustände erreicht werden, heißt Übergangswahrscheinlichkeit. Eine bestimmte Übergangswahrscheinlichkeit ergibt sich dabei aus dem Quotienten aus der Anzahl der Übergänge von Ausgangszustand und in den nachfolgenden Zustand sowie der Gesamtanzahl aller Übergänge aus dem Ausgangszustand. Die Übergangswahrscheinlichkeiten von allen Kombinationen an Zustandsübergängen können in einer Übergangsmatrix zusammengefasst werden [16]. In Abhängigkeit weiterer Prognoseparameter können verschiedene Übergangsmatrizen erstellt werden. Beispielsweise werden Arbeits- und Wochentage unterschieden und unabhängige Übergangsmatrizen aufgestellt.

In Abbildung 2.17 ist exemplarisch der Zustandsübergang vom Zeitpunkt 00:00 Uhr auf 00:15 Uhr mit der Vereinfachung von zehn Folgezuständen dargestellt. Den verschiedenen Übergängen (engl. *transitions*) in die Folgezustände ist über die Übergangsmatrix jeweils eine Wahrscheinlichkeit zugeordnet. Wenn zum Zeitpunkt 00:00 Uhr der Zustand *State 1* vorliegt, wird mit einer Wahrscheinlichkeit von 70 % der nächste Zustand wieder *State 1* sein. Für die Zustände *State 4*, *State 7*, *State 8*, *State 9* und *State 10* ist die Eintrittswahrscheinlichkeit 0 %, sodass diese Zustände nicht vorkommen können.

Die Werte der Übergangsmatrizen werden in einem Trainingsprozess bestimmt. Dafür werden die kontinuierlichen Werte der Lastverläufe auf diskrete Werte reduziert. Diese Lastbereiche bilden die Zustände des Markov-Ketten-Modells. Für eine Lastprognose werden die Messdaten aus vorigem Abschnitt 2.2.3 in einen Trainings- und einen Testdatensatz aufgeteilt. Dabei werden mit dem Trainingsdatensatz die Übergangsmatrizen parametrisiert. Der Testdatensatz wird verwendet, um die Prognoseergebnisse mit echten Messwerten zu vergleichen und zu bewerten.

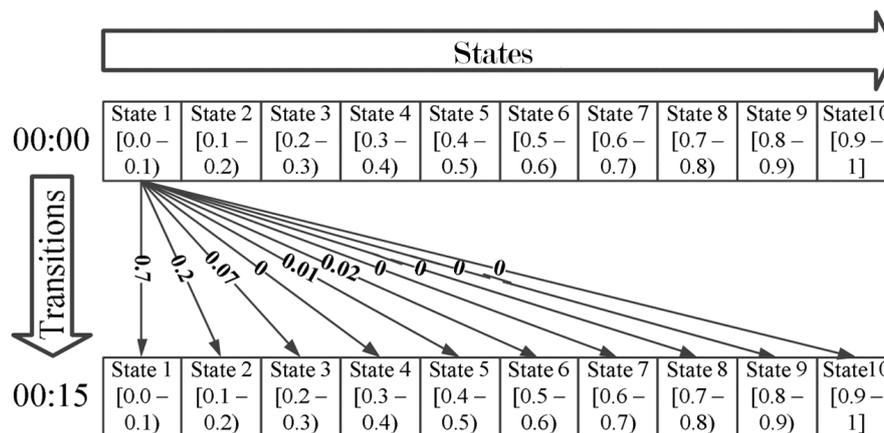


Abbildung 2.17: Symbolische Darstellung des Zustandsübergangs für zehn Zustände (nach [17])

Um einen in der Zukunft liegenden Lastverlauf mit dem Markov-Ketten-Modell zu prognostizieren, wird die zuletzt gemessene Last als initialer Zustand verwendet. Unter Berücksichtigung der weiteren Zeitparameter wird die jeweilige Übergangsmatrize geladen und der folgende Zustand wird über ein Zufallsereignis ermittelt. Für diesen Zustand werden erneut die gültigen Übergangswahrscheinlichkeiten geladen und zufällig der Folgezustand ermittelt. Dieser Random Walk wird bis zum Ende des Prognosehorizonts iteriert.

2.3 Ladeinfrastruktur im Smart-Grid-Labor

Innerhalb des SGL am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) an der Universität Stuttgart können in einer isolierten Stromnetzumgebung dedizierte Tests von Mikronetz Komponenten, wie dezentralen Erzeugern und Batteriespeichern, durchgeführt werden. Dabei wird das Labornetz durch einen Linearverstärker gespeist. Die einzelnen Hardwarekomponenten können über eine Matrix an Leistungsschalter in variablen Topologien dem Netz zugeschaltet werden. Zusätzlich können

parallel zu Hardwaretests über einen Echtzeitsimulator (RTS, engl. Real Time Simulator) zeitsynchrone Simulationen nach dem Konzept von Power Hardware in the Loop (PHIL) durchgeführt werden. In Abbildung 2.18 ist ein Ausschnitt des SGL mit den benannten Komponenten gezeigt.

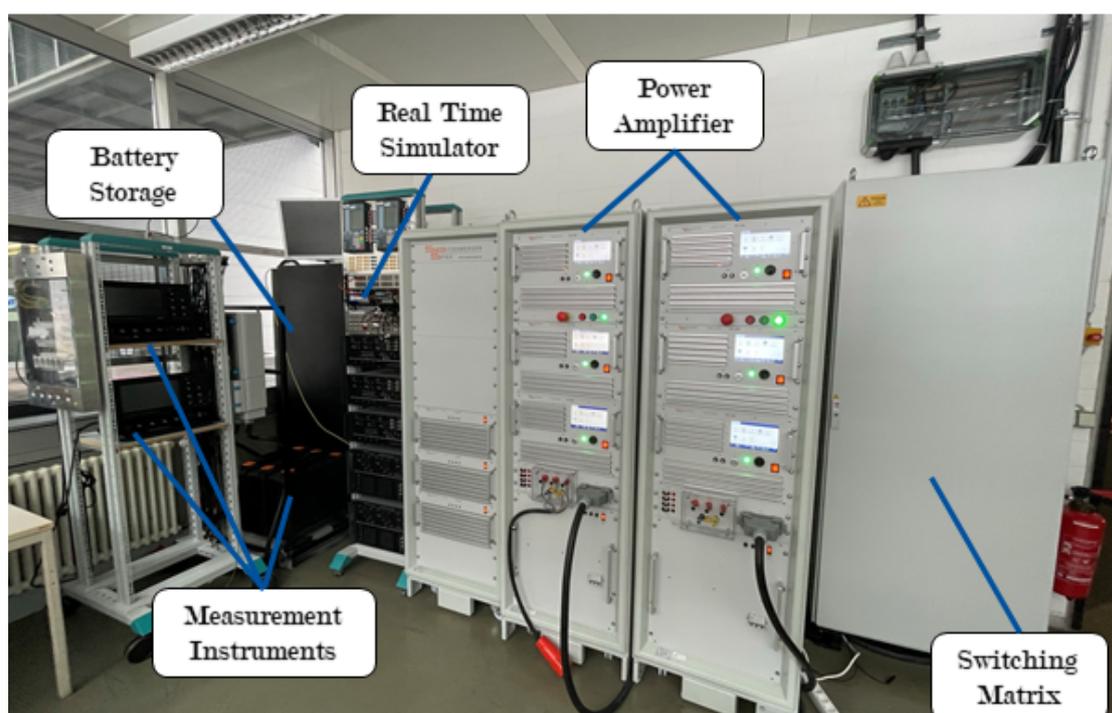


Abbildung 2.18: Ausschnitt aus dem Smart-Grid-Labor

2.3.1 Zielsetzung

Das SGL bietet eine ideale Umgebung, um die Funktionsweise von verschiedenen Ladekomponenten, Ladeverfahren und Lademanagementfunktionen ausgiebig zu untersuchen. Bei den Untersuchungen soll das Potential von Lademanagementfunktionen für ein netzdienliches Verhalten erarbeitet werden. Gleichzeitig sollen technische Limitationen und

mögliche Probleme bewertet werden. Ein besonderer Fokus liegt bei der Vermessung von Netzurückwirkungen.

2.3.2 Ausgangssituation

Mit dem PHIL-Ansatz können simulationsbasierte Untersuchungen mit realen Hardwarekomponenten gekoppelt werden. Dabei wird über den RTS eine Simulation eines zeit- und wertediskreten Modells durchgeführt. Über Digital-Analog-Wandler (D/A-Wandler) können Signale aus dem Modell in physikalische Kleinsignale übertragen werden. Mittels eines Leistungsverstärkers (PA, engl. power amplifier) werden diese Signale verstärkt, sodass an den Ausgangsklemmen des PA Hardwarekomponenten für Tests (DUT, engl. device under test) angeschlossen werden können. Für closed-loop Simulationen wird die Systemantwort mit dem DUT messtechnisch erfasst und über einen Analog-Digital-Wandler (A/D-Wandler) in das Simulationsmodell zurückgeführt. Die grundsätzliche Funktionsweise des Konzepts ist in Abbildung 2.19 dargestellt.

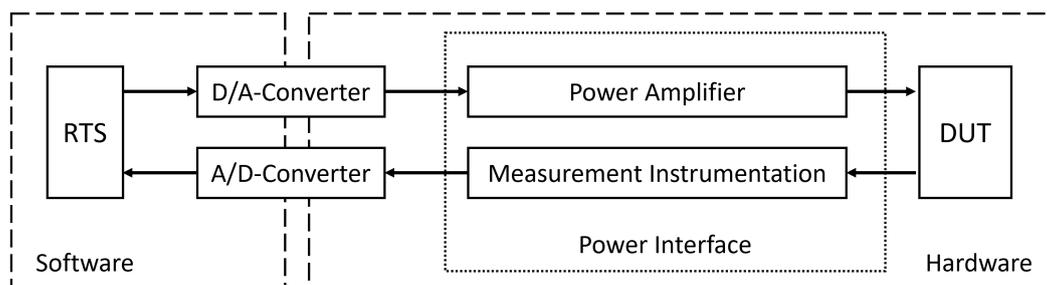


Abbildung 2.19: Grundsätzliches Konzept eines PHIL-Prüfstands (nach [10])

Für die simulative Nachbildung von Stromnetzen können vereinfacht drei ideale sinusförmige Spannungsquellen in Serie mit jeweils einem Innenwi-

derstand angenommen werden. In Abbildung 2.20 ist für ein Stromnetz die einphasige Repräsentation der drei Spannungsquellen mittels der Ideal Transformer Method (ITM) gezeigt. Dafür wird die Spannungsquelle mit v_0 und die Impedanz mit Z_S ausgedrückt. Für PHIL-Tests wird die Spannung v des Modells durch das PA mit der Spannung v'' reproduziert. Dabei werden die Verzögerungszeit e^{-sTD1} und das dynamische Verhalten $T_{PA}(s)$ des PA beachtet. Die Systemantwort wird durch den Strom i erfasst. Bei der Rückführung in das Modell muss die Verzögerungszeit e^{-sTD2} und das dynamische Verhalten $T_M(s)$ des Messsystems beachtet werden.

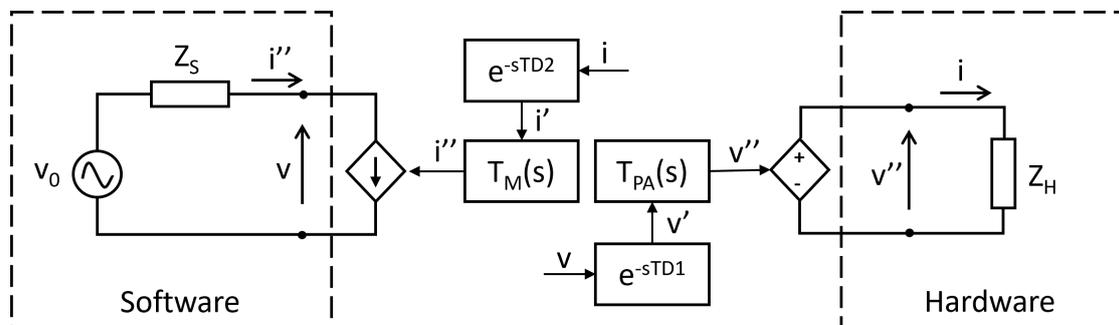


Abbildung 2.20: Schematische Darstellung eines Stromsystems durch die Ideal Transformer Method (nach [32])

2.3.3 Erweiterungen und Investitionen

Bei der Integration von LIS in das SGL wird die vorhandene, etablierte Laborumgebung genutzt und erweitert. Dabei müssen zum einen Kommunikationsinfrastruktur und Leitungen für den elektrischen Strom ergänzt werden, zum anderen ist es aber auch notwendig die LIS über Verkehrswege anfahren zu können. Die gesetzten Ziele konnten durch die Umsetzung des SCE erreicht werden. Dafür wurde ein Containergebäude bei dem SGL an einer Straße aufgestellt und mit einer DC-LIS und einer AC-LIS

mit mehreren LP ausgestattet. Der Container wurde mit eigenständiger kommunikationstechnischer und elektrischer Infrastruktur ausgestattet, gleichzeitig kann dieser aber auch mit der vorhandenen Infrastruktur des SGL gekoppelt werden. Damit können über die LIS Ladevorgänge im Verteilnetz der Universität durchgeführt werden, zusätzlich ist aber auch ein Betrieb innerhalb des isolierten Labornetzes eigenständig oder unter Berücksichtigung weiterer dezentraler Anlagen möglich. In Abbildung 2.21 ist das SCE mit dem EV des IEH fotografiert. In dem Bild ist die DC-LIS an der Wand des Containergebäudes gut erkennbar. Die AC-LIS ist durch das EV verdeckt.



Abbildung 2.21: Smart-Charging-Environment mit bidirektional ladefähigem Elektrofahrzeug und DC-Ladepunkt

Im Inneren des SCE (Abbildung 2.22) ist die notwendige Versorgungsinfrastruktur der LIS untergebracht. In dem mittleren Schaltschrank sind u.a. Leistungsschalter montiert, um die Netztopologie umzuschalten. Weitergehend befindet sich dort die Schutztechnik für die Erkennung und Behebung von unzulässigen Betriebszuständen. Weitergehend ist dort ein Messgerät zur permanenten Überwachung der Netzzustände verbaut.

Aus dem zentralen Verteilerschrank werden die Komponenten des SCE versorgt. Für die AC-LIS ist im Inneren des SCE ein weiterer Verteilerschrank mit Schutztechnik und Kommunikationstechnik aufgebaut (rechts in Abbildung 2.22). Auch befindet sich im Inneren des SCE noch ein Batteriespeicher. Weitergehend ist eine PV-Anlage in Planung.

Das SCE wurde mit einem zentralen Steuer- und Monitoringsystem ausgestattet. Dieser Computer hat aktive Netzwerkverbindungen zu allen Komponenten und allen Messgeräten im SCE. Zudem ist ein externer Zugriff auf den Computer möglich und die Einbindung von Netzwerklaufwerken wurde umgesetzt. Dieser Computer übernimmt bei der Durchführung von Versuchen die Steuerung, sodass beispielsweise Leistungen vorgegeben werden, und verwaltet die Messergebnisse der verschiedenen Messgeräte. Ergänzend zu dem zentralen Computer sind ein Energiemanagementsystem (EMS) und ein Mini-Computer zur Erfassung der Globalstrahlung installiert.

Ladeinfrastruktur

An dem SCE wurde LIS zum Normalladen installiert. Dabei wurde die übliche Technologie [33] des AC-Ladens umgesetzt. Dafür wird ein Kabel mit einem Dreiphasensystem mit Wechselspannung bis zu dem EV geführt. Das EV wird über den Typ 2 Stecker kontaktiert. Die Wechselgrößen werden über einen im EV verbauten Gleichrichter in die benötigten Gleichgrößen der Batterie umgewandelt. Die Low-Level-Kommunikation zwischen dem EV und der LIS ermöglicht es der LIS Sollströme mittels einer Pulsweitenmodulation im Bereich von $I = [6, \dots, 16]$ A vorzugeben. Die Kommunikation ermöglicht nicht den Austausch von Zuständen des

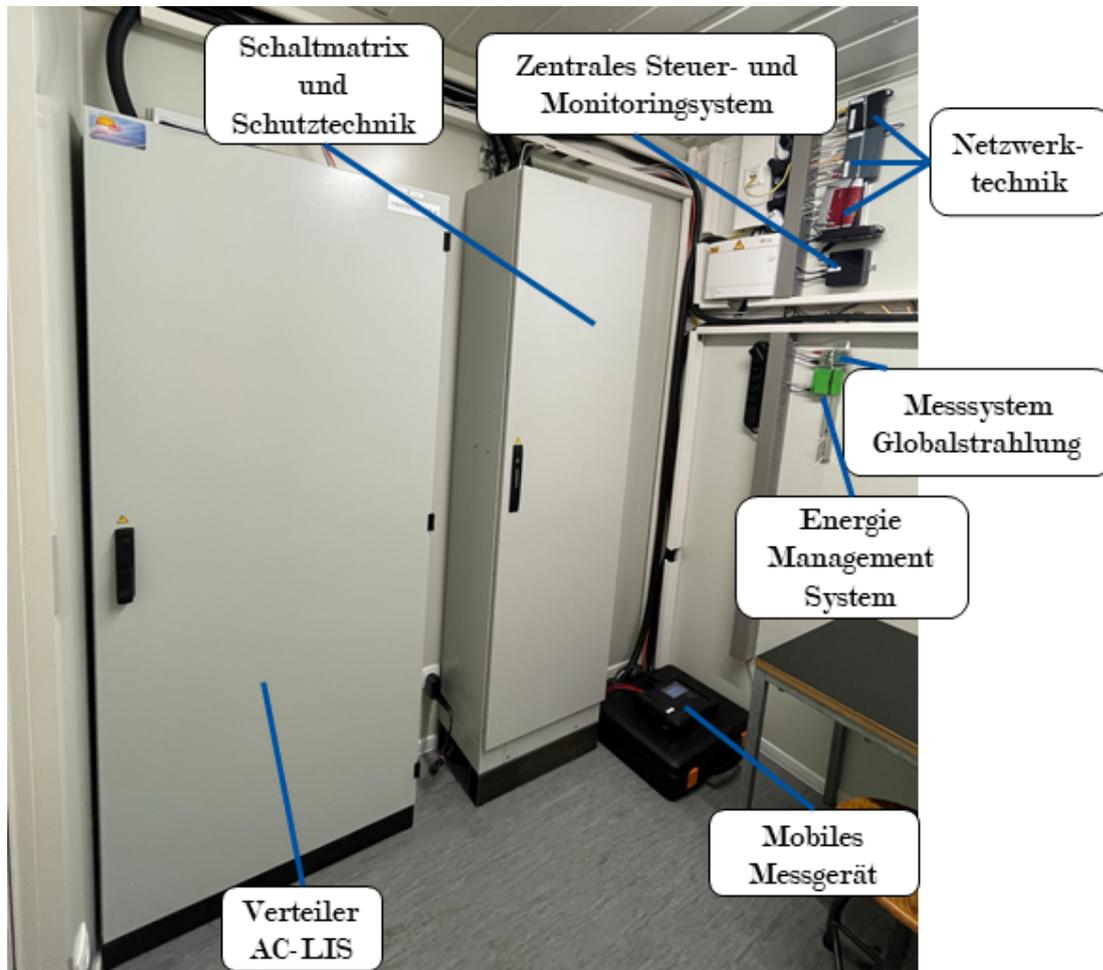


Abbildung 2.22: Ausschnitt aus dem Smart-Charging-Environment

EV, im Speziellen sind keine Informationen über den SOC oder die Batteriekapazität für das LMS verfügbar.

Am SCE sind zwei dieser LP fest installiert (Abbildung 2.23) zwei weitere können für erweiterte Versuche mobil ergänzt werden. Die technischen Daten der AC-LIS sind in Tabelle 2.4 zusammengefasst.

Bei einer DC-LIS befindet sich ein Gleichrichter innerhalb der LIS, sodass die elektrische Verbindung zwischen dem EV und der LIS auf Gleichgrößen basiert. Innerhalb der EU wurde über die Richtlinie 2014/94/EU [5] das Combined Charging System (CCS) als Standard festgelegt. Dabei



Abbildung 2.23: Elektrofahrzeug beim Ladevorgang am AC-Ladepunkt

Tabelle 2.4: Technische Daten AC-Ladeinfrastruktur

| | |
|---------------------------------|---------|
| Ladeprinzip | AC |
| Ladestecker | Typ 2 |
| max. Ladeleistung je Ladepunkt | 11 kW |
| max. Leistung Ladeinfrastruktur | 43,5 kW |

ist neben der elektrischen Verbindung eine High-Level-Kommunikation realisiert. Durch eine entsprechende technische Auslegung der LIS kann dieser Aufbau auch genutzt werden, um das EV zu entladen. Das Prinzip von positiven und negativen Leistungsflüssen wird bidirektionales Laden genannt.

Die DC-LIS am SCE (Abb. 2.21) ist mit CCS ausgestattet. Das Laden über CHAdeMO ist ebenfalls möglich. Diese Schnittstelle wurde im Rahmen des Projekts nicht weiter untersucht. Die technischen Parameter der DC-LIS sind in Tabelle 2.5 zusammengefasst. Da bei einer DC-LIS verlustbehaftete Umwandlungen von Gleich- und Wechselgrößen an der LIS stattfinden, sind DC- und AC-seitig verschiedene Wirkleistungsangaben getroffen.

