

Forschungsbericht BWPLUS

KI-basiertes netzdienliches Lademanagement beim Parken unter verschiedenen Nutzungsszenarien (KI-LAN)

von

Marvin Blessing

Universität Stuttgart
Institut für Arbeitswissenschaft und Technologiemanagement (IAT)

Förderkennzeichen: BWINP 20101 - 20105

Laufzeit: 01.12.2019 – 01.06.2021

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

Dezember 2021

Inhalt

1	Allgemeine Angaben zum Projekt	3
1.1	Antragsteller	3
1.2	Thema	3
1.3	Kurzbericht / Abstract	4
1.4	Veröffentlichungen	5
2	Arbeits- und Ergebnisbericht	6
2.1	Kurzbeschreibung der Forschungsergebnisse	6
2.1.1	<i>Anwendungsfall: Parkplatz der Marquardt GmbH</i>	6
2.1.2	<i>Anwendungsfall: Parkhaus Wizemann Areal</i>	17
2.1.3	<i>Lastprofilgenerator</i>	25
2.1.4	<i>Prädiktives Lademanagement</i>	31
2.1.5	<i>Dimensionierungen und Auslegungen eines Speichers</i>	31
2.1.6	<i>Steuerungsalgorithmik des Energiespeichers</i>	34
2.1.7	<i>Wirtschaftlichkeitsaspekte</i>	35
2.1.8	<i>Betriebsstrategie</i>	46
2.2	Welche Fortschritte ergeben sich für die Wissenschaft und Technik?	48
2.2.1	<i>Anwendbarkeit und Zielbild des Lastprofilgenerators</i>	48
2.2.2	<i>Ladeinfrastrukturnutzung bei der Marquardt GmbH in Pandemiezeiten</i>	48
2.2.3	<i>Stresstest bei der Marquardt GmbH</i>	56
2.2.4	<i>Entwurf prädiktiver Last-/Lademanagementmethoden</i>	61
2.2.5	<i>Nutzen der Ergebnisse der prädiktiven Last- und Lademanagementmethoden</i>	77
2.3	Nutzen und praktische Verwertbarkeit der Ergebnisse und Erfahrungen ...	78
2.3.1	<i>Erfahrungsbericht von Prognosen bei fehlender Datenlage</i>	78
2.3.2	<i>Erfahrungsbericht bei der Beschaffung und dem Aufbau von Ladeinfrastruktur</i> ...	78
2.3.3	<i>Erfahrungsbericht zur Einführung der Elektromobilität im Unternehmen</i>	80
2.3.4	<i>Vor- und Nachteile der Integration eines Lade- und Lastmanagementsystems</i>	82
2.4	Konzept zum Ergebnis- und Forschungstransfer	85
3	Zusammenfassung	86
4	Anhänge	90

1 Allgemeine Angaben zum Projekt

1.1 Antragsteller

Table 1: Auflistung der Projektpartner

Unternehmen	Adresse	Ansprechpartner	Funktion im Projekt
Universität Stuttgart, Institut für Arbeitswissenschaft und Technologiemanagement IAT	Allmandring 35, 70569 Stuttgart	Herr Marvin Blessing, marvin.blessing@iat.uni-stuttgart.de	Verbundkoordinator
Hochschule Esslingen, Institut für Nachhaltige Energietechnik und Mobilität (INEM)	Neckarstraße 67, 73728 Esslingen	Herr Dr. Ralf Wörner, Ralf.Woerner@hs-esslingen.de	Konsortialpartner
Schwenkrain Grundstücks GmbH & Co. KG	Quellenstraße 7, 70376 Stuttgart	Herr Constantin Wizemann, cw@wizemann-areal.de	Konsortialpartner
Netze BW GmbH	Schelmenwasenstraße 15, 70567 Stuttgart	Herr Sven Zahorka, s.zahorka@netze-bw.de	Konsortialpartner
Marquardt GmbH	Schloss-Straße 16, 78604 Rietheim-Weilheim	Herr Jochen Schweickhardt, Jochen.Schweickhardt@marquardt.com	Konsortialpartner
Stuttgart Netze GmbH	Stöckachstr. 48, 70190 Stuttgart	Herr Christian Körner, c.koerner@stuttgart-netze.de	Assoziierter Partner

1.2 Thema

Die Ziele des Projekts KI-LAN (KI-basiertes netzdienliches Lademanagement beim Parken unter verschiedenen Nutzungsszenarien) sind die Erarbeitung von Wissen im Hinblick auf die Optimierung der Dimensionierung des Netzverknüpfungspunktes, die Gewinnung von Erfahrung hinsichtlich des intelligenten Betriebs von Ladepunkten in Parksituationen mit einer hohen Anzahl an Ladepunkten sowie Wissen bezüglich des Einsatzes eines lokalen wie auch Remote-Lastmanagements. Im Rahmen des Projekts werden dazu zwei Reallabore eingebunden, die folgende Nutzungsszenarien beinhalten:

1. Laden beim Arbeitgeber im urbanen Raum / im Veranstaltungszentrum (Parkhaus Wizemann Areal, Stuttgart)
2. Laden beim Arbeitgeber im ländlichen Raum (Parkplatz Marquardt GmbH, Rietheim-Weilheim).

Die erarbeiteten Lösungen sollen Überdimensionierungen von Netzanschlusspunkt, Transformator, vorgelagerter Netz- sowie nachgelagerter Ladeinfrastruktur vermeiden und generisch auf weitere Anwendungsfälle übertragbar sein. Somit können Kosten im Zusammenhang mit dem Aufbau von Ladeinfrastruktur (Anschlussleistung, Entgelte, Transformator etc.) minimiert und der bestehende Netzanschluss optimal ausgenutzt werden. Der Ansatz wirkt somit in das vorgelagerte Verteilnetz und vergünstigt dabei die Kosten der Liegenschaftsbetreiber wie auch in Konsequenz die Kosten aller Letztverbraucher.

Um das Mobilitätsbedürfnis und das Lastmanagement in Einklang zu bringen, kommt ein prognosebasiertes Lademanagement zu Einsatz, welches Ladepläne sowohl für die einzelnen Ladepunkte als auch den Einsatz eines stationären Speichers bestimmt. Die Prognosen adressieren dabei mittels künstlicher Intelligenz die Frage, welche Gesamtleistung am Standort zum Laden zur Verfügung stehen wird.