Tabelle 2.5: Technische Daten DC-Ladeinfrastruktur

| Ladeprinzip Ladestecker | DC CCS und CHAdeMO |
|--------------------------------------------|-----------------------|
| verfügbare Leistung je Ladepunkt (DC) | [−11, ..., 10] kW |
| verfügbare Leistung Ladeinfrastruktur (AC) | [−10, ..., 11] kW |

Elektrofahrzeug

Für die Durchführung von eigenständigen Versuchen wurde im Rahmen des Projekts ein EV beschafft. Das EV kann mit beiden beschriebenen LIS-Typen geladen werden. Mit der DC-LIS ist außerdem bidirektionales Laden möglich. Die technischen Parameter des EV sind in Tabelle 2.6 gelistet. Die angegebenen Ladeleistungen können nur im optimalen Betriebszustand abgerufen werden. Limitieren können Strombegrenzungen (AC- oder DC-seitig), Batteriebegrenzungen (beispielsweise Temperatur, SOC, usw.) oder normative Regulierungen wirken. Beim AC-Laden kann das EV nicht die maximale Leistung der AC-LIS abrufen, da das EV technisch auf einphasiges Laden beschränkt ist. Daher wird die theoretisch verfügbare Leistung der anderen beiden Phasen nicht verwendet.

Tabelle 2.6: Technische Daten Honda e

| Ladeprinzip Ladestecker | AC und DC Typ 2 und CCS |
|----------------------------------------------|----------------------------|
| max. Ladeleistung AC (Herstellerangabe [34]) | 6,6 kW |
| max. Ladeleistung DC (Herstellerangabe [34]) | 50 kW |
| max. Ladeleistung AC (im SCE) | 3,6 kW |
| max. Ladeleistung DC (im SCE) | 10 kW |

Messsystem

Bei den Versuchen im SCE sind alle Komponenten und die Spannungsversorgung an einer gemeinsamen Sammelschiene angeschlossen. Diese Sammelschiene ist in Abbildung 2.24 dargestellt. Für die Vermessung von Leistungsflüssen und die Bewertung von Netzurückwirkungen können alle elektrischen Größen dort abgegriffen werden. Das Messkonzept am SCE wurde zweistufig umgesetzt. Ein fest verbautes Messgerät überwacht dauerhaft die elektrischen Größen im SCE. Die Mittelwerte dieser Größen werden kontinuierlich in einer Datenbank abgelegt.

Zusätzlich kann für zeitlich hochaufgelöste Messungen mobiles Messequipment mit der Sammelschiene verbunden werden. Somit können dediziert Messungen für einzelne Versuche umgesetzt werden.

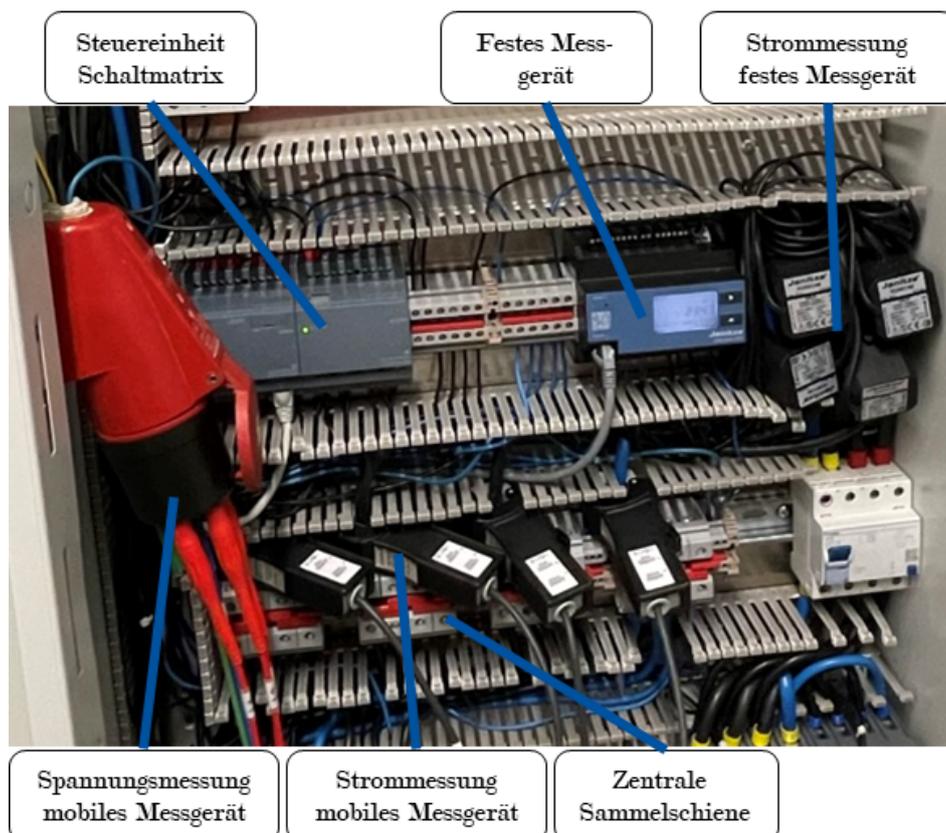


Abbildung 2.24: Messgerät und Messwandler an der Sammelschiene des Smart-Charging-Environment

Messung der Globalstrahlung

Die Messung der örtlichen Globalstrahlung ermöglicht die Berechnung einer fiktiven, momentanen Erzeugungsleistung einer PV-Anlage. Diese Leistung kann durch ein LMS bei optimierten Ladevorgängen berücksichtigt werden. Für das Projekt wird ein Messsystem zur Erfassung der Globalstrahlung entwickelt, um unabhängig von anlagenspezifischen Parametern, wie der installierten Spitzenleistung oder der Ausrichtung der Anlage, Erzeugungsleistungen zu berechnen. Die Messungen werden durch vorhergesagte Wetterdaten ergänzt. Das System bildet somit die Grundlage für zeitabhängige Untersuchungen von Ladevorgängen aus regenerativen Energiequellen.

Das Messsystem besteht aus einem Thermopile-Pyranometer der Firma "Hukseflux" und einem Mini-Computer zum Auslesen der Daten. Diese beiden Komponenten sind auf dem Dach eines Gebäudes in unmittelbarer Nähe zum SCE installiert. Die Datenverbindung zu dem Messsystem erfolgt über eine WLAN-Antenne. Die Installation ist in Abbildung 2.25 dargestellt. Mit dem Aufbau kann die Sonneneinstrahlung aus einem Sichtfeld von 180° gemessen werden.

Neben der gemessenen Globalstrahlung kann über eine Schnittstelle zu einer Wettervorhersage eine Erzeugungsprognose erstellt werden. Eine Wettervorhersage für 7 d kann über eine Schnittstelle von Solcast [35] abgerufen werden. Darin sind mit einer zeitlichen Auflösung von 30 min relevante Werte enthalten. Die beiden Quellen können zur Berechnung der Ausgangsleistung einer PV-Anlage verwendet werden. Damit werden die Werte für die direkte und diffuse Komponenten der Globalstrahlung, die Umgebungstemperatur und die Winkelbeziehungen zwischen Sonne und Anlage berücksichtigt.

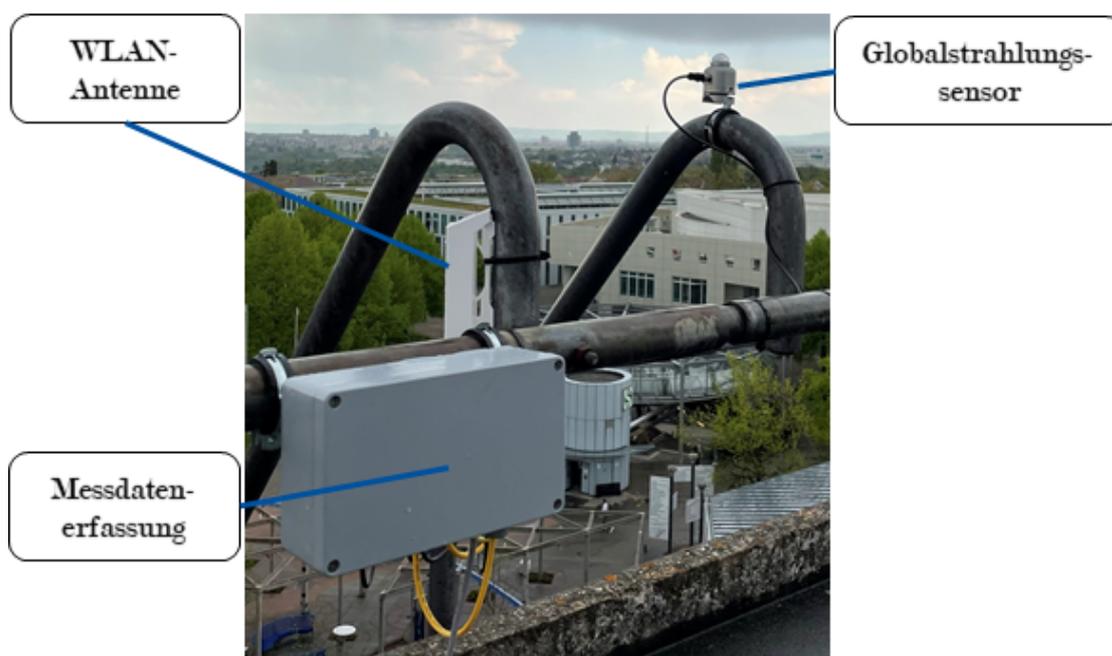


Abbildung 2.25: Messung der Globalstrahlung auf dem Dach der Universität Stuttgart

3 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse des Forschungsprojekts vorgestellt. Die Auswertungen zum zweiten Szenario werden in Abschnitt 3.1 gezeigt. Darauf aufbauend werden die Ergebnisse der simulativen Analysen von LMS für das erste und zweite Szenario in Abschnitt 3.2 vorgestellt. In Abschnitt 3.3 werden die gewonnenen Erkenntnisse innerhalb des dritten Szenarios präsentiert. In Abschnitt 3.4 werden Bewertungen der Netzzrückwirkungen gezeigt.

Die Ergebnisse in den Abschnitten 3.1.2 und 3.1.3 sind im Rahmen der Abschlussarbeit [8] und die Ergebnisse in dem Abschnitt 3.2 zusammen mit den Abschlussarbeiten [9], [12] entstanden.

3.1 Erkenntnisse aus dem Reallabor

3.1.1 Integration einer Ladeinfrastruktur

Die LIS für das Reallabor wird in ein bestehendes Verteilnetz und ein bestehendes Gebäude integriert. Bei der initialen technischen Planung des Netzes und auch des Gebäudes sind allerdings keine EV berücksichtigt worden. Daher mussten bei der Umsetzung der LIS einige Anpassungen durchgeführt werden. Die aufgetretenen Herausforderungen bei der Umsetzung der LIS werden in diesem Abschnitt erläutert, damit zukünftige Projekte diese vorab betrachten können.

Nutzungsänderung: Für die Installation der LIS sind Erweiterungen der bestehenden Elektroinstallationen notwendig. Der vorhandene elektrische Verteilerschrank des Gebäudes ist bereits vollständig belegt und verfügt

über keine weiteren Kapazitäten für zusätzliche Elemente. Eine Erweiterung oder Erneuerung des Verteilerschranks würde einer Nutzungsänderung entsprechen, sodass eine erneute Genehmigung der Anlage notwendig ist. Im Allgemeinen sind die *Technischen Anschlussbedingungen Baden-Württemberg für die Niederspannung* [36] zu beachten. Um die aktuellen Standards einzuhalten, wurde ein separater Kellerraum brandschutztechnisch von dem Treppenraum getrennt und dort ein neuer Zählerschrank und ein Verteilerschrank für die LIS aufgebaut. Für die Modifikation waren intensive Absprachen zwischen dem Netzbetreiber, dem Hausbesitzer und dem Projektkonsortium notwendig.

Leistungserhöhung des Hausanschlusses: Damit durch gleichzeitig stattfindende Ladevorgänge keine Überlastungen auftreten, wird der Strom, der über die Hausanschlussleitung fließt, vermessen. Eine Installation von Stromsensoren ist für ein dynamisches Lastmanagement unter Berücksichtigung der *Technischen Mindestanforderungen an den Einsatz von Stromsensoren im Vorzählerbereich* [37] möglich.

3.1.2 Lastgang des Gebäudes

Die Last des Gebäudes wird aus der Differenz der gemessenen Leistung am NVP und der Leistung der LIS bestimmt. In Abbildung 3.1 sind die zeitlichen Verläufe der gemessenen Leistung der LIS und des Gebäudes für einen Zeitabschnitt innerhalb des Messzeitraums dargestellt. Als Grenze ist die maximale Leistung des NVP von 55 kW (80 A je Phase) eingezeichnet. Die Last des Gebäudes ist durch den grün eingefärbten Bereich gekennzeichnet. Für die weiteren Untersuchungen wird der Bezug des Gebäudes als nicht beeinflussbar angenommen, sodass bei einer bevorstehenden Überlastung des NVP nur die Leistung der EV reduziert wird. Um die verfügbare Kapazität für das Laden von EV abzuschätzen, wird in diesem Abschnitt der Tageslastgang der Gebäudelast $P_{HH}(t)$ statistisch ausgewertet.

Durch die Mischnutzung des Gebäudes entspricht das Tageslastprofil einer

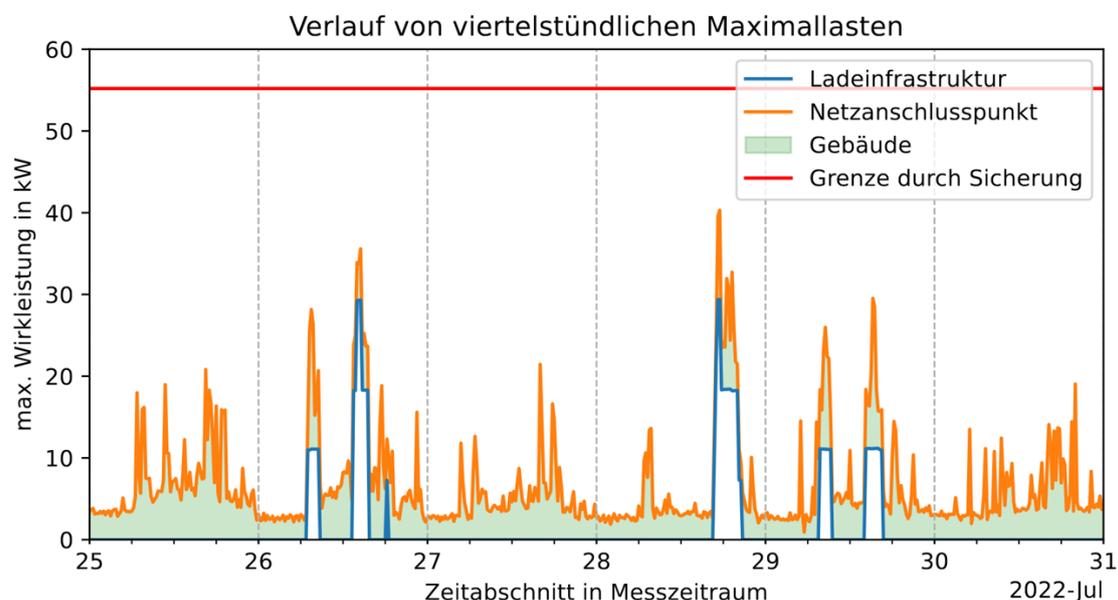


Abbildung 3.1: Sekündliche Maximalwerte der Last am Netzverknüpfungspunkt (aggregiert über 15 min). Die Hauslast ist die Differenz aus der Leistung am Netzverknüpfungspunkt und der Leistung der Ladeinfrastruktur (grün) [8]

Mischung aus einem Lastprofil für ein Gewerbe und für einen Haushalt. In Abbildung 3.2 sind die statistischen Tageslastprofile der mittleren Gebäudelast, unterschieden zwischen Arbeits- und Wochenendtagen, dargestellt. Die Mittelung der Werte ist für drei verschiedene Fenstergrößen dargestellt. Die vier blaugefärbten Schattierungen umfassen mit ihrer Fläche jeweils den prozentualen Anteil an Werte entsprechend der Legende. Der Median ist dunkelblau dargestellt.

Die Unterschiede in den Lastverläufen von Arbeits- und Wochenendtagen sind deutlich zu erkennen. Die mittlere Last liegt tagsüber an einem Arbeitstag bei 4 kW, während sie am Wochenende bei etwa 2 kW liegt. Die Abbildung zeigt zudem, dass die statistischen Verteilungen bei gröberer Mittelung der Daten zu der einminütigen Originalauflösung an Arbeitstagen sehr ähnlich bleiben, während sich für das Wochenende die maximalen Werte der Verteilungen reduzieren.

Für eine Bewertung des Tageslastprofils wird dieses mit den SLP H0 für

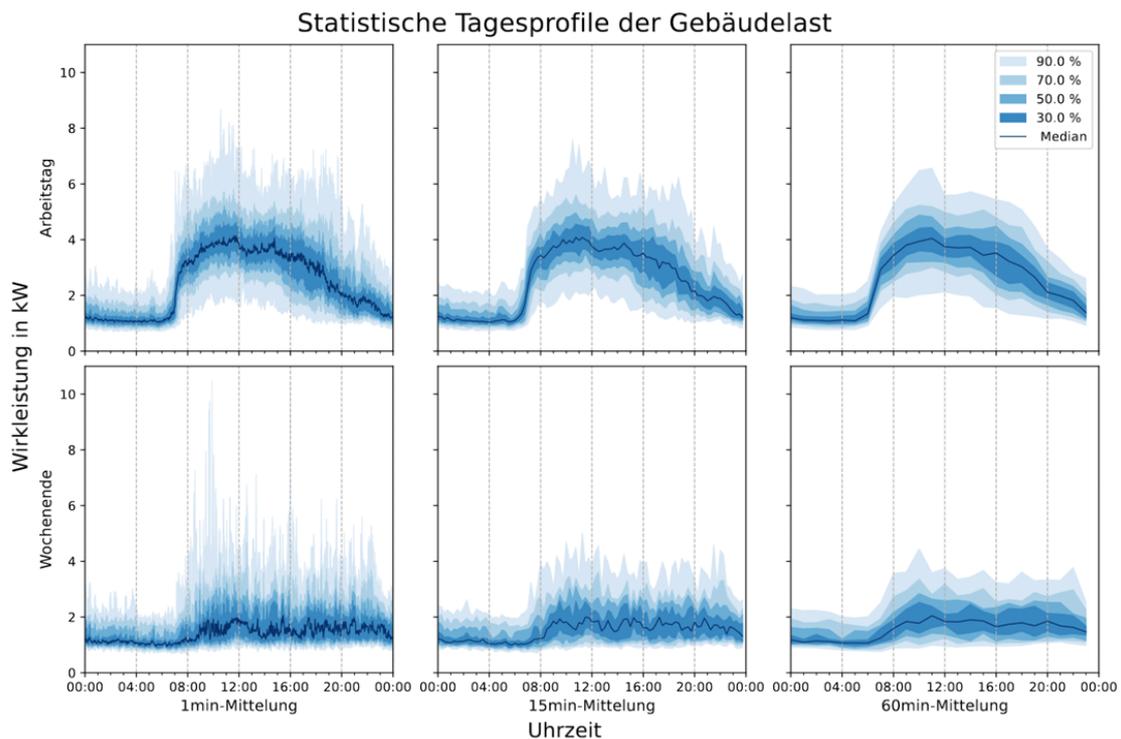


Abbildung 3.2: Statistische Tagesprofile der gemessenen Gebäudelast unterschieden in Arbeitstage und Wochenendtage sowie in einminütige, 15-minütige und stündliche Mittelung [8]

Haushalte und G0 für Gewerbe aus [14] verglichen.

Dazu werden die einzelnen Tagesprofile auf den Energieverbrauch des Gebäudes über den Messzeitraum bezogen, indem zunächst durch Integration der Zeitreihen die Energiemengen für die SLP (E_{G0} und E_{H0}) und die gemessene Gebäudelast E_{HH} ermittelt werden (vgl. 3.1 bis 3.3).

$$E_{G0} = \int_{t=1}^N P_{G0}(t) dt \quad (3.1)$$

$$E_{H0} = \int_{t=1}^N P_{H0}(t) dt \quad (3.2)$$

$$E_{HH} = \int_{t=1}^N P_{HH}(t) dt \quad (3.3)$$

Anschließend werden die Lastprofile mit dem Quotient aus dem gemessenen Energieverbrauch E_{HH} und dem der SLP multipliziert, sodass die

modifizierten Profile $P_{G0,mod}$ und $P_{H0,mod}$ entstehen.

$$P_{G0,mod}(t) = \frac{E_{HH}}{E_{G0}} \cdot P_{G0}(t) \quad t \in [1, N] \quad (3.4)$$

$$P_{H0,mod}(t) = \frac{E_{HH}}{E_{H0}} \cdot P_{H0}(t) \quad t \in [1, N] \quad (3.5)$$

Da in dem Gebäude sowohl Gewerbelasten als auch Haushaltslasten vorkommen, werden aus den zwei SLP H0 und G0 ein individuelles kombiniertes Lastprofil erstellt. Dazu werden das H0- und G0-Profil über den Vorfaktor a gewichtet und aufsummiert. Über eine empirische Untersuchung wird der Faktor $a = 0,75$ bestimmt, sodass das kombinierte SLP die geringste Abweichung zur statistischen Auswertung der gemessenen Tagesverläufe aufweist.

$$P_{G0H0,mod}(t) = a \cdot P_{G0,mod}(t) + (1 - a) \cdot P_{H0,mod}(t) \quad t \in [1, N] \quad (3.6)$$

Die Profile $P_{G0,mod}$, $P_{H0,mod}$ und $P_{G0H0,mod}$ sind in Abbildung 3.3 dargestellt. Zusätzlich ist der Median der mittleren gemessenen Gebäudelast für 15-Minuten-Werte abgebildet. Für Werkzeuge entspricht das G0 Profil dem gemessenen Tagesprofil des Gebäudes (schwarz), während das H0 Profil (gelb) sehr deutlich davon abweicht. Das kombinierte SLP kann den echten Lastgang an Sonntagen gut abbilden, während der Lastgang an Samstagen speziell in der Mittagszeit durch kein Profil gut abgebildet wird.

3.1.3 Lastverhalten der Ladeinfrastruktur

Das gemessene Ladeverhalten an der LIS ermöglicht zeitliche und energetische Bedarfe beim Laden auszuwerten. Darauf aufbauend können Erkenntnisse über die Flexibilität von Ladevorgängen abgeleitet werden. Innerhalb des Messzeitraums am Reallabor kam es nur einmalig zum aktiven Begrenzen eines Ladevorgangs durch das dynamische LMS aufgrund der Anschlusskapazität. Daher können die vermessenen Ladevorgänge

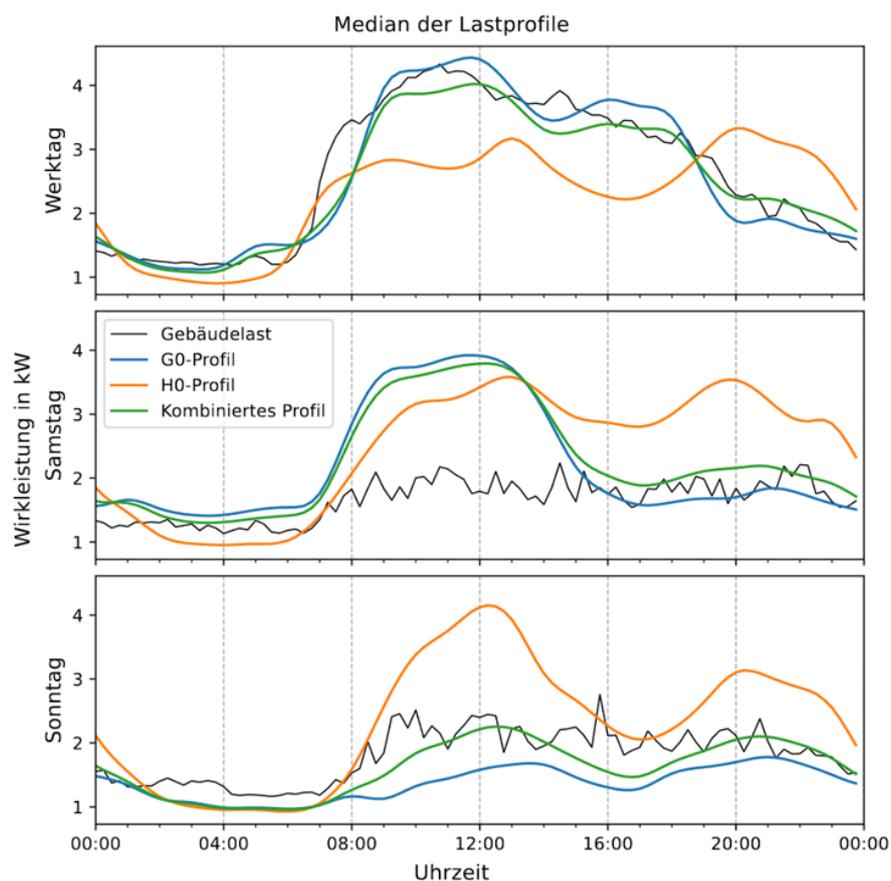


Abbildung 3.3: Gegenüberstellung der SLP G0 und H0, dem kombinierten SLP und dem Tageslastprofil des Gebäudes gemittelt auf 15-Minuten-Werte [8]

prinzipiell als ungesteuert angenommen werden.

Die gemessenen Leistungen an den LP sind abhängig von den jeweiligen Ladezuständen. Eine Ladeleistung größer als 0 W ist nur möglich, wenn ein EV angeschlossen ist und dabei ein Ladebedarf besteht. In diesem Abschnitt werden erst die Ladeleistungen und -energien ausgewertet. Im Anschluss werden die Ladezustände ausgewertet. Zuletzt wird durch die Kombination beider Datensätze die relative Ladedauer bestimmt.

Ladeleistung

Eine Ladeleistung kann nur abgerufen werden, wenn das angeschlossene EV sich im Zustand Laden befindet. Die maximale Ladeleistung ist durch

die LIS auf 11 kW beschränkt. Weitere Limitationen dieser Leistungen können sich fahrzeugseitig ergeben. Beispielsweise wird am Ende des Ladevorgangs der Ladestrom reduziert, um die maximale Batteriespannung nicht zu überschreiten. Weitergehend verwenden die EV teilweise aufgrund von verschiedenen technischen Gründen nur eine oder zwei Phasen zum Laden, sodass sich eine maximale Ladeleistung von $\frac{1}{3} \cdot 11 \text{ kW} = 3,6 \text{ kW}$ oder $\frac{2}{3} \cdot 11 \text{ kW} = 7,2 \text{ kW}$ ergibt.

Die prozentuale Ladeleistungsverteilung ist von allen LP in Abbildung 3.4 dargestellt. Ausgehend von der maximal gemessenen Ladeleistung von 11,5 kW werden 20 Abschnitte definiert. Über den Messzeitraum liegt die gemessene Ladeleistung an allen LP mehrheitlich bei 0 W. Am Wochenende liegt dieser Anteil bei 99 %. An Arbeitstagen wurde in 98,4 % der Zeit keine Leistung an den LP abgerufen. Dementsprechend wurde in 1,6 % der Zeit ein EV geladen. Dabei wurde zu einem Anteil von 0,95 % am häufigsten mit einer Leistung größer als 11 kW geladen. Mit einem Anteil von 0,23 % liegt die Ladeleistung zwischen 6,8 kW und 7,4 kW. Diese Ladeleistung lässt auf zweiphasiges Laden schließen. Eine Ladeleistung von 3,6 kW, die auf einphasiges Laden schließen lassen würde, wurde nur in 2 % der Zeit gemessen.

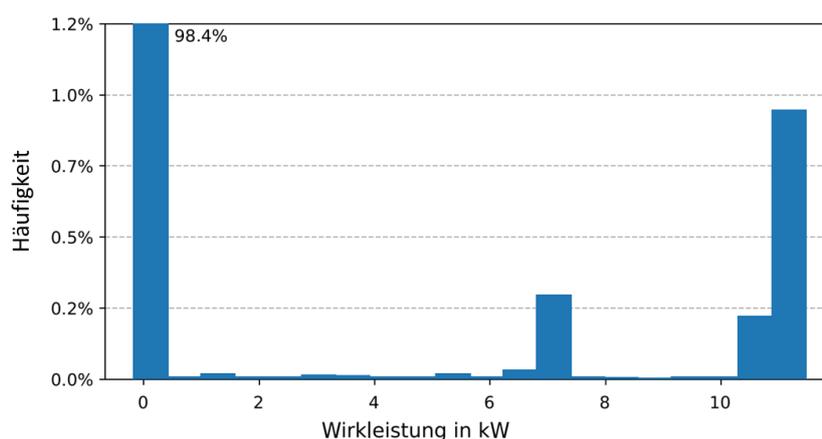


Abbildung 3.4: Prozentuale Verteilung der Ladeleistungen für alle Ladepunkte [8]

Ladeenergie

Die Häufigkeitsverteilung der geladenen Energie E_c pro Ladevorgang ist in Abbildung 3.5 dargestellt. Bei 24 % der Ladevorgänge werden geringe Energiemengen kleiner als 5 kWh nachgeladen. Für Energiemengen zwischen 5 kWh und 30 kWh ist die Häufigkeit mit ca. 5 % gleichbleibend. Ladeenergien über 30 kWh werden bei 23 % der Ladevorgänge benötigt.

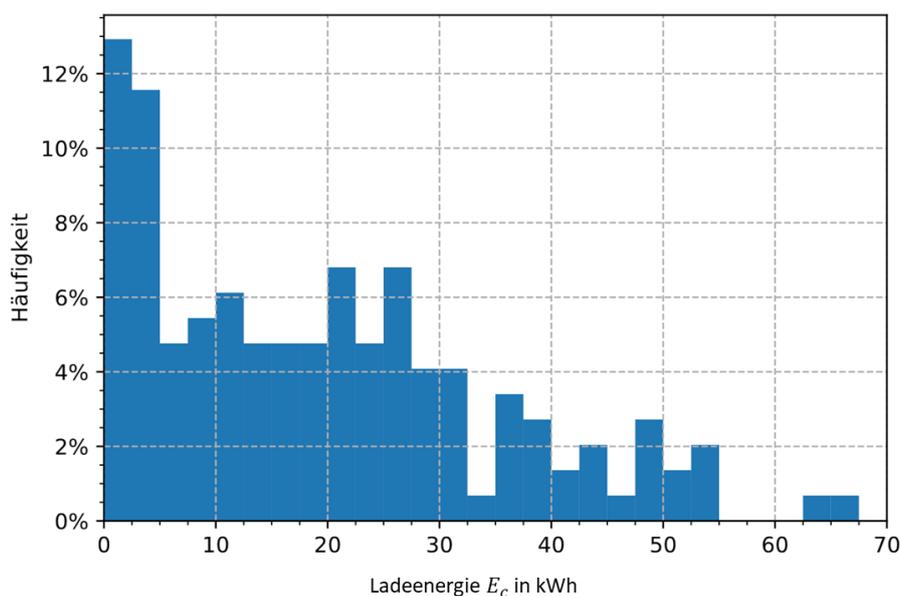


Abbildung 3.5: Häufigkeitsverteilungen der Ladeenergie E_c [8]

Zustandsdaten

In Abbildung 3.6 ist die prozentuale Verteilung der Zustände aller LP über den Messzeitraum dargestellt. Der Zustand 'LP frei' kommt am häufigsten mit 83,6 % vor. Der Zustand 'EV laden' kommt mit der Häufigkeit von 1,9 % ähnlich oft vor, wie der Zeitanteil, zu der die gemessene Ladeleistung nicht bei 0 W liegt (vgl. Abbildung 3.4). Die Abweichung kann über einen verzögerten Ladebeginn von EV begründet werden, sodass die LIS den

Zustand 'EV laden' feststellt, die Ladeleistung aber 0 W ist. Der Zustand 'EV angesteckt' tritt mit über 14,5 % häufiger auf, als 'EV laden'. Unter der Berücksichtigung, dass beim Laden das EV ebenfalls angesteckt ist, liegt die Häufigkeit über alle LP, dass an einem LP ein EV angeschlossen ist, bei 16,4 %. Damit sind die EV durchschnittlich über 8,6 Mal länger an einem LP angesteckt als der Ladevorgang dauert.

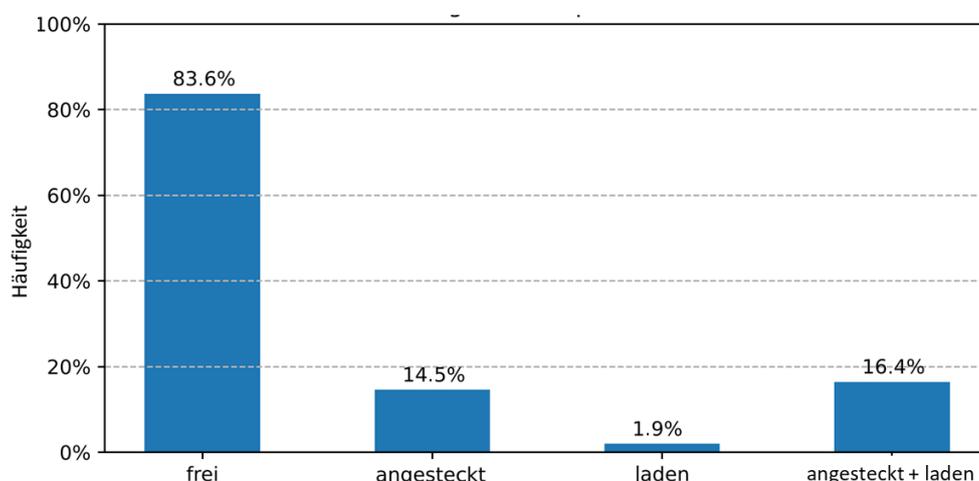


Abbildung 3.6: Häufigkeitsverteilung der Ladepunktzustände 'LP frei', 'EV angesteckt' und 'EV lädt' [8]

Für eine Auswertung der Zustände für die LIS werden die zeitlichen Verläufe der einzelnen LP aggregiert. In Abbildung 3.7 sind Häufigkeiten für die Anzahl der Zustände 'EV angesteckt' und 'EV lädt' als Tagesprofil dargestellt. Auf der linken Seite ist die Häufigkeit des Zustands 'EV angesteckt' dargestellt. Dieser ist über den Tag hinweg relativ konstant. Mit der höchsten Wahrscheinlichkeit von 50 % ist an der LIS ein EV angesteckt. Gleichzeitig ist erkennbar, dass es über große Teile des Tages wahrscheinlicher ist, dass zwei EV angesteckt sind als kein EV.

Auf der rechten Seite sind die Häufigkeiten des Zustands 'EV lädt' dargestellt. Im Gegensatz zu den Profilen des Zustands 'EV angesteckt', ist ein deutliches Tagesprofil zu erkennen. Die Wahrscheinlichkeit, dass kein EV lädt, liegt in der Nacht bei ca. 94 % und fällt im Verlaufe des frühen

Vormittags auf den niedrigsten Wert von 70 % um 9 Uhr. Die Wahrscheinlichkeitsverläufe für das Laden von einem oder zwei EV steigen im gleichen Zeitraum auf 25 % bzw. 5 % an. EV werden demnach morgens bei der Ankunft am Arbeitsplatz geladen. Die Ursache für die in beiden Abbildungen auftretenden Schwankungen um 21:30 Uhr konnte nicht identifiziert werden.

Die Auswertung des Zustands-Datensatzes zeigt, dass für die einzelnen Ladevorgänge mit dem mittleren Faktor von 8,6 ein hohes Potential gibt, den Ladevorgang flexibel zu gestalten. Auf dieses Potential kann über den gesamten Tag zugegriffen werden, da sich die Anzahl der angesteckten EV über den Tagesverlauf nicht signifikant ändert.

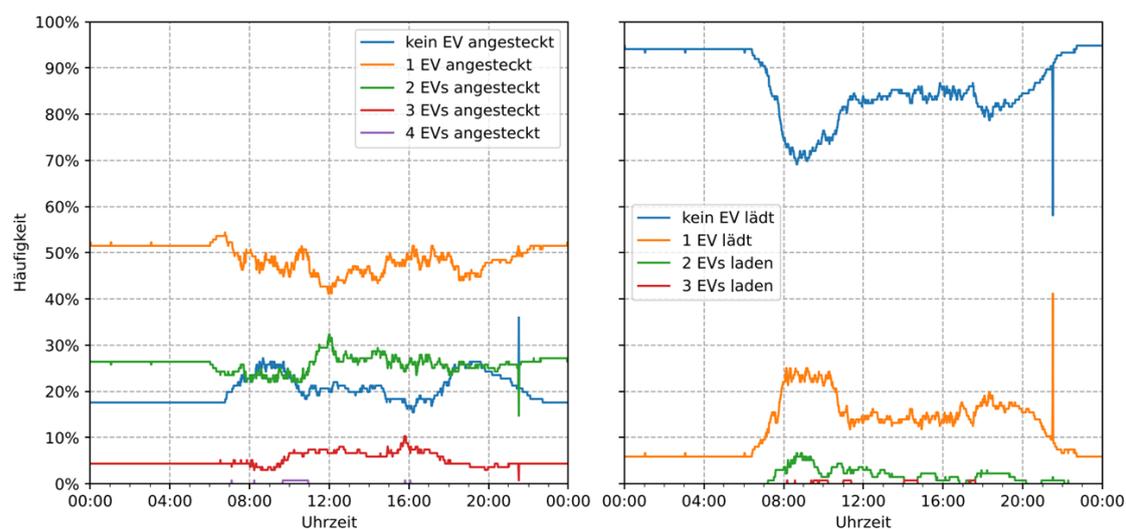


Abbildung 3.7: Darstellung der Häufigkeiten der Anzahl an Zustände 'EV angesteckt' und 'EV lädt' als Tagesprofil [8]

Datenextraktion

Durch Überlagerung der Zustandsdaten und der Leistungsdaten können weitere Parameter des Nutzungsverhaltens abgeleitet werden. Aus den Zustandsdaten können präzise die Zeitpunkte entnommen werden, zu

denen ein EV angesteckt und ausgesteckt wird, sowie die Zeiträume, zu denen die LIS von einem Ladevorgang ausgeht. Aus den Leistungsdaten ergeben sich die geladenen Energiemengen und die tatsächliche Zeitdauer des Ladevorgangs. Die statistische Analyse der abgeleiteten Kenngrößen kann als Grundlage für ein intelligentes LMS genutzt werden.

Die extrahierten Parameter sind:

- Zum **Ansteck-Zeitpunkt** T_{bp} (engl. begin plug) wird das EV an den LP angesteckt. Der Parameter wird aus den Zustandsdaten jedes Datenpunkts abgeleitet.
- Der **Aussteck-Zeitpunkt** T_{ep} (engl. end plug) beschreibt den Zeitpunkt, zu dem das EV wieder ausgesteckt wird und damit der Ladevorgang beendet wird. Der Parameter wird ebenfalls aus den Zustandsdaten jedes Datenpunkts abgeleitet.
- Die **Ansteck-Dauer** dT_p entspricht der zeitlichen Differenz des An- und Aussteck-Zeitpunktes.

$$dT_p = T_{ep} - T_{bp} \quad (3.7)$$

- Die **effektive Lade-Dauer** dT_{ceff} quantifiziert, welche Zeit der Ladevorgang tatsächlich benötigt hat. Die effektive Ladedauer berücksichtigt nur Zeitabschnitte während eines Ladevorgangs, zu denen die Ladeleistung über 200 W liegt. Dadurch werden Ladephasen bei zwischenzeitlichen Einbrüchen der Ladeleistung nicht zur effektiven Ladedauer dazugezählt.
- Die **relative Lade-Dauer** dT_{cref} beschreibt den zeitlichen Anteil des Ladens während das EV angesteckt ist.

$$dT_{cref} = \frac{T_{ceff}}{T_p} \quad (3.8)$$

- Die **Ladeenergie** E_c entspricht der Energiemenge, welche während eines Ladevorgangs durch ein EV geladen wird. Dazu wird die gemessene Ladeleistung über die Ladezeit integriert.

Tabelle 3.1: Minimal-, Mittel- und Maximalwerte der Ladeparameter

| | dT_p h:min | dT_{ceff} h:min | dT_{crel} | E_c kWh | P_{avg} kW |
|------|-----------------|----------------------|-------------|--------------|-----------------|
| Max | 214:49 | 6:27 | 1,00 | 66,72 | 11,09 |
| Mean | 26:17 | 1:59 | 0,31 | 14,40 | 9,19 |
| Min | 0:05 | 0:03 | 0,001 | 0,23 | 2,81 |

Die beschriebenen Parameter werden für den gesamten Datensatz statistisch ausgewertet und zusammengefasst. Dabei ergeben sich Kenngrößen nach Tabelle 3.1. In den folgenden Absätzen werden die Ergebnisse für die einzelnen Parameter weiter diskutiert.

Bei der Betrachtung wird auch die Abhängigkeit der Ladeparameter von der Tageszeit und den Wochentagen berücksichtigt. Ein Tag wird dazu in fünf Tageszeiträume aufgeteilt:

- Nacht (23 - 6 Uhr)
- Vormittag (6 - 11 Uhr)
- Mittag (11 - 14 Uhr)
- Nachmittag (14 - 18 Uhr)
- Abend (18 - 23 Uhr)

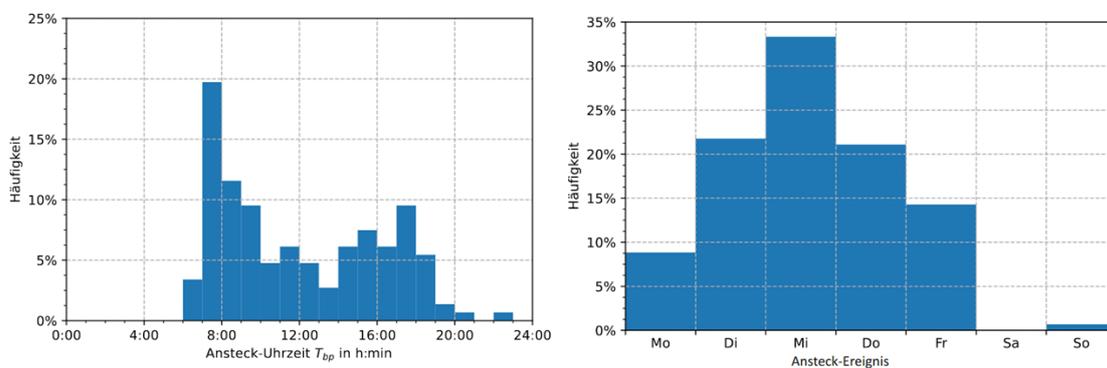
Ansteck-Zeitpunkt

Zunächst wird betrachtet, zu welcher Tageszeit und an welchem Wochentag ein EV an die LIS angesteckt wurde. In Abbildung 3.8 sind dazu zwei Häufigkeitsverteilungen des Ansteck-Zeitpunktes T_{bp} dargestellt.

Auf der linken Seite zeigt das Histogramm 3.8a die Verteilung in Stundenintervallen über einen Tag. Es ist darin deutlich eine Häufung der Ansteck-Zeitpunkte am frühen Vormittag zwischen 7 und 10 Uhr zu erkennen. Die meisten EV (knapp 20 %) werden zwischen 7 und 8 Uhr angesteckt und bis 10 Uhr sind knapp 45 % der EV angesteckt. Über den Mittag und Nachmittag bis 19 Uhr ist kein eindeutiger Verlauf erkennbar. Die Wahrscheinlichkeit

pendelt um 5 %. Nach 19 Uhr wird nur noch vereinzelt und zwischen 23 und 6 Uhr gar nicht mehr angesteckt.