1.3 Kurzbericht / Abstract

Im Rahmen von KI-LAN wurden zwei Reallabore unter verschiedenen Nutzungsszenarien aufgebaut. Ein Reallabor im urbanen Raum und ein weiteres im ländlichen Raum. Während der Projektlaufzeit konnten daher gemeinsame und unterschiedliche Aspekte betrachtet und bearbeitet werden. Gemeinsame Schwerpunkte waren unter anderem die Beschaffung sowie der Aufbau der Ladeinfrastruktur und der Einsatz weiterer proprietärer Hardware und der Fokus auf ein netzdienliches Lademanagement. Neben der hardwaretechnischen Anbindung waren aufgrund der Vielzahl der Komponenten auch die softwareseitige Anbindung und die Steuerung der Ladeinfrastruktur eine gemeinsame Herausforderung der beiden Reallabore. Dabei mussten die robuste Kommunikation aller Softwarekomponenten und die intelligente Steuerung der Ladeinfrastruktur gewährleistet werden, um einen Ausbau des Netzanschlusspunktes zu vermeiden.

Die Unterschiede der Reallabore zeichnen sich durch die vom Standort vorgegebenen Rahmenbedingungen bzw. Anforderungen, das Nutzungsverhalten und die verschiedenen Hardware- und Softwarelösungen aus. Im Reallabor im ländlichen Raum wurden neben elektrischen Automobilen zusätzlich Pedelecs, E-Scooter und Cargo-E-Bikes eingesetzt. Weiterhin konnte ein Speicher die Spitzenlast der im Projekt aufgebauten DC-Ladestation reduzieren. Bei dem Arbeitgeber im urbanen Raum konnte bezüglich des Nutzungsverhaltens analysiert werden, wie sich die Last entwickeln wird. So wurde für das Parkhaus explizit zwischen der Nutzung von Gewerbekunden über den Tag und den Freizeit- beziehungsweise Eventkunden am Abend und am Wochenende unterschieden.

Um den Ausbau des Netzanschlusspunkts zu verhindern, kam an beiden Standorten ein Lade- und Lastmanagementsystem zum Einsatz, welches bei einer entsprechenden Last oder vorgegebenen Ladeplänen die Ladeleistung der Ladestationen regelt. Eine Validierung des statischen Lademanagements wurde bei beiden Standorten mit einem "Stresstest" durchgeführt. Hier konnte gezeigt werden, dass entsprechend einer vorgegebenen Schranke die Ladestationen gesteuert und somit die obere Lastgrenze eingehalten wird.

Für ein dynamisches und prognosebasiertes Lademanagement wurden weitreichende Forschungsarbeiten geleistet. So wurden die im Projekt gesammelten Erkenntnisse für die Entwicklung von Algorithmen zur Erstellung von Ladeplänen und weitere Forschungsarbeiten eingesetzt. Daraus entstand ein prototypisches Softwarepaket, welches zwar innerhalb der Projektlaufzeit nicht zum Einsatz in den Reallaboren kam, aber mit Simulationen und Daten aus den Laboren validiert werden konnte.

Zukünftig wird das dynamische und prognosebasierte Lademanagement das softwareseitige Ziel für den weiteren Hochlauf der Elektromobilität sein. Damit kann der Netzanschlusspunkt optimal genutzt und die Wünsche aller beteiligten Akteure können entsprechend berücksichtigt werden. Darunter fallen die Reduzierung der Jahresspitzenlast für den Standort, die Steuerung durch den Verteilnetzbetreiber, um das Mittelspannungsnetz nicht zu überlasten, die Preisoptimierung oder der gewünschte State of Charge (SOC) für die E-Fahrzeuge und die ausgiebige Nutzung von Energiespeichern sowie Erneuerbaren Energien. Für diese Ziele ist der Informationsaustausch der entsprechenden Akteure sicherzustellen und weitere gemeinsame Softwarelösungen sind zu entwickeln. Durch die steigende Komplexität der Systeme und die steigenden Anforderungen wird auch immer mehr die Notwendigkeit für intelligente Komponenten deutlich.

1.4 Veröffentlichungen

Pressemitteilungen

- Elektromobilität: Wie geparkte Autos mit künstlicher Intelligenz optimal Laden, Juni 2020, <https://www.iao.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/aktuelles/elektromobilitaet-autos-mit-kuenstlicher-intelligenz-optimal-laden.html>

Presseartikel

- Stromtanken nach Maß, Handelsblatt NR. 202, Seite 42, 19.10.2020
- Laden ohne Hemmungen, Handelsblatt NR. 230, Seite 42-43, 26.11.2020

Wissenschaftliche Publikationen

- Cao D., Lerch J., Stetter D., Neuburger M., Wörner R.,
„Application and machine learning methods for dynamic load point controls of electric vehicles (xEVs), *Earth and Environmental Science*“, E3S Web of Conferences 191, 04003 (2020)

Abschlussarbeiten mit Sperrvermerk

- Schnell, Julia (01.04.2021): Faktorenanalyse zur Rentabilitätssteigerung von Ladeinfrastruktur auf Parkplätzen. Bachelorarbeit, Hochschule Esslingen

2 Arbeits- und Ergebnisbericht

2.1 Kurzbeschreibung der Forschungsergebnisse

Im Folgenden werden die getätigten Arbeiten und Forschungen mit ihren Ergebnissen beschrieben. Da im Projekt KI-LAN zwei Reallabore aufgebaut und in Betrieb genommen wurden, werden diese zuerst beschrieben, um die Grundlage und Ausgangssituation der Forschungsarbeiten und daraus resultierenden Ergebnisse darzulegen.

2.1.1 Anwendungsfall: Parkplatz der Marquardt GmbH, Rietheim-Weilheim Nutzungsszenario: Laden beim Arbeitsplatz im ländlichen Raum

Die Marquardt GmbH ist ein international agierendes Unternehmen und entwickelt, fertigt und vertreibt elektrische und elektronische Schalter, Schaltsysteme und Bedienelemente für den Haushalt und für elektronische Geräte wie Elektrowerkzeuge und Automobilanwendungen sowie insbesondere Fahrberechtigungs- und Batteriemanagementsysteme.