Auf der rechten Seite wird in Abbildung 3.8b die Häufigkeit der Ansteck-Ereignisse für Wochentage dargestellt. Die Häufigkeit der Ansteck-Ereignisse nimmt mit dem Verlauf der Woche zunächst von 9 % auf etwa 33 % am Mittwoch zu und fällt anschließend zum Ende der Arbeitswoche wieder auf ca. 14 % ab. Am Wochenende wurde quasi kein EV angesteckt.



(a) aufgeschlüsselt auf die Tageszeiträume

(b) aufgeschlüsselt auf Wochentage

Abbildung 3.8: Häufigkeitsverteilungen des Ansteck-Zeitpunktes T_{bp} [8]

Ansteck-Dauer

Als nächster Schritt wird nun betrachtet, wie lange die EV angesteckt waren. Dazu wird in Abbildung 3.9 die Häufigkeitsverteilung der Ansteck-Dauern dT_p aufgeschlüsselt nach dem Tageszeitraum zum Ansteck-Zeitpunkt T_{bp} abgebildet.

Die linke Darstellung 3.9a zeigt alle Ladevorgänge inklusive eines Ausreißers bei 216 h in Vierstunden-Intervalle. Es ist gut zu erkennen, dass kleine Ansteck-Dauern bis 12 h mit einem Anteil von ca. 60 % am häufigsten vorkommen. Die kumulierte Wahrscheinlichkeit, dass ein EV maximal 24 h ansteckt ist, liegt bei knapp 80 %. Abgesehen von dem Ausreißer vertei-

len sich die größeren Ansteck-Dauern relativ homogen auf den restlichen Bereich bis 168 h (7 Tage).

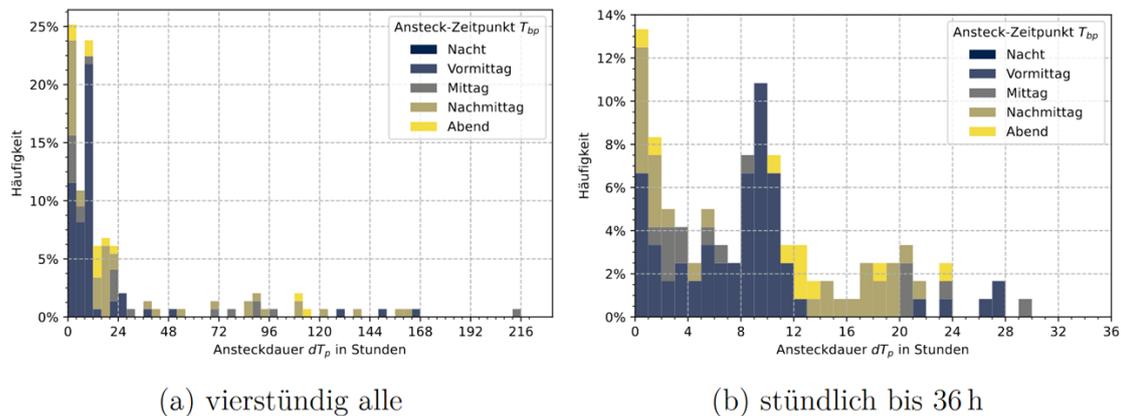


Abbildung 3.9: Häufigkeitsverteilungen der Ansteck-Dauer dT_p aufgeschlüsselt auf den Tageszeitraum zum Ansteck-Zeitpunkt T_{bp} [8]

Auf der rechten Seite ist die Häufigkeitsverteilung der Ansteck-Dauer bis 36 h in Stundenauflösung dargestellt. Es sind darin mehrere Peaks erkennbar. Der höchste liegt mit über 13 % im Intervall der kürzesten Ansteck-Dauer von 0 h bis 1 h. Ein zweiter Peak ist im Zeitdauerbereich zwischen 8 h und 11 h zu erkennen. Dessen Anteil unter aller Ladevorgängen beträgt über 25 %. Im Bereich zwischen 17 h und 22 h ist eine weitere, aber im Vergleich etwas weniger stark ausgeprägte Konzentration der Ansteck-Dauer-Häufigkeit sichtbar.

Die farbige Aufschlüsselung zeigt, dass die Ansteck-Dauer dT_p deutlich vom Tageszeitraum des Ansteck-Zeitpunkt T_{bp} abhängt. Für die Häufigkeitsverteilungen der einzelnen Tagesräume sind jeweils Ansteck-Dauer-Bereiche vorhanden, in denen keine Ladevorgänge liegen. Beim Anstecken eines EV am Vormittag zeigt sich eine Lücke in der Ansteck-Dauer dT_p zwischen 13 h und 21 h. Beim Anstecken am Nachmittag finden keine Aussteckvorgänge für Ansteck-Dauern von $6 \text{ h} < dT_p < 13 \text{ h}$ statt. Da der Ansteck-Zeitpunkt und die Ansteck-Dauer über den Aussteck-Zeitpunkt

zusammenhängen, wird daraus geschlossen, dass nachts nicht oder nur sehr selten ein EV ausgesteckt wurde.

Aussteck-Zeitpunkt

Nach der Untersuchung der Ansteck-Dauer, welche schon erste Schlüsse über den Aussteck-Zeitpunkt ermöglichte, wird nun eben diese betrachtet. In Abbildung 3.10 sind dazu die Häufigkeitsverteilungen des Aussteck-Zeitpunktes T_{ep} dargestellt.

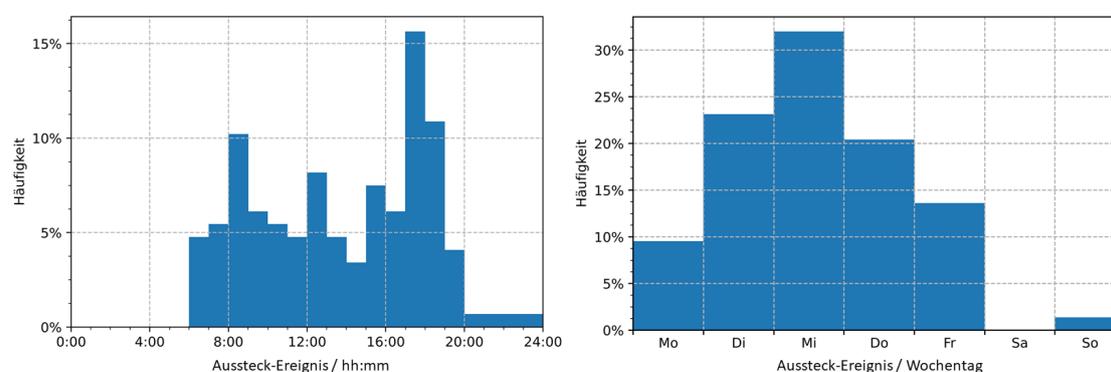


Abbildung 3.10: Häufigkeitsverteilungen des Aussteck-Zeitpunktes T_{ep} [8]

Auf der linken Seite ist in Abbildung 3.10 dabei die Verteilung über einen Tag in Stundenintervallen aufgeschlüsselt. Die absolute Häufigkeit über alle Tageszeiträume entspricht in der Verteilungsform etwa der zeitlich gespiegelten Verteilung der Ansteck-Zeitpunkte aus Abbildung 3.8a. Mit zwei Ausnahmen über den Vormittag und Mittag (6 - 14 Uhr) liegt die Wahrscheinlichkeit in diesem Bereich für jedes Stundenintervall bei ca. 5%. Im Zeitbereich zwischen 17 und 19 Uhr liegt die Wahrscheinlichkeit für das Abstecken mit über 15% und 10% am höchsten.

Ein Großteil der EV, welche zwischen 16 und 19 Uhr ausgesteckt wurden, sind am Vormittag angesteckt und damit über den Tag geladen worden. Die Mehrheit der am Vormittag ausgesteckten EV, wurde am Mittag, Nachmittag

oder Abend erst eingesteckt. Bei diesen Ladevorgängen waren die EV damit zumindest über eine Nacht angesteckt.

Über alle Tage zum Ansteck-Zeitpunkt hinweg zeigt sich, dass die Aussteck-Häufigkeiten sehr ähnlich über die Woche verteilt sind, wie die Ansteck-Häufigkeiten in Abbildung 3.8b.

Relative Ladezeit

Wie in der Abbildung 3.11 zu sehen ist, liegt das Verhältnis zwischen der Ansteck-Dauer dT_p und der effektiven Ladedauer dT_{ceff} bei 25 % der Ladevorgänge unter 0,05. Somit sind diese EV 20 Mal länger angesteckt als die Zeit, die effektiv zum Laden benötigt wird. Bei über 60 % der Ladevorgänge ist die Ansteck-Zeit dT_p noch immerhin drei Mal länger als die effektive Ladedauer dT_{ceff} . Die Häufigkeit der relativen Ladedauer nimmt für steigende Werte zunächst immer weiter ab. Ab einem Verhältnis von 0,75 nehmen die Ladevorgänge wieder zu. Über 10 % der Ladevorgänge nutzen die Ansteck-Zeit zu mindestens 90 % zum Laden aus.

Damit ist gezeigt, dass die EV über weite Teile als Flexibilität zur Verfügung stehen.

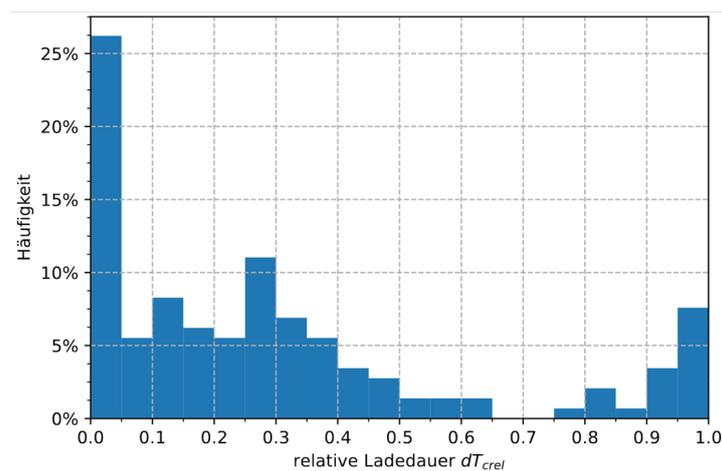


Abbildung 3.11: Häufigkeitsverteilungen der relativen Ladedauer dT_{crel} [8]

3.2 Simulative Nachbildung eines Lademanagementsystems

3.2.1 Methodik

Für die simulativen Untersuchungen eines LMS werden die verschiedenen Betriebsmittel und im Speziellen die Bewegungsprofile und Ladevorgänge der EV nach Abschnitt 2.1.3 modelliert, sodass Untersuchungen für den Zeitraum eines ganzen Jahres möglich sind.

Grundsätzlich führt ein Lademanagement Optimierungen der Ladevorgänge unter Berücksichtigung von Zielfunktionen und Randbedingungen durch. Dabei ergeben sich für verschiedene Akteure verschiedene Optimierungsziele. Im Rahmen des Projekts wurden Lademanagementfunktionen aus Kundensicht und Lademanagementfunktionen aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers entwickelt. Dabei dient das gesteuerte Laden von EV zur Reduktion von Kosten und zur Optimierung der Netzsituation.

Für jedes Optimierungsszenario sind für alle Eingangsgrößen deterministische Profile für den gesamten betrachteten Zeitraum gegeben, sodass sich insgesamt ein Offline-Problem mit einem vollständigen Wissen über alle Netzzustände und Bewegungsmuster der EV ergibt. Eine Optimierung wird mit den Werten für ein Zeitfenster von 24 h durchgeführt. Die Optimierung wird dann alle 6 Stunden wiederholt. Mit der Festsetzung dieser beiden Werte wird ein Kompromiss aus Rechenaufwand und der Genauigkeit der Lösung gewählt. Prinzipiell ermöglichen die gewählten Zeitkonstanten die Optimierung auch auf schwachen Prozessoren in Echtzeit auszuführen.

Unabhängig von der Zielfunktion der Optimierung müssen bestimmte Randbedingungen berücksichtigt werden:

- Ladezustand SOC:
Der SOC eines EV ist per Definition auf einen Wertebereich beschränkt:

$$\text{SOC} = [0, \dots, 100] \% \quad (3.9)$$

- Ladeleistung P_C :
Die Ladeleistung ist bei den Untersuchungen auf bidirektionales Normalladen beschränkt

$$P_C = [-11, \dots, 11] \text{ kW} \quad (3.10)$$

Weitergehend wird der Wirkungsgrad unter Berücksichtigung von Messungen im SCE [12] und Angaben aus [38] durch die Funktionen in Gleichung 3.11 und 3.12 approximiert (Abbildung 3.12).

$$\eta_{Lade} = 0.9284 - \frac{0,0435}{P_C + 0,05}, \text{ für } P_C > 0 \text{ W} \quad (3.11)$$

$$\eta_{Entlade} = \frac{1}{1,0679 - \frac{0,0642}{P_C - 0,05}}, \text{ für } P_C < 0 \text{ W} \quad (3.12)$$

Über das Bewegungsprofil eines EV kann das Ladeverhalten bestimmt werden, indem der Energiegehalt der Fahrzeugbatterie nur während verfügbaren Zeiträumen an einer LIS mit einer bestimmten Leistung erhöht werden kann. Die Änderung des relativen Energiegehalts der Fahrzeugbatterie, also des SOC, kann mit dem Zusammenhang in Gleichung 3.13 durch die entsprechende Leistung P_{EV} von einem zum nächsten Zeitschritt beschrieben werden. Die Berechnungen erfolgen mit diskreten 15-Minuten-Mittelwerten, sodass die Zeitdifferenz $\Delta t = 15 \text{ min}$ beträgt. Um den Energiegehalt $E_{EV} = P_{EV} \cdot \Delta t$ bei der Erhöhung des SOC ebenfalls als relativen Wert anzugeben, muss diese auf die zugehörige Kapazität C_{Bat} des EV bezogen werden.

$$SOC(t_{i+1}) = SOC(t_i) + \frac{P_{EV}(t_i) \cdot \Delta t}{C_{Bat}} \quad (3.13)$$

Hierbei wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die Änderung des SOC in einem linearen Verhältnis zur Leistung P_{EV} steht und dass die Leistung ohne Verluste in den Energieinhalt der Batterie übergeht.

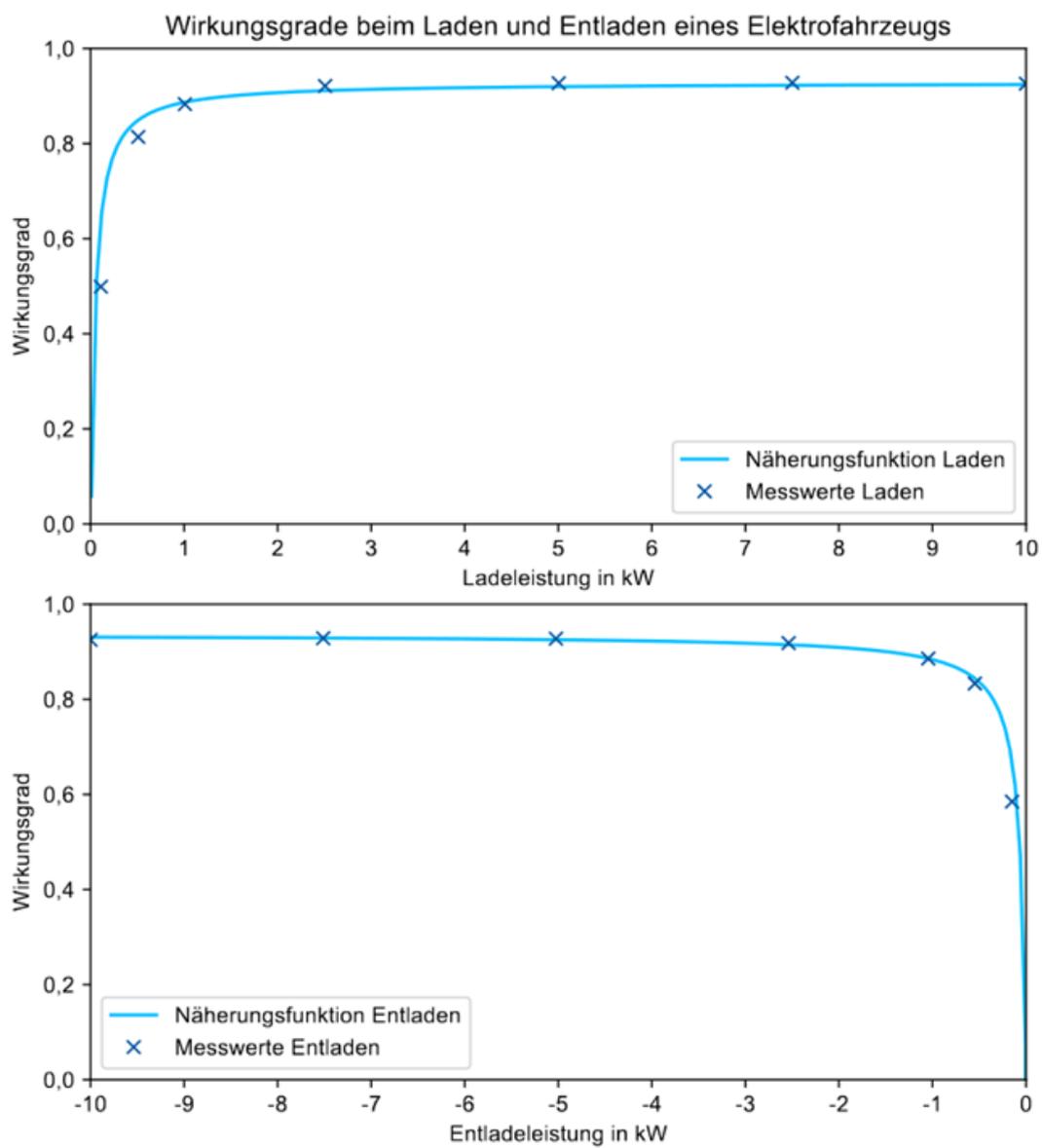


Abbildung 3.12: Messwerte und Näherungsfunktion des Wirkungsgrads für Lade- und Entladevorgänge bei AC-Leistungen von ± 10 kW [12]

3.2.2 Lademanagement aus Kundensicht

Für ein Lademanagement aus Kundensicht werden zwei Use-Cases untersucht. In Kombination mit einer PV-Anlage ist eine Eigenverbrauchsoptimierung mit dem Ziel einer Kostenoptimierung möglich. Dazu kann das EV in Zeiträumen ohne überschüssiger PV-Leistung entladen werden, um den Verbrauch eines Haushalts zu decken. Gleichzeitig wird das EV in Zeiträumen mit einer hohen Sonneneinstrahlung geladen. Dieses Prinzip ist in Abbildung 3.13 verdeutlicht. In Abhängigkeit des Mobilitätsverhaltens kann das Verfahren limitiert sein.

Im zweiten Use-Case werden Schnellladevorgänge mit einer Ladeleistung über der verfügbaren Kapazität am NVP untersucht. Dabei werden die Vorteile von einem LMS aufgezeigt, die das Schnellladen erst ermöglichen.

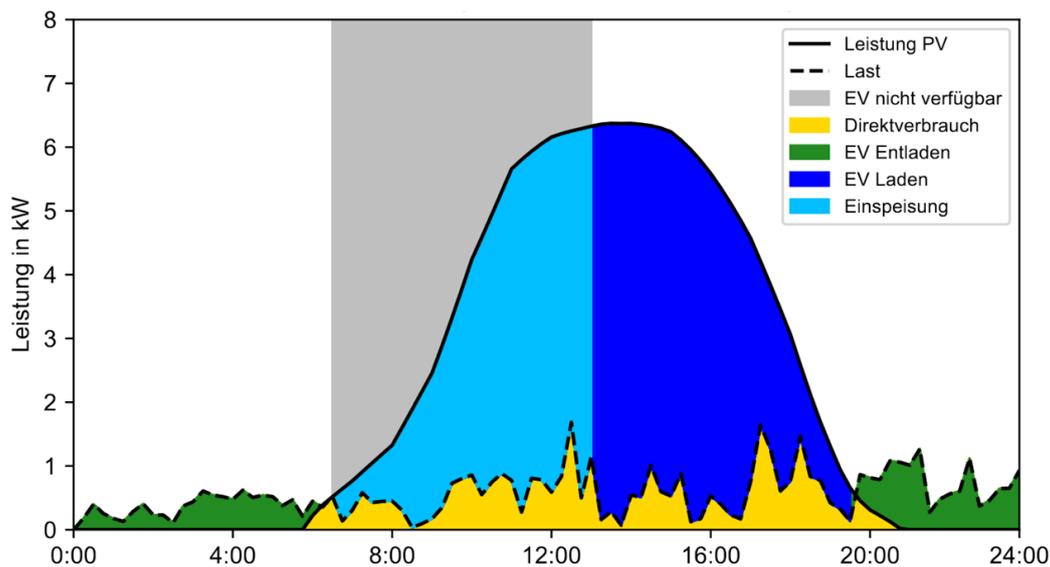


Abbildung 3.13: Exemplarische Darstellung Eigenverbrauchsoptimierung mit bidirektional ladefähigem Elektrofahrzeug [12]

Privathaushalt

Im Jahr 2011 lag die Einspeisevergütung für PV-Anlagen in Deutschland erstmals unter dem Endkundenpreis für Strom für private Haushalte [39]. Dieser Trend hat sich seitdem fortgesetzt, sodass die Einspeisevergütung heute deutlich unter dem Strompreis liegt. Aktuell beträgt die feste Einspeisevergütung 13 ct/kWh (Stand Dezember 2022) [40], der durchschnittliche Strompreis hingegen beträgt 40,07 ct/kWh [41]. Infolge der sinkenden Einspeisevergütung für PV-Strom und der steigenden Preise für den Strombezug aus dem Netz bietet der Eigenverbrauch immer größere Potentiale für eine Reduktion der Stromkosten.

Bei dem ersten Use-Case wird die Verwendung eines EV als Energiespeicher für ein Einfamilienhaus mit PV-Anlage analysiert. Dabei kann die Flexibilität, die durch ein bidirektionales Laden des EV entsteht, genutzt werden, um den Eigenverbrauch des durch die PV-Anlage erzeugten Stroms zu erhöhen und somit die Stromkosten des Haushalts zu minimieren.

Mithilfe eines intelligenten LMS wird die Ladeleistung des EV so gesteuert, dass ein möglichst hoher Eigenverbrauch des erzeugten Stroms der PV-Anlage erreicht wird. Dabei ermöglicht das bidirektionale Laden auch eine Rückspeisung der in der Batterie des EV gespeicherten Energie, um damit den Verbrauch der restlichen Verbraucher im Haushalt teilweise oder komplett zu decken. Dadurch verlagert sich überschüssige Energie der PV-Anlage zur Mittagszeit zu Zeitpunkten mit einer geringeren oder fehlenden Erzeugung der PV-Anlage. Das LMS arbeitet dabei auf Basis von Prognosen für den Verbrauch des Haushalts, die Erzeugung der PV-Anlage und den Fahrplan des EV.

Das Potential zur Eigenverbrauchserhöhung durch ein bidirektional ladefähiges EV ist von verschiedenen Faktoren abhängig. Einer dieser Faktoren ist die Batteriekapazität des EV. Je mehr Energie im EV gespeichert werden kann, desto größer ist der Handlungsrahmen des LMS. Folglich ist auch ein höheres Potential für die Maximierung des Eigenverbrauchs zu erwarten. Ein weiterer wichtiger Einflussfaktor ist das Mobilitätsbedürfnis.

Je öfter und je länger das EV gefahren wird, desto weniger steht es für die Eigenverbrauchsoptimierung durch das Lademanagement zur Verfügung. Durch lange Strecken, die im Alltag zurückgelegt werden müssen, reduziert sich der für das Lademanagement nutzbare Bereich der Batterie. Die erwarteten Zusammenhänge werden simulativ bestätigt und quantifiziert.

Zuerst werden die Ladefahrpläne, die von den drei Lademanagement-Optionen generiert werden, verglichen, um ihre Arbeitsweise zu verdeutlichen. Dabei werden vor allem die Unterschiede und deren Einfluss auf die Eigenverbrauchsoptimierung erläutert. Abbildung 3.14 veranschaulicht die Ladefahrpläne entsprechend der drei Lademanagement-Optionen für einen beispielhaften Zeitraum von zwei Tagen im Sommer. Das Diagramm zeigt jeweils die zeitlichen Verläufe der Ladeleistung, der Leistung der PV-Anlage und der Leistung der Verbraucher. Für eine anschaulichere Darstellung ist die PV-Erzeugung positiv und Haushaltslast negativ aufgetragen. Die Zeiten und Längen der Fahrten, sowie die Ladezustände zu Beginn der Betrachtung, sind für alle drei EV gleich.

Ungesteuertes Laden: Die linke Spalte in Abbildung 3.14 visualisiert den Ladefahrplan des EV für ungesteuertes Laden (UL). Es ist zu erkennen, dass das EV mit maximaler Ladeleistung geladen wird, sobald es mit dem LP verbunden ist. Der Ladevorgang endet erst nach vollständiger Ladung des EV. Das UL ist charakterisiert durch hohe Leistungsspitzen und unabhängig von der PV-Erzeugung und der Haushaltslast. Das EV wird beim UL nur mit PV-Strom geladen, wenn die PV-Anlage zum Zeitpunkt der Verbindung des EV mit dem LP Strom erzeugt. Folglich ist der Eigenverbrauch, also die Schnittmenge der Kurven der Ladeleistung und der Leistung der PV-Anlage, gering. Allerdings bietet das UL den Fahrzeugbesitzer:innen die höchste Flexibilität für spontane Fahrten, da das EV schnellstmöglich vollständig geladen wird.

Optimiertes unidirektionales Laden: Beim optimierten unidirektionalen Laden (OUL) steuert das Lademanagement aktiv die Ladevorgänge des EV, um die Gesamtkosten zu minimieren, indem der Eigenverbrauch der PV-Erzeugung beim Ladevorgang maximiert wird. Es ist möglich das EV im betrachteten Zeitraum ausschließlich mit überschüssigem PV-Strom voll-

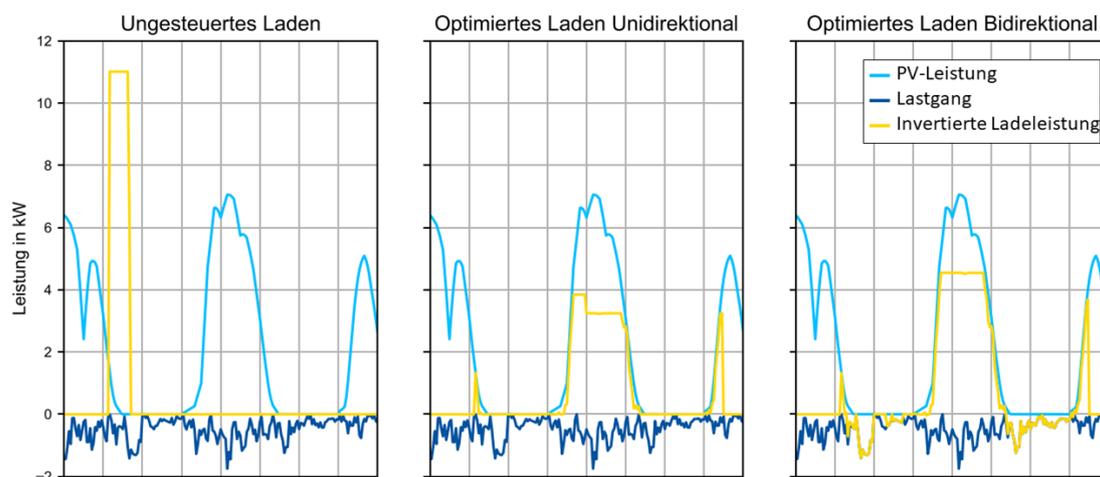


Abbildung 3.14: Vergleich von verschiedenen Ladestrategien: Ungesteuertes Laden, Optimiertes unidirektionales Laden und Optimiertes bidirektionales Laden. Die Ladeleistung des EV ist mit invertiertem Vorzeichen dargestellt (nach [12])

ständig zu laden (vgl. Abbildung 3.14, Mitte). Neben der Kostenersparnis werden dadurch auch Last- und Erzeugungsspitzen reduziert bzw. komplett verhindert. Ein Nachteil dieser Ladestrategie ist es, dass das EV im Vergleich zum UL verzögert geladen wird. Dadurch steht das EV erst später wieder für eventuelle uneingeplante Fahrten zur Verfügung. Eine genaue Planung der Fahrten seitens der Fahrzeughalter:innen ist folglich nötig, um Konflikte zwischen dem Lademanagement und dem Mobilitätsbedürfnis zu vermeiden.

Optimiertes bidirektionales Laden: Das optimierte bidirektionale Laden (OBL) ermöglicht es, Energie aus dem EV zurückzuspeisen, um die Haushaltslast zu versorgen. Dieses Vorgehen bietet einen Kostenvorteil, wenn die hierfür verwendete Energie zuvor von der PV-Anlage bezogen wurde bzw. zu einem späteren Zeitpunkt aus PV-Strom nachgeladen werden kann. Im betrachteten Zeitraum bezieht der Haushalt quasi auch nachts günstigeren PV-Strom. In Abbildung 3.14 ist zu erkennen, dass ein Teil des Verbrauchs in der ersten Nacht nicht durch Rückspeisung aus dem EV gedeckt ist und vom öffentlichen Stromnetz versorgt werden muss. Grund hierfür ist, dass der SOC des EV die untere Grenze von 10 % erreicht hat.

Das Lademanagement unterbindet anschließend eine weitere Entladung. Im Vergleich zum OUL ist der Eigenverbrauch des PV-Stroms beim OBL am zweiten Tag des Betrachtungszeitraums deutlich größer. Durch das Entladen in der vorigen Nacht ist der SOC zu Beginn des zweiten Tages niedriger, wodurch mehr PV-Strom im Tagesverlauf geladen werden kann, bevor das EV vollständig geladen ist. Dadurch steigt der Eigenverbrauch im Vergleich zum OUL.

Analyse des Eigenverbrauchs: Dieser Abschnitt diskutiert die Simulationsergebnisse hinsichtlich des Optimierungspotentials im Zeitrahmen von einem Jahr. Als Bewertungskriterium dient hierzu die Eigenverbrauchsquote.

Abbildung 3.15 gibt einen Überblick über die ermittelten Eigenverbrauchsquoten bei Verwendung der drei Lademanagement-Optionen in Abhängigkeit von der Batteriekapazität und der täglich zurückgelegten Fahrtstrecke. Auch Verluste beim Laden und Entladen des EV sind im Eigenverbrauch enthalten. Durch den Einsatz von OBL können für das betrachtete System aus Haushalt, PV-Anlage und EV Eigenverbrauchsquoten zwischen 33,9 % und 43,4 % erreicht werden. Der höchste Eigenverbrauch tritt bei weiten Fahrtstrecken und hoher Batteriekapazität auf. Die Simulationen zeigen, dass sowohl der Eigenverbrauch des Haushalts, als auch der Eigenverbrauch des EV mit steigender Batteriekapazität zunehmen. Das entspricht den Erwartungen, da in einer größeren Batterie an einem sonnigen Tag mehr Energie gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt verwendet werden kann. Mit zunehmender Länge der Fahrtstrecken steigt der Eigenverbrauchsanteil leicht, da der SOC des EV in der Regel niedriger ist und somit an Tagen, an denen die verfügbare PV-Leistung den Ladebedarf übersteigt, mehr Energie in die Batterie geladen werden kann.

In allen simulierten Varianten liefert OBL das beste Ergebnis. Bezogen auf den Eigenverbrauch bei UL steigt der Eigenverbrauch durch OBL um 63,2 % bis 103,1 %. Damit ist im besten betrachteten Fall eine Verdopplung des Eigenverbrauchs im Vergleich zum UL möglich. Das größte Optimierungspotential liegt bei einer geringen Fahrtstrecke und einer hohen Batteriekapazität. Im Vergleich zum UL besitzt das OBL sowohl beim

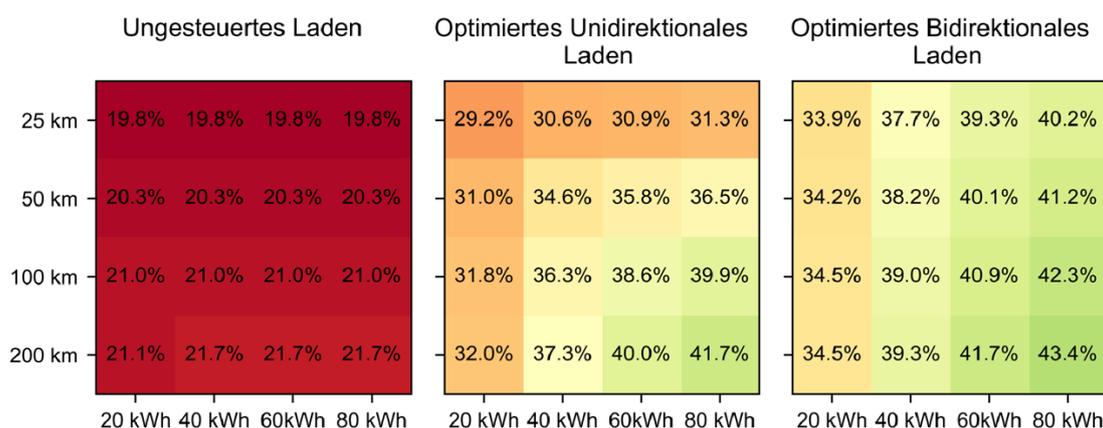


Abbildung 3.15: Erreichte Eigenverbrauchsquoten mit den drei Ladeverfahren bei verschiedenen Vorgaben für die Batteriekapazität und die täglich zurückgelegten Fahrtstrecken (nach [12])

Eigenverbrauch des Haushalts als auch beim Eigenverbrauch des EV signifikante Optimierungspotentiale. Die Ursache für dieses enorme Optimierungspotential ist überwiegend das suboptimale Vorgehen beim UL. Eine aussagekräftigere Analyse des Optimierungspotentials von bidirektionalem Laden gegenüber unidirektionalem Laden erlaubt der Vergleich von OBL und OUL. Das Optimierungspotential bezogen auf den Eigenverbrauch bei OUL fällt mit 4,0 % bis 28,6 % geringer aus, ist aber dennoch beachtlich. Zusätzlich ermöglicht das Entladen der Fahrzeugbatterie zur Versorgung des Haushalts, dass an Tagen, an denen die verfügbare PV-Leistung den Ladebedarf übersteigt, mehr Energie in die Batterie geladen werden kann. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass das Optimierungspotential von OBL gegenüber OUL bei längeren Fahrtstrecken abnimmt. Bei häufiger Nutzung und langen Fahrten benötigt das EV viel Energie. Folglich kann das EV einen größeren Anteil des geladenen PV-Stroms zeitnah verwenden, wodurch überschüssiger PV-Strom, der aufgrund einer bereits vollen Batterie nicht vom EV geladen werden kann, minimiert wird. Je größer der Anteil des verfügbaren PV-Stroms ist, den das EV selbst verbrauchen kann, desto geringer ist das Potential für eine weitere Optimierung durch bidirektionales Laden.

Eine höhere Batteriekapazität steigert das Optimierungspotential von OBL

gegenüber OUL. Dies gilt insbesondere bei kurzen täglichen Wegstrecken, da das EV bei OUL in diesen Fällen den geladenen PV-Strom nicht schnell genug verbrauchen kann. Es kommt hinzu, dass kein weiterer PV-Strom geladen werden kann, da die Batterie bereits vollständig geladen ist. Das EV mit OBL hingegen kann Energie in das System zurückspeisen. Dadurch kommt es seltener dazu, dass aufgrund einer vollständig geladenen Batterie kein PV-Strom geladen werden kann.

Fazit

Die intelligente Steuerung der Ladevorgänge eines EV führt zu einer substantiellen Optimierung des Eigenverbrauchs und der Energiekosten. Das OBL besitzt dabei ein größeres Optimierungspotential als das OUL, insbesondere bei kurzen täglichen Fahrtstrecken. Mit steigender Länge der Fahrten nimmt der Vorteil von OBL gegenüber OUL ab. Das Optimierungspotential von OBL gegenüber OUL ist dann am größten, wenn die Möglichkeiten des OUL, den geladenen PV-Strom zu verwenden, begrenzt sind.

Schnellladen

In Anlehnung an die Randbedingungen im Reallabor wird in diesem Abschnitt die Möglichkeit des Schnellladens simulativ betrachtet. Für die Untersuchungen werden die 8 Normal-LP am Reallabor fiktiv durch einen Schnell-LP und 7 bidirektionale Normal-LP ersetzt. Wenn die bidirektionalen Normal-LP durch EV der Mitarbeiter:innen genutzt werden, können diese EV nach dem Prinzip des OBL angesteuert werden. Somit können in diesem Umfeld Nutzfahrzeugen Schnellladevorgänge mit Leistungen über der Nennleistung des NVP ermöglicht werden.

Für den Use-Case wird ein Nutzfahrzeug mit einer Batteriekapazität von 40 kWh in Kombination mit einem Schnelllader mit einer maximalen Ladeleistung von 80 kW betrachtet. Ein idealer Ladevorgang kann somit innerhalb von 30 min abgeschlossen werden. In Abbildung 3.16 sind die Simulationsergebnisse für einen Schnellladevorgang und zusätzliche Lade-

vorgänge von 7 EV dargestellt. Da die EV der Mitarbeiter:innen vormittags genügend Energie beziehen können, ist es möglich, Leistung für den Ladevorgang des Nutzfahrzeugs bereitzustellen. Obwohl die Ladeleistung des Nutzfahrzeugs deutlich höher als die maximale Leistung des Hausanschlusses ist, überschreitet die kumulierte Leistung am Hausanschluss dadurch nicht die Lastgrenze. Das Nutzfahrzeug ist innerhalb von 30 min vollständig geladen und für weitere Fahrten verfügbar. Nach dem Laden des Nutzfahrzeugs wird die verfügbare Ladeleistung wieder unter den EV aufgeteilt. Am Ende des Arbeitstags sind alle EV vollständig geladen. Um das Schnellladen des Nutzfahrzeugs mit maximaler Leistung zu ermöglichen, müssen mindestens fünf EV für das Bereitstellen von Leistung verfügbar sein. Ist dies nicht der Fall, kann das Nutzfahrzeug nur mit einer reduzierten Leistung geladen werden.

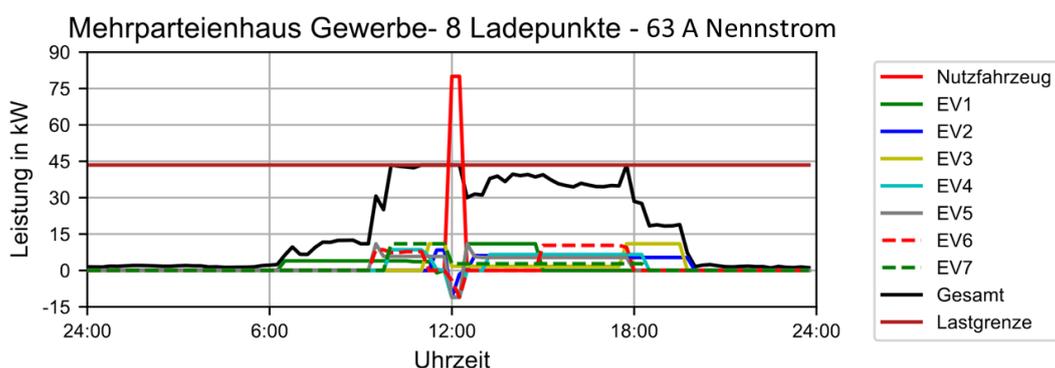


Abbildung 3.16: Zeitlicher Verlauf der Ladeleistungen von bidirektionalen Elektrofahrzeugen beim Normalladen und einem Nutzfahrzeug beim Schnellladen. Angenommen ist ein Dauernennstrom am NVP von 63 A pro Phase (nach [12])

Bei einer bilanziellen Betrachtung der verfügbaren elektrischen Energie am NVP ergeben sich Potenziale für weitere Schnellladevorgänge innerhalb eines Tages. Allerdings sollte die Gewerbe- und Haushaltslast priorisiert versorgt werden und allgemein muss die Netzstabilität des Versorgungsnetzes berücksichtigt werden.

Fazit

Das Szenario zeigt die Vorteile von bidirektionalem Laden im gewerblichen Kontext auf. Die Mitarbeiter:innen profitieren davon, dass sie ihr EV am Arbeitsplatz laden können. Dabei ist zum Beispiel ein Modell denkbar, bei dem der Arbeitgeber vergünstigte Ladetarife anbietet, um im Gegenzug die EV als flexible Energiespeicher nutzen zu können. Der Arbeitgeber profitiert in diesem Szenario beim Betrieb seiner Nutzfahrzeuge mit bidirektionalen Lademanagement, da die Ladezeiten sinken und dadurch die Verfügbarkeit der Nutzfahrzeuge steigt.

3.2.3 Lademanagement aus Netzsicht

Implementierung des Lademanagements

Dieser Abschnitt beschreibt ein LMS, welches das Ziel hat die Netzauslastung zu minimieren, um so die Durchdringung der Elektromobilität im betrachteten Netzabschnitt zu erhöhen. Daraus soll abgeschätzt werden, ab welcher Durchdringung die Netzstabilität gefährdet und inwiefern ein optimierendes Lademanagement dies vorbeugen und die Durchdringungsgrenze erhöhen kann. Es handelt sich hierbei somit um ein *Offline*-Problem, bei dem das komplette Wissen über alle Netzzustände und Bewegungsmuster der EV vorhanden ist. Die Durchdringung wird dabei als die Anzahl von EV pro Haushalt definiert. Dadurch ist eine Untersuchung bis hin zu einer Durchdringung von 100 % möglich.

Es werden zwei Ansätze, die jeweils Ladevorgänge in Abhängigkeit von der Netzbelastung steuern, untersucht. Dabei werden Zeitabschnitte mit geringem Verbrauch zum Laden genutzt, um in Zeitabschnitten mit hohem Verbrauch Ladevorgänge zu begrenzen. In einem weiteren Schritt wird für die gleichen Optimierungsansätze bidirektionales Laden berücksichtigt, um den Nutzen von Vehicle-to-Grid für die Vermeidung von Netzüberlastungen zu bewerten.

Ladevorgang und Flexibilitätspotential

Durch lange Standzeiten von EV mit geringen relativen Ladedauern ergibt sich ein Potential zur flexiblen Nutzung des Batteriespeichers für die Ziele eines LMS. Der Zeitraum in dem das EV geladen werden kann, ist durch seine Standzeit begrenzt. Ausgehend von den Ladestrategien As-Fast-As-Possible (AFAP) und As-Late-As-Possible (ALAP) können innerhalb dieser Grenzen beliebige Ladeverläufe umgesetzt werden (Abbildung 3.17). Aus der vorangehenden Fahrt ergibt sich ein bestimmter SOC, der durch den Wert $SOC_{Ankunft}$ definiert ist. Zur nächsten Fahrt wird ebenfalls ein bestimmter Wert $SOC_{Abfahrt}$ benötigt, welcher zunächst einmal theoretisch frei wählbar ist. Es wird jedoch meistens davon ausgegangen, dass dieser Wert mindestens dafür ausreichen muss die nächste Fahrt bestreiten zu können oder gar bei der vollen Speicherkapazität mit einem SOC von 100 % liegen sollte.