Das Unternehmen hat seinen Hauptsitz in Rietheim-Weilheim und plante dort auf seinem Parkplatz P1 den Aufbau von insgesamt 25 Ladepunkten mit einer Gesamtladeleistung in Höhe von 678 kW. Die 25 Ladepunkte sind dabei wie folgt aufgeteilt worden:

- Zwölf AC-Ladesäulen mit je 2 Ladepunkten je 22 kW Ladeleistung
- Eine DC-Schnellladesäule mit 150 kW Ladeleistung



Abbildung 1: Firmenareal der Marquardt GmbH - Luftbild von Rietheim-Weilheim mit Parkplatz P1

Die Liegenschaft zeichnete sich für das Forschungsprojekt insbesondere dadurch aus, dass das Unternehmen den zuständigen Verteilnetzbetreiber (Netze BW GmbH) bereits vor dem Zubau von Elektromobilität um eine Anschlussenerweiterung ersucht hatte. Zu Projektbeginn verfügte der Netzverknüpfungspunkt der Marquardt GmbH über eine Anschlussleistung von 5 MW und die Jahreshöchstlast betrug vor der Corona-Pandemie und der damit verbundenen Auswirkungen auf die Arbeits- und Mobilitätswelt 4,2 MW. Im Zuge von Neubaumaßnahmen eines Entwicklungszentrums am Standort kamen ab Juni 2019 weitere 500 bis 700 kW hinzu. Bereits vor diesem Hintergrund bestand Handlungsbedarf in Hinsicht auf eine Netzanschlussenerhöhung, da sich die Situation zusätzlich verschärfen würde, wenn durch den Aufbau von Ladeinfrastruktur auf dem Parkplatz weitere Leistungserhöhungen im Leistungsbedarf zu erwarten waren. Vor diesem Hintergrund musste an der Liegenschaft ein stationärer Speicher wie auch ein Lade- und Lastmanagementsystem etabliert werden, um einer Erhöhung der Anschlussleistung zuvorzukommen. Die Besonderheit des im Rahmen des Projekts beschafften stationären Lithium-Ionen-Speichers besteht in seiner Modularität der Akkus, die in der Station als Energiepuffer verwendet werden können, um auftretende Lastspitzen zu reduzieren. Die Speisung der Akkus geschieht schwerpunktmäßig außerhalb der Lastspitzenzeiten und damit am späten Nachmittag oder Abend. Somit steht der Speicher in angespannten Situationen zur Verfügung und wird in Zeiten höherer Netzkapazitäten geladen.

Die modular aufgebauten Ladestationen und der modulare Speicher werden gemeinsam sowohl über ein lokales als auch über ein cloudbasiertes Lade- und Lastmanagement gesteuert. Durch dieses Vorgehen wird zum einen eine Steuerung basierend auf lokalen Parametern und Daten möglich sowie auch ein netzdienliches Lade- und Lastmanagement, welches auf den Daten des Verteilnetzes basiert. Über eine Schnittstelle zum Verteilnetzbetreiber ist es möglich, dass dessen Messdaten und Steuerwerte aktiv das Lademanagement beeinflussen können.

Im Abbildung 2 sind die wesentlichen Hintergründe des Projektantrags sowie die Zusammenfassung des Projektinhalts zusammengefasst:

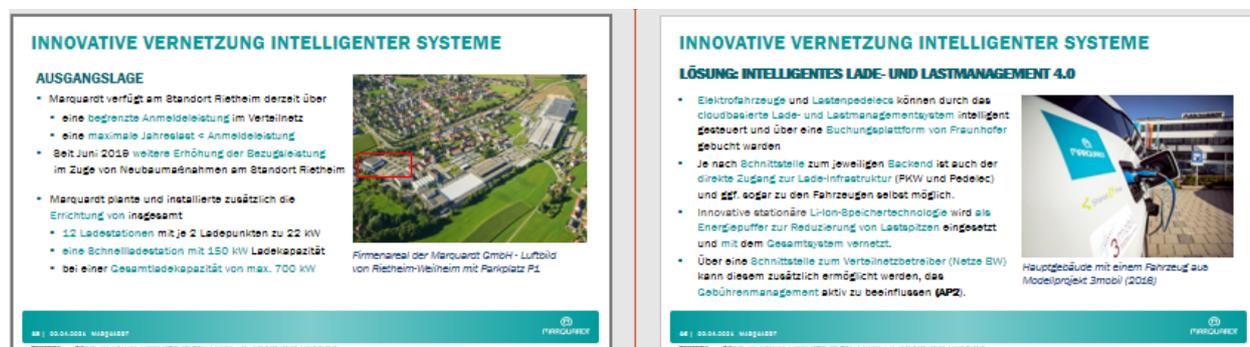


Abbildung 2: Planung der Projektinhalte

Abbildung 3 beschreibt den geplanten Aufbau und das Prinzip des Lade- und Lastmanagements der Marquardt GmbH:



Abbildung 3: Planung der intelligenten Systeme

2.1.1.1 Beschreibung der hardwaretechnischen Komponenten des Nutzungsszenarios

Im Folgenden werden die Parkplätze der Marquardt GmbH in Rietheim-Weilheim dargestellt, die mit Ladestationen für E-Fahrzeuge versehen wurden. Anhand der Legende ist zu erkennen, wo sich die AC/DC-Ladestationen befinden.



Abbildung 4: Parkplatz P1, Kennzeichnung der Ladestationen

AC- und DC-Ladestationen

Am Standort Rietheim-Weilheim der Marquardt GmbH wurden insgesamt zwölf AC-Ladestationen mit jeweils zwei Ladepunkten aufgebaut. Jeder Ladepunkt verfügt dabei über 22 kW, sodass insgesamt eine AC-Ladeleistung von 12 x 2 x 22 kW installiert wurde. Zusätzlich wurde eine DC-Schnellladestation mit einem Ladepunkt und einer Ladekapazität von 150 kW erbaut. Alle Ladestationen werden über ein RFID-System autorisiert. Insgesamt wurde eine Gesamtladekapazität von maximal 700 kW bereitgestellt. Die Ladestationen wurden mit einer Software versehen, die ermöglicht, dass sie mit einem Ladestationsmanagementsystem und dem Lade- und Lastmanagement kommunizieren können und nur auf autorisierte RFID- beziehungsweise Legic-Karten reagieren.