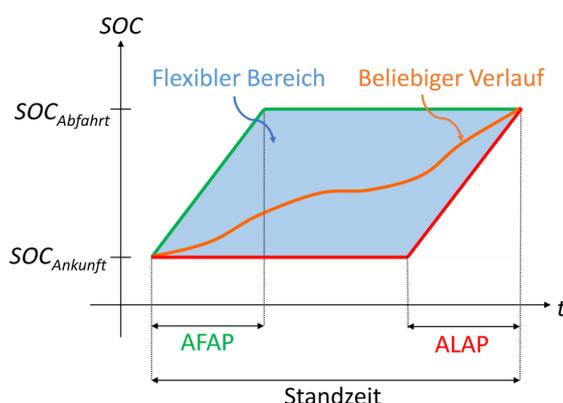


Abbildung 3.17: Flexibler Bereich im Zeitverlauf bezüglich des Ladeverhaltens von einem Elektrofahrzeug innerhalb einer bestimmten Standzeit [9]

Aus diesen Begrenzungen ergeben sich zwei Extremfälle AFAP und ALAP. Bei AFAP wird das EV sofort bei der Ankunft mit voller Leistung geladen, um den Ziel-SOC zu erreichen. Bei ALAP wird zum spätest möglichen Zeitpunkt mit dem Ladevorgang begonnen, so dass der Ziel-SOC beim Laden mit

voller Leistung gerade noch erreicht wird. Wie sich in Abbildung 3.17 erkennen lässt, ist der blau markierte Bereich dazwischen flexibel nutzbar und so kann innerhalb dieser Grenzen ein beliebiger Verlauf hinsichtlich des SOC mit der Zeit gewählt oder bestimmt werden. Da zwischen dem SOC und der dazu verwendeten Leistung ein linearer Zusammenhang angenommen werden kann, lässt sich durch Vorgabe eines beliebigen Leistungsprofils ein solcher Verlauf des SOC ermöglichen. Das bedeutet, dass auch der Leistungsbereich innerhalb dieser Grenzen flexibel genutzt werden kann. Dadurch zeigt sich erneut das Flexibilitätspotential von EV mit langen Stehzeiten, die hinsichtlich der Leistungskurve zu netzdienlichen Zwecken genutzt werden können.

Optimierendes Lademanagement

Im Gegensatz zum ungesteuerten Laden kann durch eine bestimmte Zielvorgabe das Ladeverhalten so angepasst werden, dass die Leistungskurve dieser Zielvorgabe genügt und die Rahmenbedingungen des Ladevorgangs trotzdem eingehalten werden. Dies kann durch den entstehenden Flexibilitätsspielraum erreicht werden, welcher in Abschnitt 3.2.3 beschrieben wurde. Bezüglich der Zielvorgabe kann das Ladeverhalten von EV auf verschiedene Weise beeinflusst und zu unterschiedlichen Zwecken genutzt werden. Das Ziel bei dieser Betrachtung ist eine Optimierung für ein netzdienliches Lademanagement, welches lokalen Netzdienstleistungen genügt. Das bedeutet, dass das Ziel darin besteht, bei möglichst hoher Durchdringung von EV einen stabilen Netzbetrieb zu realisieren. Wie bereits beschrieben, steht dazu das komplette Wissen über die Netzzustände und Bewegungsmuster der EV zur Verfügung. Das bedeutet, dass hinsichtlich der Voraussage für das Ladeverhalten eine deterministisch optimale Lösung gefunden werden kann. Zur Formulierung des Optimierungsproblems bzw. dessen Zielfunktion sollen zwei verschiedene Ansätze untersucht werden.

Diese zwei Ansätze sind in Abbildung 3.18 bildlich dargestellt. Dabei wird zwischen einem lokalen und einem globalen Ansatz unterschieden. Beim

die verbleibende Zeit bis zum Ausstecken für jedes EV und die benötigte Energie für weitere Fahrten berücksichtigt.

Ungesteuertes Laden

Ungesteuertes Laden wird durch das Ladeverhalten AFAP abgebildet. Dieses dient als Referenzszenario, weswegen dieser Ansatz auch im Rahmen der zugrundeliegenden Untersuchung verfolgt wird. In Abbildung 3.19 ist zunächst der Verlauf des Lastgangs am Tag des höchsten Energiebedarfs dargestellt. Da es sich hierbei um einen Samstag handelt, sind keine Sperrzeiten durch die WP zu erkennen. An diesem Tag tritt auch die höchste Lastspitze von 687 kVA um 18:15 Uhr auf. Weiterhin lässt sich der typische Tagesverlauf der Lastkurve erkennen, bei dem der Leistungsbedarf in den frühen Morgenstunden sehr gering ausfällt. Von der Mittagszeit an bis in die Abendstunden hingegen ist dieser deutlich erhöht und bildet insbesondere um 12:00 Uhr und 18:00 Uhr Lastspitzen aus. In den späten Abendstunden fällt der Lastgang wieder ab.

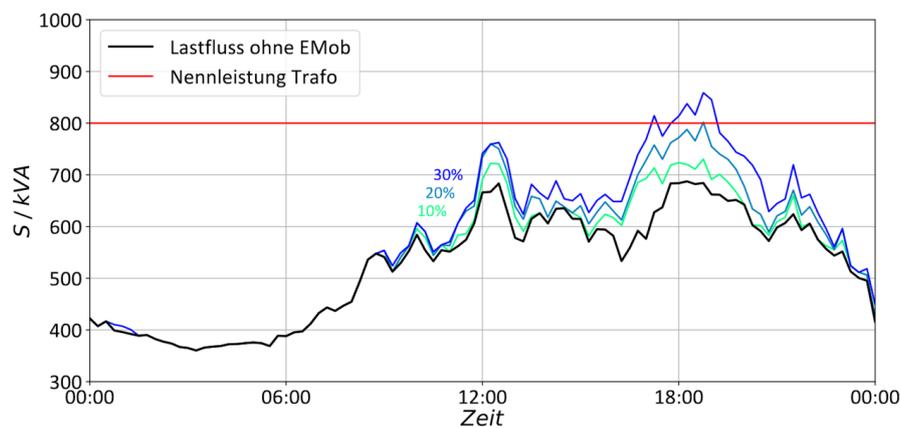


Abbildung 3.19: Leistungsverläufe am Transformator mit hochlaufender Durchdringung der Elektromobilität ($D = [0, 10, 20, 30] \%$) bei ungesteuertem Laden, ausgewertet am Tag des höchsten Energiebedarfs [9]

Hinsichtlich des Hochlaufs sind in Abbildung 3.19 die Lastkurven am Transformator in 10 % Schritten bei einem ungesteuerten Ladeverhalten dargestellt. Dabei wird deutlich, dass sich vor allem in den Zeiten um 12:00 Uhr und um 18:00 Uhr der Lastgang durch die Ladevorgänge von EV erhöht. Dies ist damit erklärbar, dass sich die Ankunftszeit von EV auf Grundlage ihres Bewegungsprofils vor allem auf diese Zeiträume konzentriert, gemäß Abschnitt 2.1.3. Durch das Ladeverhalten AFAP beginnt der Ladevorgang dann direkt mit der Ankunftszeit, weshalb sich auch die Last in diesen Zeiträumen erhöht. Da beim Ladeverhalten AFAP auch mit höchst möglicher Leistung von 11 kW geladen wird, reichen schon verhältnismäßig wenige EV aus, um die Spitzenlast über die Grenze der Nennleistung des Transformators zu heben. Damit ist die Lastgrenze schon bei einer Durchdringung von 20 % für einen kurzen Zeitbereich überschritten. Bei einer Durchdringung von 30 % ist diese Überschreitung dann deutlich erkennbar. Zum Vergleich wurde der Hochlauf für das ungesteuerte Ladeverhalten AFAP auch am Tag des geringsten Energiebedarfs untersucht. Dabei ist die Grundlast so niedrig, dass erst bei einer Durchdringung von 100 % die zulässige Auslastung des Transformators überschritten wird. Die Spannungsgrenze wird dabei nicht verletzt.

In den einzelnen Durchläufen für die verschiedenen Durchdringungen wurde im hier betrachteten Fall auch die Netzsituation analysiert. Bei einer Durchdringung von 10 % sind die Netzparameter alle noch in einem zulässigen Bereich. Bei der Durchdringung von 20 % hingegen wird die Transformatorauslastung von 100 % überschritten und auch die Leitungsauslastung der Leitung vom Transformator zur Sammelschiene ist hier überschritten. Die minimale Spannung ergibt sich in diesem Netzzustand zu 0,905 p.u. und bleibt damit nur knapp innerhalb des zulässigen Spannungsbands.

Hierbei wird deutlich, dass sich die Auslastung des Netzes durch das Verhalten der Verbraucher und das ungesteuerte Laden von EV gegenseitig in ungünstiger Weise beeinflussen, da der Bedarf an elektrischer Energie für beide Fälle in die gleichen Zeiträume fällt. Dies ist vor allem in Zeiten hoher Grundlast problematisch. Daraus kann geschlossen werden, dass eine

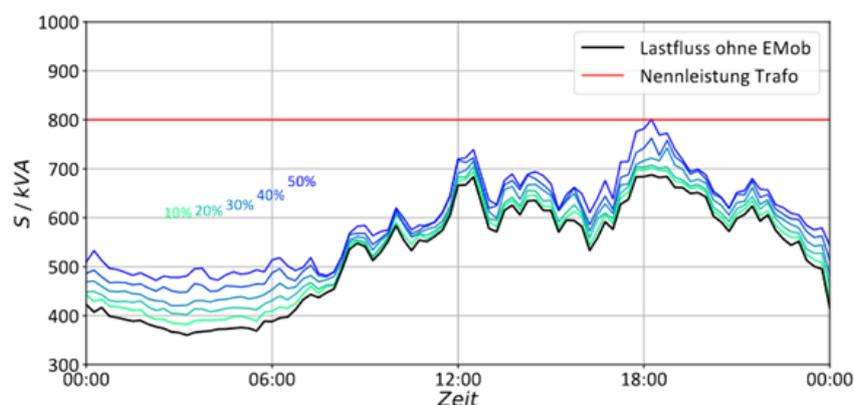
Umverteilung der Last durch das Laden der EV eine Lösungsmöglichkeit mit viel Potential darstellt, um der Netzüberlastung entgegenzuwirken und die mögliche Durchdringung zu erhöhen.

Vergleich bei unidirektionalem Laden

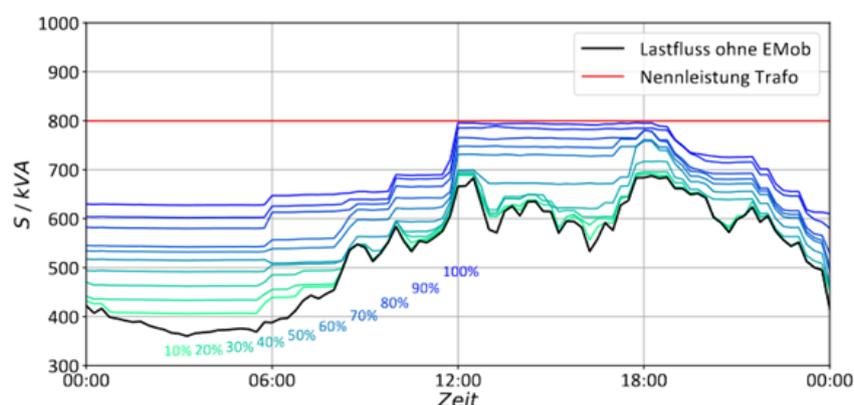
Wie sich gezeigt hat, kommt das betrachtete Stromnetz schon bei einer relativ geringen Durchdringung an seine Belastungsgrenze, wenn die Grundlast schon verhältnismäßig hoch ist. Die Lastspitzen der Verbraucher und der Bedarf an Ladeleistung für die EV treten dabei in etwa zur gleichen Zeit auf. Ein Ansatz kann daher die Verschiebung der Ladeleistung auf Zeitpunkte sein, in welcher die Last geringer ist. In diesem Abschnitt sollen der lokale und globale Ansatz aus Abschnitt 3.2.3 miteinander verglichen werden, ausgehend von einem rein unidirektionalen Ladeverhalten der EV.

In Abbildung 3.20 sind die Hochläufe für die beiden Ansätze im Vergleich zum Lastverhalten des Netzes ohne EV dargestellt. Dabei ist zunächst in Abbildung 3.20a bezüglich des lokalen Ansatzes ersichtlich, dass sich bei zunehmender Durchdringung vor allem in den Morgenstunden die Leistung durch das Ladeverhalten erhöht. Eine Erhöhung der Last zu den Zeiten der Lastspitzen lässt sich nicht komplett vermeiden. Die Leistung kann am Transformator aber soweit minimiert werden, dass sich die Durchdringung in diesem Fall auf 50 % erhöhen lässt. Die geringste Spannung liegt mit 0,911 p.u. auf einem besseren Wert als noch beim ungesteuerten Laden bei einer in etwa halben Durchdringung.

Im Vergleich dazu ist in Abbildung 3.20b der Verlauf bei einer Optimierung mit dem globalen Ansatz dargestellt. Hierbei wird zunächst ersichtlich, dass die Lastgänge der einzelnen Durchdringungen einen sehr glatten Verlauf haben, der sich jedoch stufenartig verändert. Dies liegt daran, dass aufgrund der prädiktiven Regelung für ein limitiertes Zeitfenster immer nur die Ergebnisse für einen Zeitbereich des Stellhorizonts von 6 Stunden festgelegt werden. Der dabei betrachtete Durchschnittswert des Lastgangs verändert sich dann mit jedem Zeitfenster, weshalb das Lademanagement



(a) Optimierung mit lokalem Ansatz und Durchdringungen von $D = [0, 10, \dots, 50] \%$

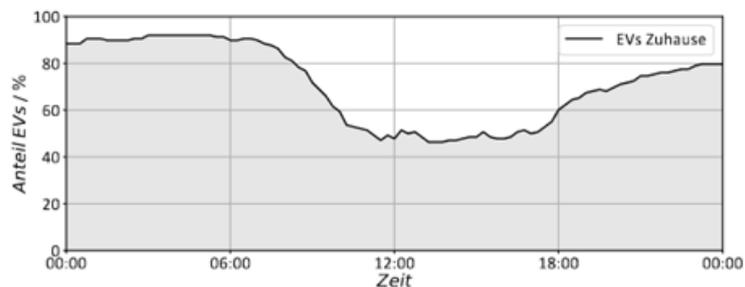


(b) Optimierung mit globalem Ansatz und Durchdringungen von $D = [0, 10, \dots, 100] \%$

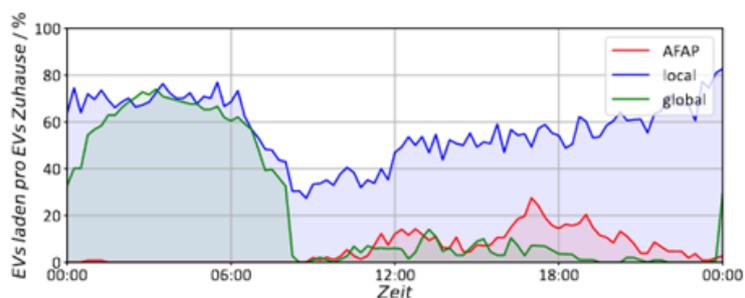
Abbildung 3.20: Leistungsverläufe am Transformator mit hochlaufender Durchdringung der Elektromobilität mit optimierendem Lademangement bei unidirektionalem Ladeverhalten [9]

dann auf einen anderen Wert hin optimiert. Dabei kann dieser konstante Wert in fast jedem Zeitfenster gehalten werden. Dadurch kann die Durchdringung auf bis zu 90 % erhöht werden, wobei in diesem Fall nicht die Auslastung des Transformators problematisch ist, wie in Abbildung 3.20b zu sehen ist, sondern die Spannungsbandgrenze verletzt wird. Dies geschieht mit einem Wert von 0,894 p.u. Weiterhin lässt sich auch hier erkennen, dass die Last im Zeitbereich der Nacht und der frühen Morgenstunden deutlich erhöht wird, womit die Schwachlastzeit genutzt wird. Jedoch steigt

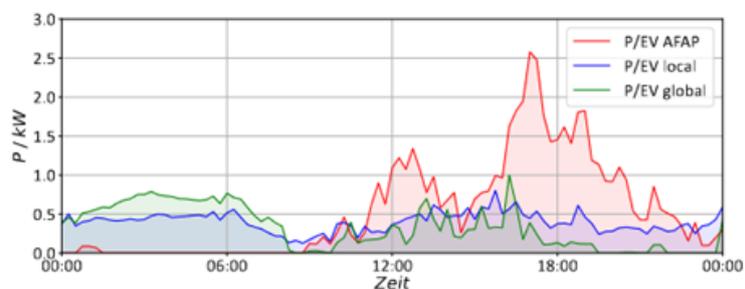
die Last auch zu Starklastzeiten durch die Ladevorgänge zunehmend an.



(a) Anteil der EV die sich über den Tag Zuhause befinden



(b) Anteil der ladenden EV



(c) Leistung die durchschnittlich pro EV pro Zeitpunkt benötigt wird

Abbildung 3.21: Exemplarischer Vergleich der Lademethoden bezüglich des Ladeverhaltens von EV, die sich im Zustand Zuhause befinden [9]

Interessant zu beobachten ist hierbei auch, zu welchen Zeitpunkten EV zur Teilnahme am Lademanagement zur Verfügung stehen und wie diese genutzt werden. Dazu ist in Abbildung 3.21 im Vergleich dargestellt, wie die

Optimierungsansätze im Unterschied zum Referenzfall das Ladeverhalten der EV verändern. Hierbei wird der einzelne Fall von einer Durchdringung mit 30 % betrachtet. In Abbildung 3.21a ist zunächst abgebildet, wie viele EV zu jedem Zeitpunkt angesteckt Zuhause sind im Verhältnis zur betrachteten Gesamtanzahl der EV. Dabei zeigt sich ein Verlauf wie in Abbildung 2.9, in welcher die Wahrscheinlichkeit der sich Zuhause befindlichen EV abgebildet ist. Demnach sind über die Nacht circa 90 % aller EV über einen relativ langen Zeitraum konstant Zuhause, bevor viele am Morgen abfahren, womit sich die Zahl der zuhause befindlichen EV zum Mittag hin reduziert. Am Abend steigt die Anzahl dann wieder auf über 80 % der Gesamtanzahl an EV an.

In Abbildung 3.21b ist dann für die verschiedenen Ladevarianten der Anteil der EV dargestellt, die tatsächlich laden, im Verhältnis zur Anzahl der sich zu diesem Zeitpunkt Zuhause befindlichen EV. Dabei wird deutlich, dass im Fall des ungesteuerten Ladens nie mehr als 30 % der eigentlich angeschlossenen EV zu einem Zeitpunkt laden.

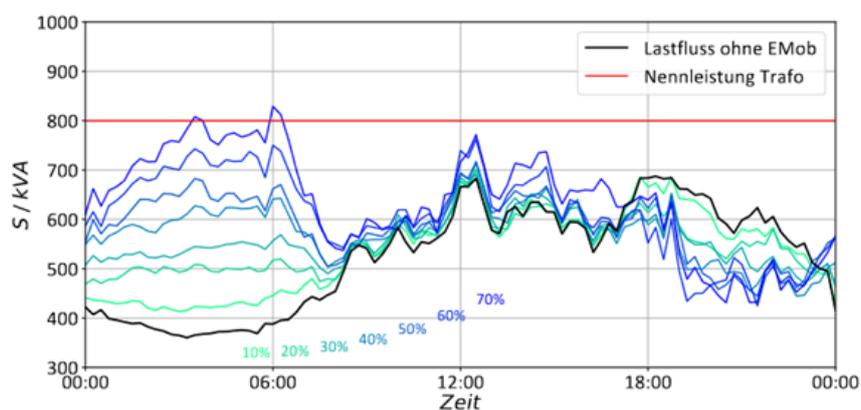
Beim Ansatz der lokalen Optimierung ist der Anteil deutlich größer und das über den ganzen Tag hinweg betrachtet. Insbesondere im Zeitbereich zwischen Mitternacht und den frühen Morgenstunden laden fast 80 % der EV, wohingegen in diesem Zeitbereich beim ungesteuerten Laden fast keine EV mehr geladen werden. Damit wird die Verschiebung der Ladevorgänge hin zu Zeiten geringer Grundlast deutlich. Beim globalen Ansatz sieht es in diesem Zeitbereich ähnlich aus, wobei hier noch hinzukommt, dass die Ladevorgänge in den Abendstunden deutlich reduziert werden. Betrachtet man dabei noch die durchschnittliche Leistung aller sich Zuhause befindlichen EV wird zudem deutlich, dass die Last bei den Optimierungsansätzen im Vergleich zum ungesteuerten Laden deutlich reduziert wird. Hierbei zeigt sich nochmal, dass auch hinsichtlich der Leistung eine Verschiebung zu Schwachlastzeiten stattfindet und dieser Effekt beim globalen Ansatz etwas ausgeprägter ist als beim lokalen Ansatz.