Abbildung 5: AC-Ladestation auf P1



Abbildung 6: DC-Ladestation auf P1

RFID-Box

Anhand der RFID-Box wird im KI-LAN-Projekt die Buchung von den E-Autos der KI-LAN-Flotte aktiviert, was bedeutet, die RFID-Box kommuniziert mit dem eingesetzten Flottenbuchungssystem und teilt diesem mit, dass die Buchung des zugehörigen RFID-Dongles wahrgenommen wurde. Die RFID-Box kommuniziert dabei über W-LAN mit dem Buchungssystem ubstack MOVE des Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation IAO, welches die Buchungen von verschiedenen E-Fahrzeugen des Projekts enthält. Das Ein- und Ausbuchen der E-Autos setzt eine erfolgreiche Buchung in des ubstack-Buchungssystem sowie eine Abholung/ Rückgabe im entsprechenden Buchungszeitraum voraus. Dazu wurde ein individueller Prototyp angefertigt und an der Pforte verbaut. Buchungsbeginn und -ende werden über einen RFID-Dongle, welcher am Schlüssel eines Flottenfahrzeuges angebracht ist, an einem RFID-PickUp-BOX Terminal definiert. Dadurch können exakte Ab- und Rückgabezeiten bestimmt werden. Zusätzlich ist auch eine genaue Schlüsselkontrolle möglich.



Abbildung 7: RFID-Box

Pedelec-Ladeschränke (BauerBoxen)

Zur Einbindung von Lastenrädern (Pedelecs) wurden auf dem Gelände der Marquardt GmbH zwei Pedelec-Ladeschränke installiert (BauerBoxen). Diese sind jeweils mit acht Fächern ausgestattet. Die Ladeschränke verfügen ebenfalls über die Anbindung an das Buchungssystem ubstack MOVE und lassen sich über die Legic-Karten nach entsprechender Buchung autorisieren. Anhand eines digitalen Displays kann über die Marquardt-Karte ein gebuchtes Fach geöffnet werden. Der Ladeschrank erkennt automatisch, ob das Fach geöffnet ist und ob ein Akkusystem darin lädt. Die Daten werden an das Buchungssystem weitergegeben, wodurch ein Fach als freigegeben oder genutzt in der Buchungsoberfläche angezeigt wird. Zusätzlich wird angezeigt, ob die Buchung aktiviert wurde, indem der Akku von dem Netzwerk getrennt wurde oder nicht.



Abbildung 8: Ladeschrank, ausgestattetes Fach auf P1



Abbildung 9: Display Ladeschrank

Lithium-Ionen-Speicher

Ebenfalls wird ein innovativer stationärer Lithium-Ionen-Speicher mit einer Ladeleistung von 50 kW und einer Kapazität von ca. 75 kWh mit dem Gesamtnetzwerk vernetzt. Dieser fungiert als Energiepuffer und wird zur Reduzierung von Lastspitzen eingesetzt.

Schnittstellen

Die Motivation zu einem intelligenten Lastmanagement wurde einerseits durch eine Vergrößerung der Architektur der Marquardt GmbH und somit durch eine Erhöhung des Lastgangs und andererseits aufgrund von Fluktuationen im firmeninternen Stromnetz durch erneuerbare Energieerzeugung hervorgerufen. Dies hat zur Folge, dass die Gefahr besteht, dass es zu einer Überschreitung der Anmeldeleistung kommt (für das leistungsabhängige Netzentgelt wird der größte Leistungspeak pro Jahr herangezogen und für das Kalenderjahr erhoben). Um dies zu vermeiden, werden im Projekt die Elektrofahrzeuge und -pedelecs über ein lokales und cloudbasiertes Lade- und Lastmanagement intelligent gesteuert. Die Buchung der Fahrzeuge erfolgt über die Anbindung an die Buchungsoberfläche ubstack MOVE. Auf die Einbindung in die IT-Infrastruktur wurde aus verschiedenen Gründen (IT-Sicherheit, Trennung mit operativem Geschäft des Unternehmens etc.) verzichtet, sondern es wurde ein eigenständiges Netzwerk für die Ladeinfrastruktur aufgebaut.

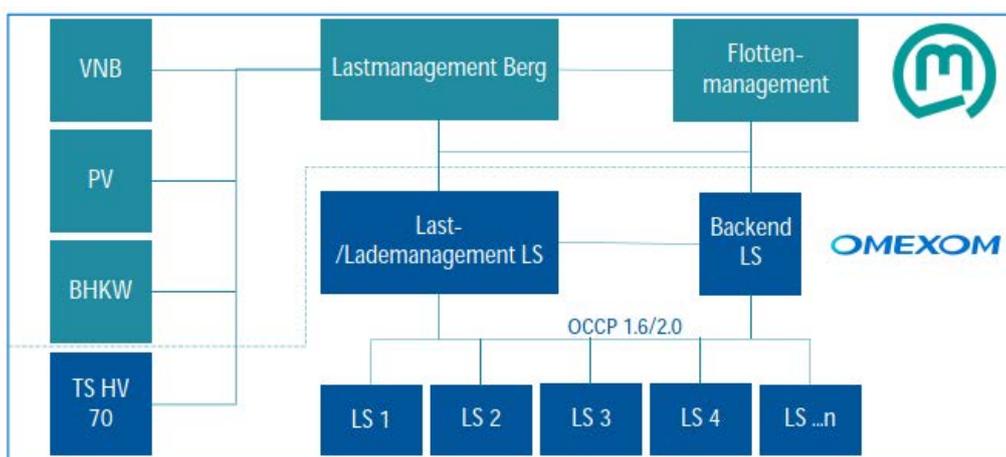


Abbildung 10: Schematische Darstellung der Komponenten und Schnittstellen im Projekt

2.1.1.2 Beschreibung der Pilotphasen des Nutzungsszenarios: Laden beim Arbeitsplatz im ländlichen Raum

Innerhalb der Projektlaufzeit wurde nach Installation und Inbetriebnahme der Ladeinfrastruktur, des Speichers und der Pedelec-Ladepunkte mehrere Anwendungsfälle für die Nutzung der Hardwarekomponenten definiert und diese in Pilotphasen erprobt.