Vergleich bei bidirektionalem Laden

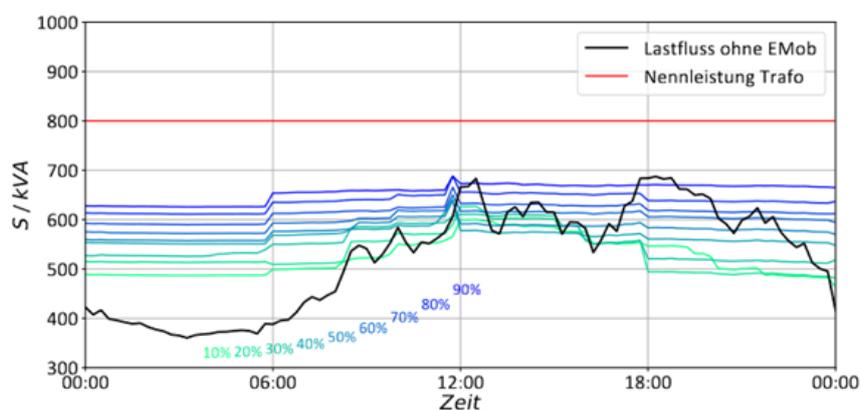
In diesem Abschnitt wird der Hochlauf mit bidirektionalem Ladeverhalten analysiert. Bei den vorherigen Analysen hat sich gezeigt, dass die Optimierungen die zusätzliche Last durch die Ladevorgänge zwar in Richtung der Schwachlastzeiten verschieben kann, sich aber weiterhin Lasterhöhungen auch in Starklastzeiten ausprägen. Dies liegt vor allem daran, dass es weiterhin EV gibt, die aufgrund ihres Bewegungsprofils zu diesen Zeitpunkten geladen werden müssen. Hierbei könnte das bidirektionale Ladeverhalten nützlich sein, da EV mit langen Stehzeiten in dieser Zeit zunächst das Netz durch Entladevorgänge stützen können.

Abbildung 3.22 zeigt die beiden Optimierungsansätze unter Berücksichtigung von bidirektionalen Ladevorgängen. In Abbildung 3.22a ist der Hochlauf bezüglich des lokalen Optimierungsansatzes dargestellt. Hierbei zeigt sich, dass eine Durchdringung von maximal 70 % möglich ist, bis die Nennleistung des Transformators überschritten wird. Also eine Steigerung von 20 % im Vergleich zum unidirektionalem Ladeverhalten im vorherigen Abschnitt. Interessanterweise tritt diese Überlastung hier nicht zur Starklastzeit am Abend auf, wie bisher beobachtet, sondern zur Schwachlastzeit am Morgen. Hingegen kann zur Starklastzeit am Abend beobachtet werden, dass mit zunehmender Durchdringung die Leistung immer weiter reduziert werden kann. Dies führt jedoch dazu, dass die Last am Morgen größer wird als am Abend, also genau anders herum als bei der ursprünglichen Grundlast. Das System kippt demnach in die entgegengesetzte Richtung über und führt dementsprechend zu Überlastungen zur eigentlichen Schwachlastzeit. Zusätzlich zur Überlastung des Transformators wird auch die untere Spannungsgrenze bei einer Durchdringung von 70 % unterschritten auf einen Wert von 0,899 p.u.

Beim globalen Ansatz kann in Abbildung 3.22b hingegen beobachtet werden, dass sich der Lastgang durch das bidirektionale Ladeverhalten nahezu komplett ausglättet. Die Lastspitzen können durch die Entladevorgänge gekappt und die Täler des Lastgangs durch die Ladevorgänge gefüllt werden, so dass sich die Lastverschiebung immer weiter ausgleicht. Insbesondere bei hohen Durchdringungen entsteht so ein zunehmend gerader Verlauf



(a) Optimierung mit lokalem Ansatz und Durchdringungen von $D = [0, 10, \dots, 70] \%$

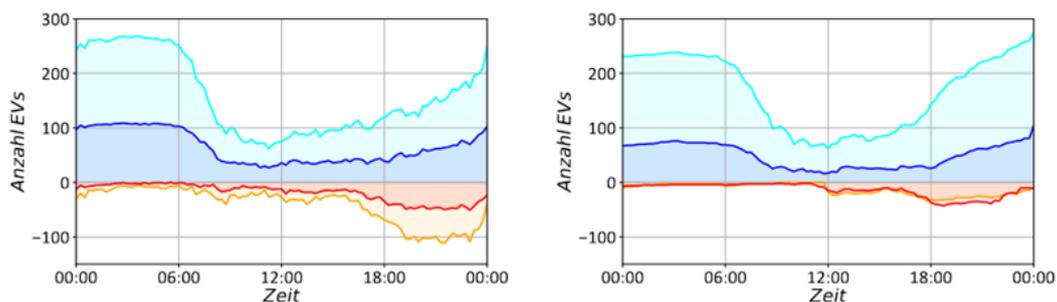


(b) Optimierung mit globalem Ansatz und Durchdringungen von $D = [0, 10, \dots, 90] \%$

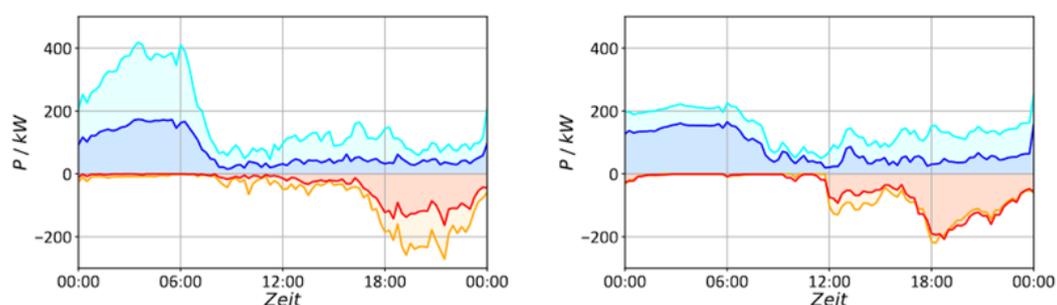
Abbildung 3.22: Leistungsverläufe am Transformator mit hochlaufender Durchdringung der Elektromobilität mit optimierendem Lademanagement bei bidirektionalem Ladeverhalten [9]

der Lastkurve am Transformator, wodurch sich die Durchdringung auf 90 % erhöhen lässt. Die minimale Spannung liegt dabei auf einem Wert von 0,904 p.u., also gerade noch im zulässigen Bereich.

Weiterhin kann für die beiden Optimierungsansätze analysiert werden, zu welchen Zeitpunkten Ladevorgänge bzw. Entladevorgänge auftreten. Dazu sind die beiden Ansätze in Abbildung 3.22 in dieser Hinsicht im Vergleich dargestellt. Die Abbildungen 3.23a und 3.23b zeigen dabei die absolute Anzahl der Lade- und Entladevorgänge über den Tagesverlauf. Dabei ist



(a) Anzahl der Lade- und Entladevorgänge mit lokalem Ansatz (b) Anzahl der Lade- und Entladevorgänge mit globalem Ansatz



(c) Summierte Lade- und Entladeleistung mit lokalem Ansatz (d) Summierte Lade- und Entladeleistung mit globalem Ansatz

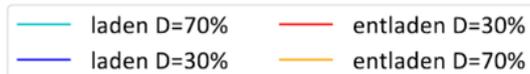


Abbildung 3.23: Vergleich der lokalen und globalen Optimierung hinsichtlich der Lade- und Entladevorgänge bei verschiedenen Durchdringungen [9]

die Anzahl der Ladevorgänge in positiver Richtung der Ordinate und die Anzahl der Entladevorgänge in negativer Richtung zur besseren Übersicht aufgetragen. Die Lade- und Entladevorgänge werden bei einer eher geringeren Durchdringung von 30 % und zum Vergleich noch bei einer höheren Durchdringung von 70 % dargestellt. Bei einer Durchdringung von 30 % kann beobachtet werden, dass zwischen dem lokalen und dem globalen Ansatz kein markanter Unterschied hinsichtlich der Anzahl der Lade- und Entladevorgänge festzustellen ist. Bei einer erhöhten Durchdringung wird jedoch deutlich, dass in den Abendstunden zur Starklastzeit im lokalen Ansatz deutlich mehr EV entladen als beim globalen Ansatz. Bei diesem bleibt die Anzahl der entladenden EV in etwa gleich. In den Abbildungen

3.23c und 3.23d sind dann im gleichen Zeitbereich die summierte Lade- bzw. Entladeleistung aller EV dargestellt. Auch hier wird wieder die Leistung entsprechend dem Verbraucherzählpeilsystem für die Ladevorgänge in positiver und für die Entladevorgänge in negativer Richtung der Ordinate abgebildet. Im Vergleich zur Anzahl der ladenden beziehungsweise entladenden EV werden die Unterschiede der beiden Optimierungsansätze hier deutlicher sichtbar. Beim lokalen Ansatz ist die Ladeleistung bei einer Durchdringung von 30 % im frühen Tagesverlauf erhöht und flacht im Verlauf der zweiten Tageshälfte ab. Die Entladeleistung verhält sich genau entgegengesetzt und steigt erst am Abend an, wohingegen in der ersten Tageshälfte nahezu gar nicht entladen wird. Dieses Verhalten verstärkt sich bei einer höheren Durchdringung von 70 % deutlich. Dabei steigt sowohl die Ladeleistung in der ersten Tageshälfte an, aber auch die Entladeleistung in der zweiten Tageshälfte nimmt deutlich zu. Im Gegensatz dazu ist ein solches Verhalten beim globalen Ansatz nicht in dieser Weise zu beobachten. Bei der Durchdringung von 30 % sind sich die Verläufe zum lokalen Ansatz noch sehr ähnlich. Bei der Durchdringung von 70 % hingegen ist kein so großer Unterschied hinsichtlich des Leistungsanstiegs zu beobachten. Hierbei verteilt sich die Ladeleistung gleichmäßiger über den Tag, sodass am Abend fast mit gleicher Leistung geladen wird wie bei Tagesbeginn. Lediglich die Leistung der Entladevorgänge nimmt im Tagesverlauf immer weiter zu, um die steigende Grundlast auszugleichen. Um circa 18:00 Uhr ist die Entladeleistung dann betragsmäßig doppelt so groß wie die Ladeleistung, wodurch das Netz in Summe entlastet wird.

Es kann abschließend festgehalten werden, dass der lokale Ansatz bei der Optimierung mit bidirektionalem Ladeverhalten deutlich größere Leistungsschwankungen im Tagesverlauf aufweist, die durch das Lade- und Entladeverhalten der EV verursacht werden. Dies führt insbesondere bei großer Durchdringung zu einem Kippeffekt, wodurch zu Zeiten niedriger Grundlast so viel geladen wird, und auf der anderen Seite zu Zeiten hoher Grundlast so viel entladen wird, dass sich Starklast- und Schwachlastzeiten durch das Laden der EV umkehren. Der globale Ansatz hingegen kann die Lastkurve am Transformator soweit ausglätten, dass nahezu keine Schwan-

kungen mehr im Lastgang auftreten. In beiden Fällen lässt sich durch das bidirektionale Ladeverhalten die Durchdringung der Elektromobilität weiter anheben.

3.3 Praktische Erprobung von Lademanagementfunktionen

Im letzten Abschnitt wurde das große Potential von LMS gezeigt. Dabei wurden für die Studien Zusammenhänge vereinfacht abgebildet. In diesem Abschnitt wird die LIS am SCE mit dem EV getestet, um Möglichkeiten und Limitationen von realen Hardwarekomponenten aufzuzeigen. In Abschnitt 3.3.1 wird intelligentes Laden mit der AC-LIS untersucht. In Abschnitt 3.3.2 wird bidirektionales Laden mit der DC-LIS betrachtet.

3.3.1 Dynamisches Laden: AC-Ladeinfrastruktur

Ladevorgänge mit der AC-LIS am SCE können mit dem EV maximal mit einem Strom von $I = 16 \text{ A}$ und somit einer Leistung von $P = 3,6 \text{ kW}$ durchgeführt werden. Gleichzeitig ermöglicht die Low-Level-Kommunikation zwischen dem LP und dem EV basierend auf einer Pulsweitenmodulation die Begrenzung des Ladestroms bis auf 6 A , was einer minimalen Ladeleistung von $1,4 \text{ kW}$ entspricht.

Zur Überprüfung dieses Wertebereichs werden über eine abfallende Stufenfunktion verschiedene Leistungen in einem Wertebereich von $P = [0, \dots, 4] \text{ kW}$ in 333 W Schritten vorgegeben. Diese Schrittweite ist bei der verwendeten Kommunikationsschnittstelle der AC-LIS das Minimum. Die Sollwerte sind in Abbildung 3.24a über die orangene Kurve dargestellt. Die tatsächlich vom EV abgerufene Leistung ist durch die blaue Kurve gezeigt. In Abbildung 3.24b ist die Differenz zwischen den beiden Kurven für den betrachteten Zeitraum dargestellt.

Die geforderten Leistungen werden durch das EV nur in Teilbereichen erfüllt. Das EV lädt mit einer maximalen Leistung von $3,45 \text{ kW}$. Daher ist der erste

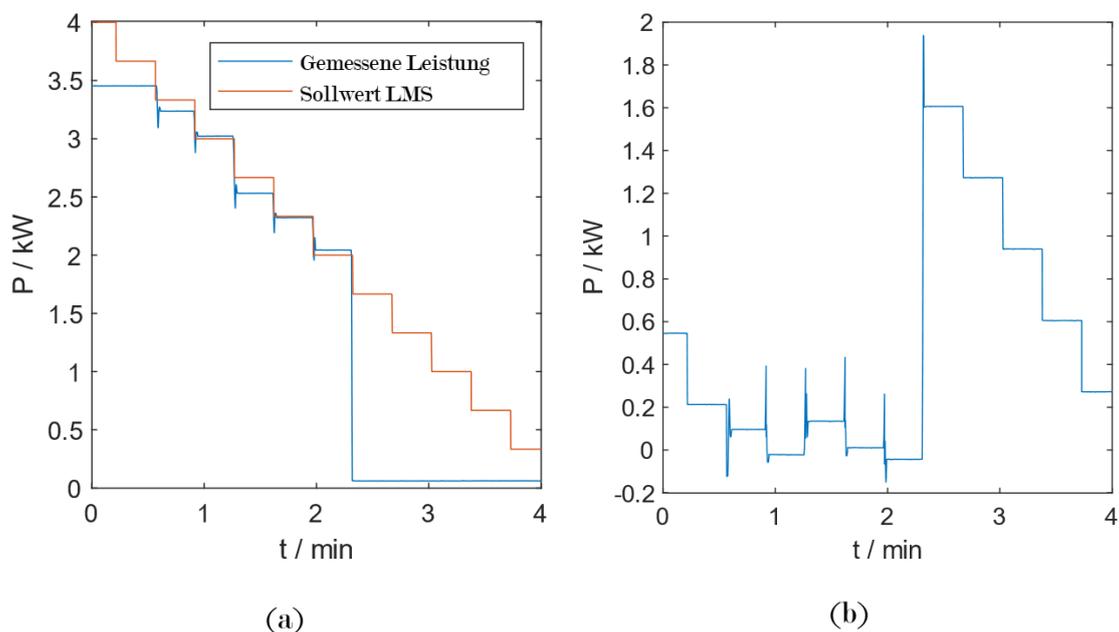


Abbildung 3.24: Stufenfunktion zum Testen von dynamischem Laden an der AC-Ladeinfrastruktur. a) Absolute Leistungen für Soll- und Messwerte. b) Differenz zwischen Soll- und Messwerten

Sollwert, der zu einer reduzierten Ladeleistung führt, 3,3 kW. Für Sollwerte zwischen 3,33 kW und 2 kW reagiert das EV auf die Vorgaben. Dabei kann die vorgegebene Leistung mit einer maximalen stationären Abweichung von 142 W bereitgestellt werden. Bei Sollwerten kleiner als 2 kW beendet das EV den Ladevorgang. Dynamisches Laden ist mit kleineren Leistungen nicht möglich.

3.3.2 Bidirektionales Laden: DC-Ladeinfrastruktur

Beim DC-LP ergeben sich AC-seitig aufgrund des Wirkungsgrades von ca. 90 % Ladeleistungen bis maximal 11 kW und Entladeleistungen bis -10 kW. Zur Überprüfung dieses Wertebereichs wird analog zum vorigen Abschnitt eine abfallende Stufenfunktion mit verschiedenen Leistungen vorgegeben. Dabei wird in einem Wertebereich von $P = [11, \dots, -10]$ kW

in 200 W Schritten Sollwerte gesendet. Diese Sollwerte sind in orange in Abbildung 3.25a gezeigt. Die gemessene Leistung ist durch die blaue Kurve gezeigt. In Abbildung 3.25b ist die Differenz zwischen den beiden Kurven für den betrachteten Zeitraum gezeigt.

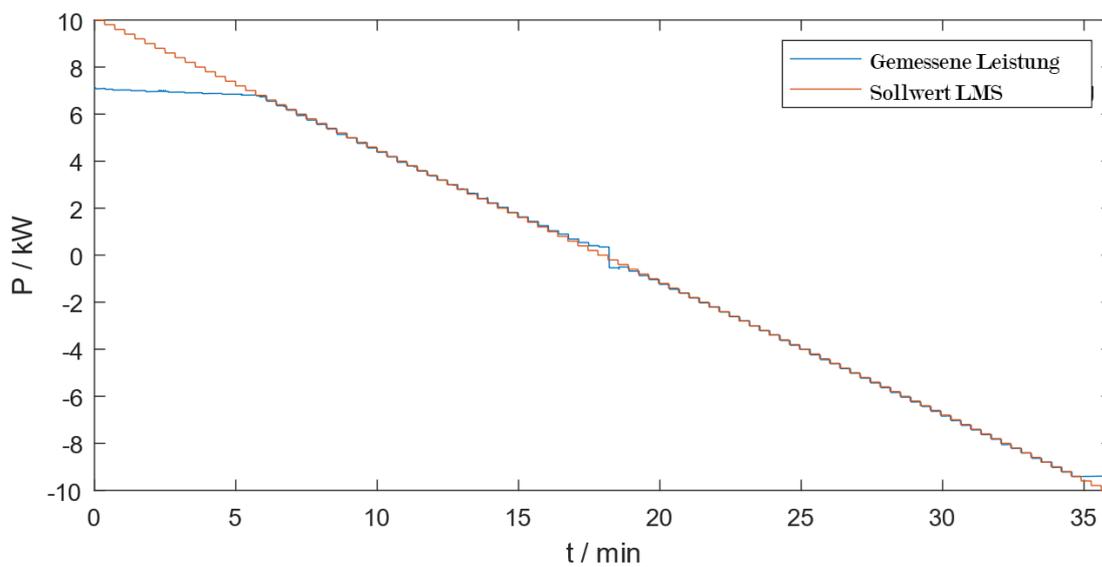
Zu Beginn der Messung wird die angeforderte Leistung nicht durch das EV erbracht. Obwohl die Hochvolt-Batterie des EV vor der Messung aktiv erwärmt wurde, ist nur eine reduzierte Ladeleistung möglich. Der abfallende Verlauf bis zu $t = 5$ min deutet außerdem auf eine weiter sinkende Temperatur der Batterie hin. Die vorgegebenen Leistungen werden mit außerhalb des Bereichs um ± 1 kW mit einem Fehler kleiner als 80 W gestellt. Beim Nullpunkt beträgt der maximale Fehler 351 W. Die maximale Entladeleistung beträgt 9,41 kW.

Während der Messung kann das LMS über die High-Level-Kommunikation auf fahrzeuginterne Größen, wie die absolute, verbleibende und minimale Batteriekapazität oder den SOC zugreifen.

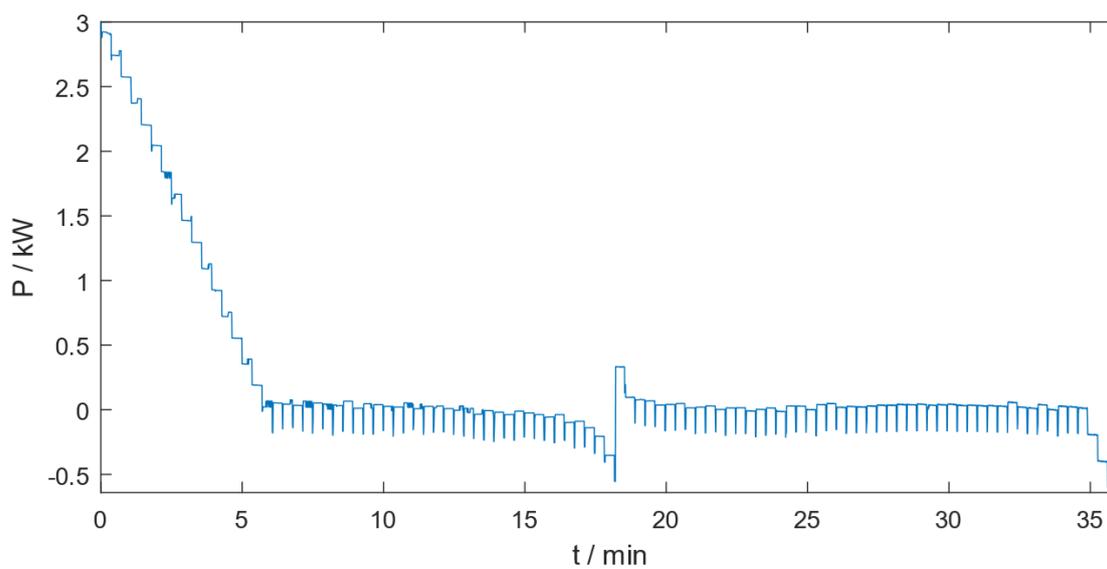
3.4 Bewertung von Netzurückwirkungen

Für eine hohe Versorgungsqualität in Stromnetzen ist die Spannungsqualität ein wichtiges Kriterium. Diese wird wiederum durch Netzurückwirkungen der einzelnen Netzkomponenten beeinflusst. Grundsätzlich kann die Spannungsqualität über verschiedene Indizes definiert werden [42]–[44]:

- Effektivwert der Spannung,
- Frequenzabweichungen,
- Spannungseinbrüche,
- Flicker,
- Spannungssymmetrie,
- Oberschwingungen,
- Transiente Überspannungen.