Pilotphase 1: Buchung verschiedener E-Fahrzeuge

Innerhalb eines insgesamt achtwöchigen Testbetriebs wurde sowohl der Use Case „Buchung verschiedener E-Fahrzeuge (E-Smarts und Pedelecs)“ von insgesamt 20 internen Teilnehmern getestet. Dabei wurden den Teilnehmern sowohl zwei E-Smart For two als auch sechs Pedelecs zur Verfügung gestellt. Von den Ladesäulen wurde eine mit zwei Ladepunkten für die Pilotphase reserviert und diese waren nur noch für die Teilnehmer

zugänglich. Dies wurde anhand eines Legic-Zutrittsystems mit den persönlichen Marquardt-Karten sichergestellt, welche für die Ladeschänke und die Ladestationen autorisiert wurden. Den Teilnehmern wurde ein Account in dem angebotenen Buchungssystem ubstack MOVE zur Verfügung gestellt und sie wurden in dessen Gebrauch instruiert.

Pilotphase 2

Nach Beendigung der ersten Pilotphase wurde die zweite Pilotphase geplant. Hierbei wurden spezifischere Use Cases hinsichtlich der Nutzung der Ladestationen und der Ladeschränke definiert.

Use Case Dienstfahrzeuge

Nach der Testung einer intelligenten Ladestation in der ersten Pilotphase wurde die aktuelle Konfiguration ebenfalls auf die restlichen Ladestationen gespielt, wodurch eine Nutzung der Ladestationen nur noch mit einer autorisierten Marquardt-Personalkarte möglich ist. Hinsichtlich dessen wurden alle Dienstfahrzeugfahrer der Marquardt GmbH in den Use Case miteinbezogen und deren Personalkarten für die Ladestationen autorisiert. Durch den neuen Konfigurationsstand ist eine spezifische Nutzung und eine kontrollierte Freigabe der Ladestationen möglich. Mittels eines Stresstests wurden 21 dienstlich betriebene E-Fahrzeuge zum Ende des Projekts an den AC-Ladepunkten und dem DC-Hypercharger zeitgleich geladen und vom zwischenzeitlich parametrisierten Lade- und Lastmanagement so gesteuert, dass Lastspitzen vermieden werden. Die Ergebnisse dieses Stresstests werden weiter unten dargestellt.

Use Case Besucher

Ein weiterer Use Case wurde nach der Anpassung der Ladestationen auf die aktuelle Konfiguration möglich. Neben der Einbeziehung von internen Teilnehmern in die Pilotphase wurde für externe Besucher eine Ladestation mit zwei Ladepunkten bereitgestellt. Über die Pforte können die Ladepunkte reserviert werden und anhand von Universal-Karten kann die Ladesäule für den Ladevorgang freigeschaltet werden. Personenbezogene Daten und Ladezeiten werden dabei in einem Protokoll aufgenommen, um die Daten mit in das Buchungssystem aufzunehmen.

Use Case Innerbetrieblicher Werksverkehr

Ebenfalls wurde an den Ladeschränken ein weiterer Use Case spezifiziert. Neben der Buchung von Pedelecs wurden auch E-Scooter und Cargo-E-Bikes miteinbezogen. Einzelne Abteilungen der Marquardt GmbH wurden als Teilnehmer in den Use Case miteinbezogen. Anhand eines Wechselakkusystems ist es möglich, sich sowohl ein Fahrzeug als auch einen einzelnen Akku zu mieten, um zu gewährleisten, dass das Fahrzeug jederzeit leistungsfähig ist. Die Nutzung der genannten Fahrzeuge erfolgt intern auf dem Firmengelände. Als Rahmenbedingung gilt, dass Fahrzeuge für einen Arbeitstag zu mieten sind, um Laufwege zu den Ladeschänken zu minimieren. Bei Arbeitsende wird das Fahrzeug an den Ladeschrank zurückgebracht und der Schlüssel in das gebuchte Fach zurückgelegt, damit am nächsten Tag das Fahrzeug für den nächsten Nutzer bereitsteht.

Um auch eine netzdienliche Steuerung der Ladeinfrastruktur zu ermöglichen war es notwendig, eine Schnittstelle zu dem zuständigen Verteilnetzbetreiber - der Netze BW GmbH - zu implementieren und damit Zustandsdaten aus dem vorgelagerten Netz zu erhalten. Diese Schnittstelle ist in dem Abschnitt *Anbindung des Verteilnetzbetreibers an das Lastmanagementsystem* beschrieben. Die Kommunikation der Ladestationen mit CHARGE erfolgt über [OCPP 1.6](#), der Zugriff auf die ubstack-Plattform via HTTPs und für die Anbindung der BauerBox wurde eine proprietäre HTTP-basierte Schnittstelle verwendet.

In Abbildung 12 wird die Systemarchitektur des Nutzungsszenarios mit allen verwendeten Software- und Hardwaresystemen sowie die Konnektivität zwischen diesen dargestellt. Hierbei liegt der Fokus auf dem Anwendungsfall der globalen Steuerung an der Liegenschaft und der Integration aller notwendigen Systeme für einen funktionalen Betrieb.

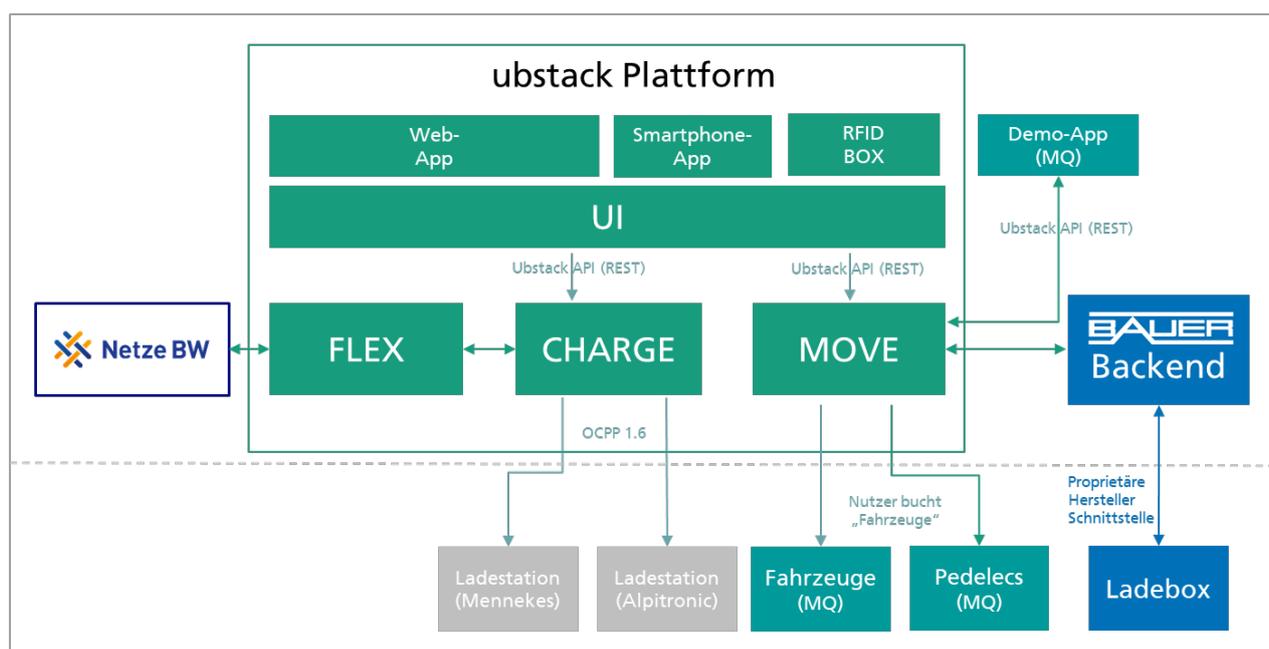


Abbildung 12: Abstrakte Systemarchitektur der Liegenschaft Riethem-Weilheim

Die ubstack-Plattform ist eine vom Fraunhofer IAO betriebene cloudbasierte Plattform. Der Zugriff auf die Plattform kann also von überall erfolgen und sie muss nicht in der Liegenschaft direkt betrieben werden. Es ist ausreichend, die lokalen Komponenten mit einem Internetanschluss auszustatten. Durch den eigenen DSL-Anschluss für die Komponenten in der Liegenschaft können die unternehmenseigenen IT-Netze von der Ladeinfrastruktur abgetrennt werden. Auch die Integration weiterer Dienste - wie die Integration des Verteilnetzbetreibers und der BauerBox - ist in einer cloudbasierten Umgebung um ein Vielfaches einfacher umzusetzen als in lokalen Insellösungen.

Ein Nachteil der cloudbasierten Plattform ist die längere Kommunikationszeit oder das höhere Ausfallrisiko durch Internetausfälle. Ein weiterer Nachteil der cloudbasierten Plattform ist, dass nicht alle lokalen Systeme über das Internet angebunden werden. Bei der Marquardt GmbH wird ein Energiemanagementsystem *Berg* eingesetzt, um die Leistungen der Liegenschaft zu überwachen und zu steuern. Dieses muss auch die Ladestationen in ihre Ladeleistung limitieren können, sollte die Bezugslast am Anschlusspunkt der Liegenschaft zu groß werden. Das *Berg*-System besitzt aber nur die Möglichkeit über digitale Eingänge ein Steuerungsbefehl zu versenden. Um die Steuerung durch das *Berg*-System lokal umsetzen zu können, musste eine lokale Komponente entwickelt werden. Dafür wurde die lokale Komponente FLEX-Box - basierend auf dem [Revolution Pi](#) - als Prototyp durch das Fraunhofer IAO als Unterauftragnehmer der Netze BW entwickelt. Die lokale

Komponente wurde über digitale Eingänge an das *Berg*-System und über [Modbus-TCP](#) an die Ladestationen angeschlossen.

In Abbildung 13 werden die lokalen Systemkomponenten und Kommunikationsprotokolle der Liegenschaft dargestellt. Hierbei liegt der Fokus auf den Komponenten, welche für den Anwendungsfall der lokalen Steuerung der Liegenschaft durch die Integration des übergeordneten Energiemanagementsystems *Berg* benötigt werden und der Integration des lokalen Speichersystems.