(a)



(b)

Abbildung 3.25: Stufenfunktion zum Testen von dynamischem, bidirektionalem Laden an der DC-Ladeinfrastruktur. a) Absolute Leistungen für Soll- und Messwerte. b) Differenz zwischen Soll- und Messwerten

Innerhalb des Projekts wurde eine Analyse der Spannungsqualität am Reallabor mit zwei Messsystemen durchgeführt. Dabei können beobachte-

te Netzurückwirkungen an der LIS mit den gemessenen Werten bei dem NS-Transformator verglichen werden. Die Ergebnisse werden in Abschnitt 3.4.1 erörtert.

Für die Bewertungen wurden die oben gelisteten Indizes verwendet. Für die betrachteten Fälle sind der Effektivwert der Spannung, Spannungsunsymmetrien und Oberschwingungen besonders interessant. Allgemein können Oberschwingungen des Stroms und der Spannung betrachtet werden. Beide sind über den Grundsatz nach Gleichung 3.14 verknüpft.

$$\underline{U} = \underline{Z} \cdot \underline{I} \quad (3.14)$$

In der Norm EN 50160 [42] sind Verträglichkeitspegel für einzelne Spannungsüberschwingungen der Ordnungen $H = [2, \dots, 25]$ definiert. Die Norm EN 61000 [45] definiert Verträglichkeitspegel bis zu $H = 40$. Dabei bezieht sich die relative Angabe der Pegel auf die Nennspannung. Die Pegel sind in Tabelle 3.2 aufgelistet.

Die höheren Ordnungen der Oberschwingungen werden durch Tabelle 3.2 nicht explizit definiert, sondern durch die Gleichungen (3.15), (3.16) und (3.17) in Abhängigkeit der bestimmten Harmonischen v angegeben.

Tabelle 3.2: Zulässige Pegel für Spannungsüberschwingungen [45]

| Ungeradzahlige Oberschwingungen, keine Vielfache von 3 | | Ungeradzahlige Oberschwingungen, Vielfache von 3 | | Geradzahlige Oberschwingungen | |
|--------------------------------------------------------------|---------------|--------------------------------------------------------|---------------|----------------------------------|---------------|
| Ordnung v | Pegel | Ordnung v | Pegel | Ordnung v | Pegel |
| 5 | 6% | 3 | 5% | 2 | 2% |
| 7 | 5% | 9 | 1,5% | 4 | 1% |
| 11 | 3,5% | 15 | 0,4% | 6 | 0,5% |
| 13 | 3% | 21 | 0,3% | 8 | 0,5% |
| | siehe | | siehe | | siehe |
| $17 \leq v \leq 37$ | Gl. (3.15) | $21 < v \leq 39$ | Gl. (3.16) | $10 \leq v \leq 40$ | Gl. (3.17) |

Die höheren Ordnungen der ungeradzahligen Oberschwingungen, ohne Vielfache von 3, berechnen sich nach Gleichung 3.15 (vgl. auch Spalte 2 in Tabelle 3.2):

$$u_v = 2,27 \cdot \frac{17}{v} - 0,27. \quad (3.15)$$

Die höheren Ordnungen der ungeradzahligen Oberschwingungen, mit Vielfache von 3, berechnen sich nach Gleichung 3.16 (vgl. auch Spalte 4 in Tabelle 3.2):

$$u_v = 0,2. \quad (3.16)$$

Die höheren Ordnungen der geradzahligen Oberschwingungen berechnen sich nach Gleichung 3.17 (vgl. Spalte 6 in Tabelle 3.2):

$$u_v = 0,25 \cdot \frac{10}{v} + 0,25. \quad (3.17)$$

Die Berücksichtigung aller Oberschwingungen bis zur Ordnung H führt zur Berechnung eines Gesamtverzerrungsfaktors (THD, engl. Total Harmonic Distortion). Für die Spannung berechnet sich dieser nach Gleichung 3.18:

$$THD = \sqrt{\sum_{v=2}^H \left(\frac{U_v}{U_1} \right)^2}. \quad (3.18)$$

Äquivalent zum THD werden die Oberschwingungen des Stroms zu einer Gesamtverzerrung in Abhängigkeit des Nennstroms (TDD, engl. Total Demanded Distortion) definiert:

$$TDD = \sqrt{\sum_{v=2}^H \left(\frac{I_v}{I_N} \right)^2}. \quad (3.19)$$

3.4.1 Ladeinfrastruktur am Reallabor

Die beiden Messsysteme im Reallabor (vgl. Abbildung 2.14) haben über den Messzeitraum von 20 Wochen Spannungs- und Strommesswerte hochfrequent aufgezeichnet und daraus Bewertungsgrößen für die Spannungsqualität abgeleitet. Zwischen den beiden Messgeräten ist nur eine geringe Leitungslänge, sodass die Messergebnisse relativ ähnlich sind. Beispielsweise ist in Abbildung 3.26a die Verteilung der gemessenen Spannungen dargestellt. Dabei unterscheiden sich der Median der Spannung an der LIS und am NS-Transformtor um 1,04 V.

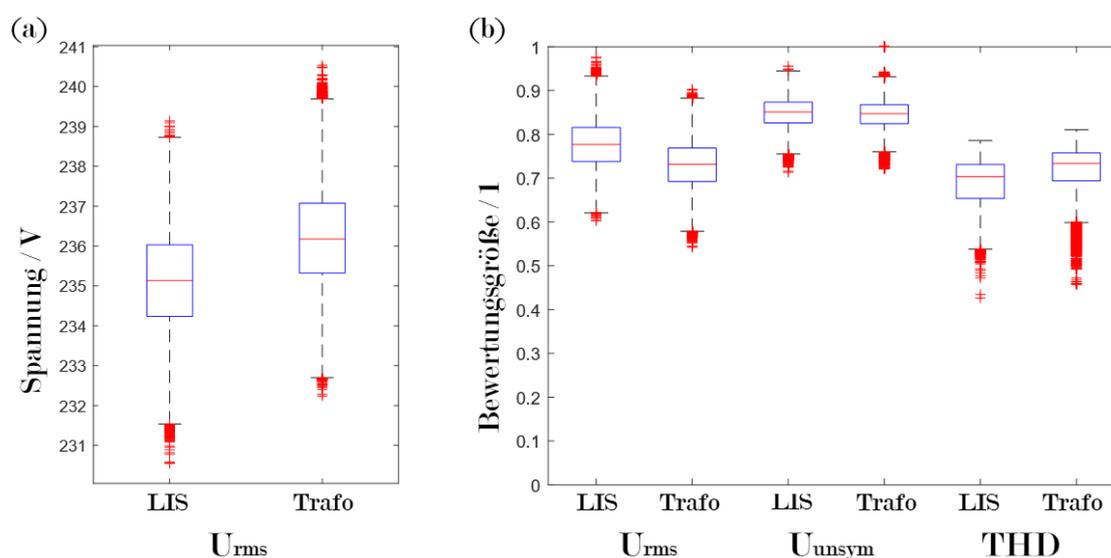


Abbildung 3.26: Bewertung der Spannungsqualität am Reallabor

Für die Bewertung einer Reserve werden die gemessenen Spannungsqualitätsindizes auf die maximal zulässigen Abweichungen nach der für NS-Netze geltenden Vorschrift EN 50160 [42] bezogen. Demnach ist für die Spannung in einem Verteilnetz ein Spannungsband von $\pm 10\%$ um die Nennspannung von 230 V vorgeschrieben. Die Spannungsunsymmetrie von der Spannung des Gegensystems zur Spannung des Mitsystems darf maximal 2% betragen. Der THD darf den Wert von 8% nicht überschreiten. In Abbildung 3.26b sind die Messwerte der beiden Messsysteme für

diese Parameter dargestellt. Bei der Normierung wird der Nennwert als 1 festgelegt. Abweichungen innerhalb des Toleranzbereiches sind über die Skala von 1 bis 0 dargestellt. Messwerte kleiner als null liegen außerhalb des Toleranzbereiches und verletzen somit die geltende Norm.

Der Median des Effektivwerts der Spannung am Transformator weicht um 2,23 % von dem vorgeschriebenen Wert ab, dementsprechend beträgt die Reserve bei 73,1 % bezogen auf die normativ erlaubten Grenzwerte. Im Vergleich zwischen der LIS und dem Transformator-Abgang ist die Reserve an der LIS größer, da aufgrund des Spannungsabfalls über die Leitung die gemessene Spannung niedriger und somit näher an der Nennspannung ist. Über die drei Phasen des Drehstromsystems wurden nur geringfügige Unsymmetrien gemessen, sodass sowohl an der LIS, als auch am Transformator eine große Reserve verfügbar ist. Von den drei betrachteten Größen der Spannungsqualität hat der THD die geringste Reserve. Der maximale Wert des THD an der LIS beträgt 4,6 %, was einer Reserve von 42,36 % entspricht.

In Abbildung 3.27 sind die gemessenen 95 %-Werte des THD und der einzelnen Harmonischen, bezogen auf die Maximalwerte aus Tabelle 3.2, dargestellt. In dieser Darstellung ist ein Wert größer als 1 eine Normverletzung. Besonders auffällig ist die dritte Harmonische, die das Toleranzband zu 73,6 % nutzt.

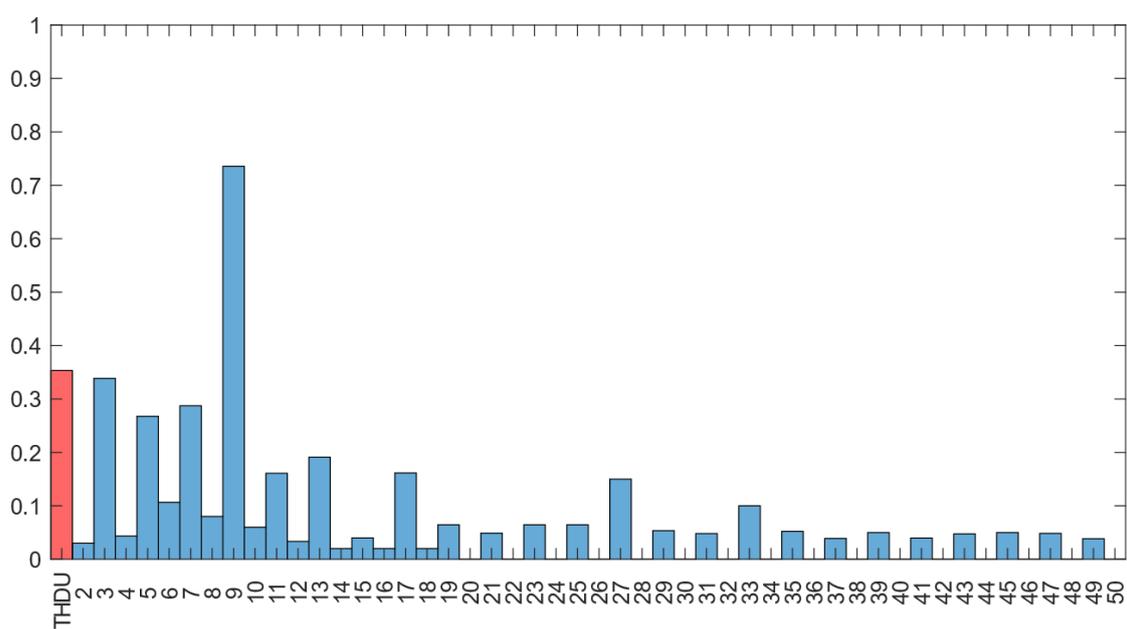


Abbildung 3.27: 95 %-Werte des THD und harmonischen Spektrums am Abgang des NS-Transformators bezogen auf den jeweilig zulässigen Grenzwert nach EN 50160

4 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen des Forschungsprojekts ILA-BW wurde Ladeinfrastruktur installiert und damit das Potential von Elektrofahrzeugen untersucht, netzdienliche Flexibilität bereitzustellen. Dazu wurden zwei Szenarien definiert und jeweils mit Ladeinfrastruktur ausgestattet. Im ersten Szenario wurde anhand eines Reallabors die Installation einer Ladeinfrastruktur mit 8 Ladepunkten an einem bestehenden Haus mit einem hybriden Nutzungsprofil durchgeführt. Im zweiten Szenario wurde eine Ladeinfrastruktur mit verschiedenen Ladetechnologien in das Smart-Grid-Labor der Universität Stuttgart integriert. An beiden Standorten wurde Messtechnik installiert, um Ladeprofile aufzuzeichnen. Weitergehend wurde die Spannungsqualität während der Ladevorgänge bewertet. Zusätzlich wurde die Integration von Elektromobilität in ein Verteilnetz simuliert und untersucht.

Die zentralen Forschungsergebnisse aus dem Projekt können zu folgenden Punkten zusammenfasst werden:

- **Ungesteuerte Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen verursachen problematische Lastflüsse in Verteilnetzen** – Ohne Lademanagementfunktionen kam es in einem untersuchten Verteilnetz bereits bei einer Durchdringung von Elektrofahrzeugen von 30 % zu Überlastungen des Netzes.
- **Gesteuerte Ladevorgänge verhindern Lastspitzen** – Die Optimierungen eines LMS ermöglichten mehr Elektrofahrzeuge in das vorhandene Netz zu integrieren.
- **Bidirektionales Laden hat größtes Potential** – Durch bidirektiona-

les Laden kann die Batterie eines Elektrofahrzeugs aktiv zur Steuerung von Lastflüssen verwendet werden. Durch bidirektionales Laden wurde das größte Potential identifiziert.

- **Netzausbau und intelligente Lademanagementsysteme notwendig** – Über gesteuerte Ladevorgänge können mehr Elektrofahrzeuge netzverträglich mit Energie versorgt werden. Trotzdem ist ein weiterer Netzausbau notwendig, um auch bei ungeplanten Events, wie Netzurückwirkungen und Prognosefehlern, eine hohe Versorgungsqualität zu gewährleisten.

Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, *Klimaschutz in Zahlen*, 2021.
- [2] Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, *Ladeinfrastruktur nach 2025/2030*, 2020.
- [3] Bundesministerium für Digitales und Verkehr, *Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung*, 2019.
- [4] Verband der Automobilindustrie, *Position, Empfehlungen für einen erfolgreichen Hochlauf der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge bis 2030*, 2019.
- [5] *EU-Richtlinie 2014/94/EU Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe*, 2014.
- [6] M. Alrais, „Entwicklung einer Online-Leistungsprognose für eine Photovoltaikanlage“, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Stuttgart, 2022.
- [7] M. Alsibaie, „Untersuchung der Spannungsqualität in einem Niederspannungsnetz bei der Integration einer leistungsstarken Ladeinfrastruktur“, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Stuttgart, 2022.
- [8] S. Köbel, „Analyse von Lade- und Lastprofilen für ein prognosebasiertes Lademanagement in einem Mehrparteienhaus“, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Stuttgart, 2022.
- [9] K. Kratz, „Untersuchung der netzdienlichen Flexibilitätbereitstellung durch Elektrofahrzeuge in einem Verteilnetz“, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Stuttgart, 2022.

- [10] S.-Y. Lin, „Untersuchung der Spannungsqualität eines Elektrofahrzeugs in einer Power-Hardware-in-the-Loop-Umgebung“, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Stuttgart, 2022.
- [11] M. Mathea, „Integration von Elektromobilität in ein städtisches Verteilnetz“, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Stuttgart, 2022.
- [12] B. Reiser, „Entwicklung eines Lademanagements für bidirektional ladefähige Elektrofahrzeuge“, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Stuttgart, 2022.
- [13] Kraftfahr-Bundesamt, *Fahrzeugzulassungen (FZ), Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Haltern, Wirtschaftszweigen, 1. Januar 2022*, FZ 23, Flensburg, 2022.
- [14] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., ehemals Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V., *Repräsentative VDEW- Lastprofile*, 1999.
- [15] T. Stetz, H. Wolf, A. Probst u. a., *Stochastic Analysis of Smart-Meter Measurement Data*, 2012.
- [16] D. Groß, P. Wiest und K. Rudion, „Comparison of stochastic load profile modeling approaches for low voltage residential consumers“, in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, Piscataway, NJ: IEEE, 2017, S. 1–6, ISBN: 978-1-5090-4237-1.
- [17] D. Groß, P. Wiest, K. Rudion und A. Probst, „Parametrization of stochastic load profile modeling approaches for smart grid simulations“, in *2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Piscataway, NJ: IEEE, 2017, S. 1–6, ISBN: 978-1-5386-1953-7.
- [18] A. Probst, *Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung*, Dissertation. Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Stuttgart. 2014.

- [19] H. Frey, *Endbericht Teilvorhaben EnBW - Verbundprojekt E-Energy: MeRegio - Aufbruch zu Minimum-Emission-Regions*, 2013.
- [20] D. Groß, *Zustandsschätzung für eine aktive Verteilnetzführung unter Berücksichtigung einer defizitären Messinfrastruktur*, Dissertation. Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Universität Stuttgart. 2020.
- [21] Verband der Netzbetreiber e.V. (VDN) beim VDEW, *Lastprofile für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen - Praxisleitfaden*, 2003.
- [22] Deutscher Wetterdienst (DWD). „Open Data Bereich des Climate Data Center“. (2022), Adresse: https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/.
- [23] Stuttgart Netze GmbH, *Ergänzung zu den Technischen Anschlussbedingungen Baden-Württemberg 2019, für den Anschluss an das Niederspannungsnetz der Stuttgart Netze GmbH*, 2019.
- [24] Q. Liang, L. Lin, B. Zhou und W. Zhao, „Modeling of PEV charging load based on trip chain theory and the impact of PEV on distribution networks“, in *2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2018.
- [25] K. Walz, D. Contreras, K. Rudion und P. Wiest, „Modelling of Workplace Electric Vehicle Charging Profiles based on Trip Chain Generation“, in *2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, 2020.
- [26] C. Eisenmann, B. Chlond, T. Hilgert, S. von Behren und P. Vortisch, „Deutsches Mobilitätspanel (Mop)–Wissenschaftliche Begleitung und Auswertungen Bericht 2016/2017: Alltagsmobilität und Fahrleistung“, *Institut für Verkehrswesen (KIT). Karlsruhe. DOI*, Jg. 10, 2018.
- [27] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informations-technik in DIN und VDE, *Technischer Leitfaden - Ladeinfrastruktur Elektromobilität (Version 4)*, 2021.
- [28] Deutsches Institut für Normung e. V., *DIN EN IEC 61851-1 VDE 0122-1:2019-12, Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge, Teil 1: Allgemeine Anforderungen*, Norm, Berlin, Dezember 2019.

- [29] T. Hong und S. Fan, „Probabilistic electric load forecasting: A tutorial review“, *International Journal of Forecasting*, Jg. 32, Nr. 3, S. 914–938, 2016, ISSN: 0169-2070.
- [30] B. Hayes, J. Gruber und M. Prodanovic, „Short-Term Load Forecasting at the Local Level using Smart Meter Data“, 2015.
- [31] K.-H. Waldmann und U. M. Stocker, *Stochastische Modelle: Eine anwendungsorientierte Einführung (EMIL@A-stat Medienreihe zur angewandten Statistik)*, 2., überarb. und erw. Aufl. Berlin und Heidelberg: Springer, 2013, ISBN: 9783642329111.
- [32] R. Brandl, „Operational range of several interface algorithms for different power hardware-in-the-loop setups“, *Energies*, Jg. 10, Nr. 12, S. 1946, 2017.
- [33] Bundesnetzagentur, *2. Überblick über die öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur zum 01. Oktober 2022*, 2022.
- [34] Honda, *Honda e, Preise, Ausstattung technische Daten*, 2022.
- [35] Solcast, *Global solar irradiance data and PV system power output data*, URL <https://solcast.com/>, 2019.
- [36] Verband für Energie- und Wasserwirtschaft Baden-Württemberg e. V., *Technische Anschlussbedingungen Baden-Württemberg (TAB BW), für den Anschluss an das Niederspannungsnetz*, 2019.
- [37] Stuttgart Netze GmbH, *Technische Mindestanforderungen an den Einsatz von Stromsensoren im Vorzählerbereich, Für das dynamische Lastmanagement von Ladeeinrichtungen oder Symmetrieeinrichtungen nach VDE-AR-N 4100*, 2021.
- [38] E. Apostolaki-Iosifidou, P. Codani und W. Kempton, „Measurement of power loss during electric vehicle charging and discharging“, *Energy*, S. 730–742, 2017.
- [39] M. Schreiber und P. Hochloff, „Capacity-dependent tariffs and residential energy management for photovoltaic storage systems“, in *2013 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2013, S. 1–5.
- [40] Bundesnetzagentur, *EEG-Registerdaten und -Fördersätze*, 2023.

- [41] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., ehemals Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V., *BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2022*, 2022.
- [42] Deutsches Institut für Normung e.V., *DIN EN 50160:2020-11 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010 + A1:2015 + A2:2019 + A3:2019*, Berlin, Nov. 2020.
- [43] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*, 7. Auflage. Berlin und Heidelberg: Springer Vieweg, 2022, ISBN: 9783662647738.
- [44] D. Granados-Lieberman, R. J. Romero-Troncoso, R. A. Osornio-Rios, A. Garcia-Perez und E. Cabal-Yepez, „Techniques and methodologies for power quality analysis and disturbances classification in power systems: a review“, *IET Generation, Transmission & Distribution*, Jg. 5, Nr. 4, S. 519, 2011, ISSN: 17518687.
- [45] Deutsches Institut für Normung e. V., *DIN EN 61000-2-2 (VDE 0839-2-2): 2020-05, Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV), Teil 2-2: Umgebungsbedingungen – Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen (IEC 61000-2-2:2002 + A1:2017 + A2:2018); Deutsche Fassung EN 61000-2-2:2002 + A1:2017 + A2:2019*, Berlin, Mai 2020.