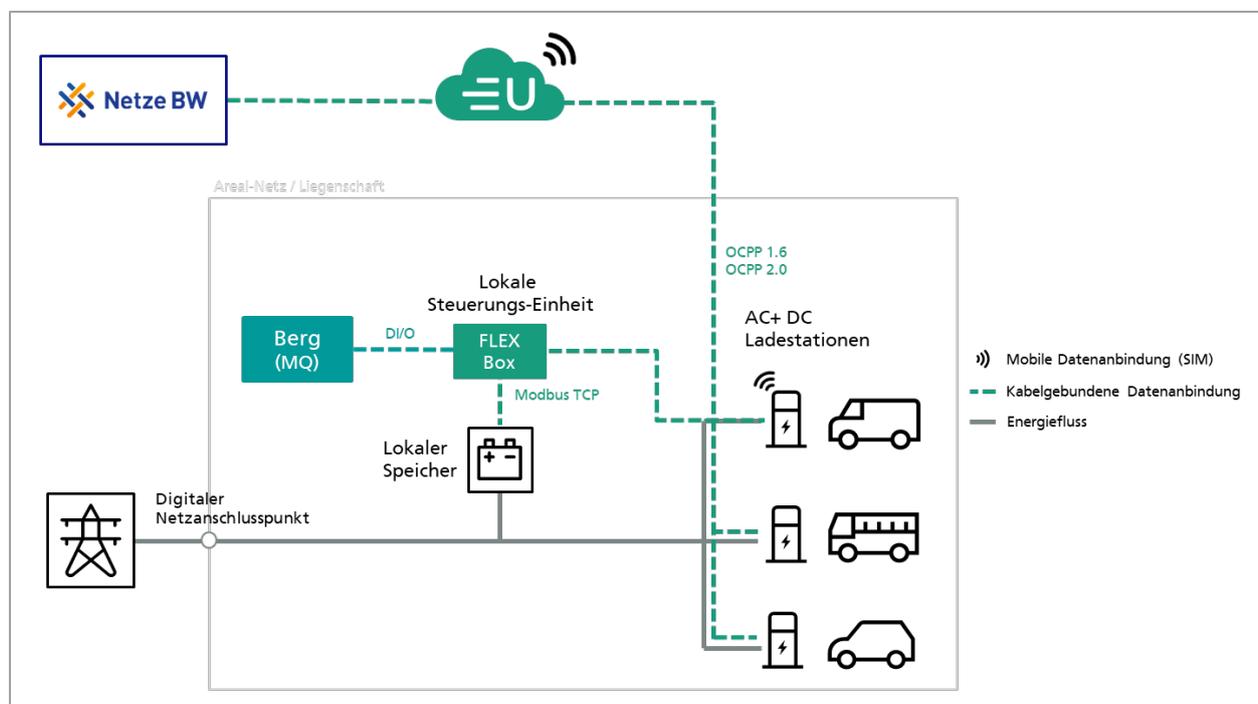


Abbildung 13: Architektur der Systemkomponenten der Liegenschaft Rietheim-Weilheim

Neben der Anbindung an das *Berg*-System und die Ladestationen wurde die Flex-Box auch über Modbus-TCP an das Speichersystem des Projektes der Liegenschaft angeschlossen und kann somit den Speicher in Echtzeit lokal auslesen und steuern. Die Steuerungsalgorithmik des Projektes ist im Kapitel *Steuerungsalgorithmik des Energiespeichers im Nutzungsszenario "Laden beim Arbeitsplatz im ländlichen Raum"* beschrieben. Die Steuerungsalgorithmik des Projektes ist in dem Kapitel *Steuerungsalgorithmik des Energiespeichers im Nutzungsszenario "Laden beim Arbeitsplatz im ländlichen Raum"* beschrieben.

2.1.1.4 Anbindung des Verteilnetzbetreibers an das Lastmanagementsystem

Im Zuge des Projekts wurde die Netze BW als Verteilnetzbetreiber an das Lademanagementsystem der Universität Stuttgart und des Fraunhofer IAO angeschlossen. Dadurch können die vergangenen Lastgangdaten von der Liegenschaft Rietheim-Weilheim sowie aktuelle Mittelspannungsdaten übertragen und im Lademanagement genutzt werden. Hierbei ergeben sich zwei Möglichkeiten anhand welcher die Ladeinfrastruktur gesteuert werden kann. Einerseits kann über die Mittelspannungsdaten ein Schwellwert definiert werden, ab welchem die Ladestationen geregelt werden müssen. Andererseits kann basierend auf dem Lastverlauf der vergangenen beiden Jahre eine einfache Lastprognose erstellt werden. Bei einer prognostizierten Lastspitze soll dann die Ladeleistung der Ladeinfrastruktur geregelt werden.

Wie in Abbildung 14 dargestellt, wurde für die Übertragung der Daten *Microsoft SharePoint* als Technologie gewählt. Für den SharePoint der Netze BW wurde daher eine Add-In-Anwendung implementiert. Diese nutzt

das von Microsoft vorgegebene tokenbasierte OAuth-Authentifizierungsverfahren sowie das in Microsoft SharePoint bereits enthaltene Rechtemanagement. Nach einer erfolgreichen Authentifizierung werden die Daten des Verteilnetzbetreibers von der Anwendung in regelmäßigen Abständen synchronisiert und weiterverarbeitet. Durch die Nutzung von Microsoft SharePoint wurden Entwicklungsarbeiten hinsichtlich Authentifizierung, Rechtemanagement, Schnittstellen oder einem gesonderten Datenformat vereinfacht. Es wurde auf der bereitgestellten Softwarelösung aufgebaut, um schnell und sicher die Daten zwischen den beiden Partnern zu übertragen. Auch bleibt so eine kompliziertere Anbindung der Lademanagementsysteme an die Leitwarte des Verteilnetzbetreibers über beispielsweise IEC 60870-5-104 außen vor, was die Umsetzung im Projekt beschleunigt hat und die Sicherheitsrisiken für die Leitwarte minimiert.

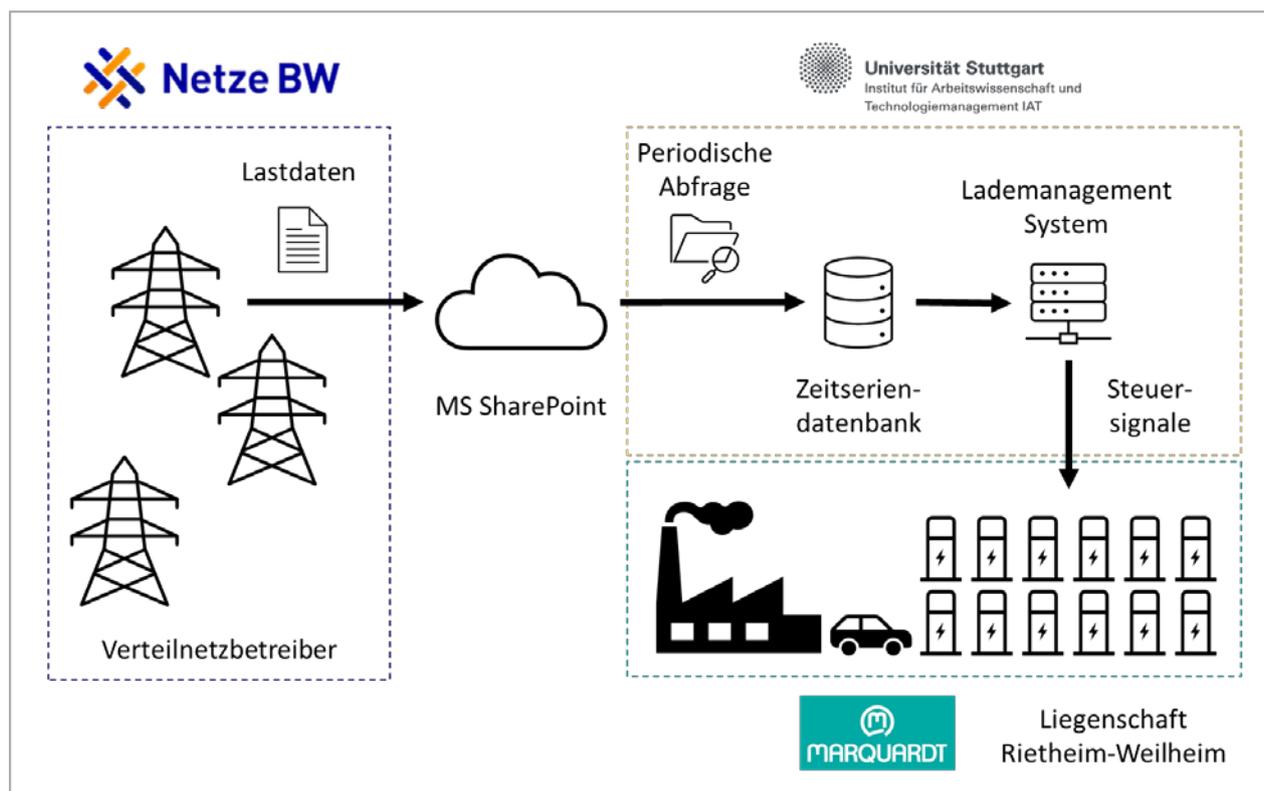


Abbildung 14: Systemarchitektur der Softwarekomponenten für die Anbindung des Verteilnetzbetreibers an das Lademanagementsystem

Für die Nutzung der Daten durch das Lademanagementsystem werden die Daten in einem Zeitserienformat in einer Datenbank abgelegt. Das Lademanagement ermittelt dann, ob anhand der vorliegenden Daten, also entweder dem ermittelten Schwellwert oder der Lastprognose, gesteuert werden muss.

Langfristig wäre der Einsatz einer KI-gestützten Lastprognose denkbar, um Lastspitzen genauer zu ermitteln oder früher einer Lastspitze entgegenzusteuern. Zusätzlich kann weiter an der Ermittlung des Schwellwertes durch die Mittelspannungsdaten gearbeitet werden.

2.1.2 Anwendungsfall: Parkhaus Wizemann Areal, Stuttgart

Nutzungsszenario: Laden im Parkhaus für Gewerbetunden (Normalpendler, tagsüber) und beim Veranstaltungszentrum (abends und Wochenende)

Das Parkhaus auf dem Wizemann Areal in Stuttgart ist ein neu errichtetes Parkhaus (Bezug 2018) mit insgesamt 316 Stellplätzen. Aufgrund seiner räumlichen Ansiedlung im Stadtgebiet von Stuttgart ist das Wizemann Areal Anschlussnehmer des Verteilnetzes der Stuttgart Netze GmbH. Im Zuge des Projekts wurden seitens des Eigentümers Schwenkrain Grundstücks GmbH und Co. KG des Wizemann Areals insgesamt zehn Ladepunkte mit jeweils 22 kW Ladeleistung installiert. Damit wurde im Parkhaus eine Gesamtladeleistung von 220 kW installiert.

Die Nutzung der zehn Ladepunkte im Parkhaus ist zum einen für Gewerbetunden als Mieter im Wizemann Areal vorgesehen. Die Mieter nutzen die Ladepunkte tagsüber, um sowohl deren Firmenfahrzeuge als auch die Elektrofahrzeuge von Mitarbeitenden zu laden. Eine Nutzer-Autorisierung soll per RFID-Karte erfolgen, sodass die Abrechnung der Ladevorgänge durch den Betreiber Schwenkrain Grundstücks GmbH und Co. KG im Rahmen der Abrechnung der Mietgebühr des Stellplatzes erfolgen kann. Neben der Nutzung durch Mieter sollten die Ladepunkte auch für Besucherinnen und Besucher des Veranstaltungszentrums „Im Wizemann“ nutzbar sein, um Elektrofahrzeuge am Abend sowie am Wochenende zu Veranstaltungszeiten aufzuladen. Hierfür sollte die Autorisierung und Bezahlung der Ladevorgänge mittels Ad-Hoc / Direktbezahlung via Kreditkarte nutzbar sein.



Abbildung 15: Wizemann Areal

Durch seine Beschaffenheit als Parkhaus ist das Parkhaus des Wizemann Areals an einen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen, welcher eine maximale Anschlussleistung von 150 kW aufweist. Davon stehen der Ladeinfrastruktur nur 135 kW der Anschlussleistung zur Verfügung, da durch die Differenz in Höhe von 15 kW die Grundversorgung des Gebäudes abgedeckt wird. Der Fokus der Projektarbeiten lag in Hinsicht auf den Netzverknüpfungspunkt in einem lokalen Lastmanagement, welches die Ladevorgänge so steuert, dass sie über den existierenden Netzverknüpfungspunkt abgebildet werden können. Ein Erweiterungsbedarf des Netzverknüpfungspunkts oder des vorgelagerten Verteilnetzes wurde explizit vermieden. Im Wizemann Areal sind neue modulare Ladepunkte zum Einsatz gekommen. Diese zeichnen sich insbesondere durch ihren modularen Aufbau aus, der flexibel erweitert werden kann. Mittels einer weiteren Vernetzungskomponente werden Ladevorgänge und Lastprofile genutzt, um das lokale Lastmanagement zu ergänzen. Außerdem wurde in diesem Anwendungsfall untersucht, wie weit die jeweilige Ladeleistung an den Ladepunkten herunter geregelt werden darf, um keine Einbußen im Ladebedarf der Nutzer zu erzeugen.

2.1.2.1 Beschreibung der hardwaretechnischen Komponenten des Nutzungsszenarios

In Vorgesprächen der Planung und Abstimmungen mit der Stuttgarter Feuerwehr wurde die untere Parkebene als die sinnvollste und seitens eines Brandvorfalls als der beste Platz ausgewählt, die zehn Ladepunkte zu installieren. An einer Seite des Parkhauses wurden daher alle 10 Ladepunkte als Wallbox vorgesehen. An dieser Stelle ist bereits der Verteilschrank der Elektroinstallation. Dadurch konnten die Installationskosten für die Elektroverkabelung reduziert werden im Vergleich zur ersten Kostenschätzung. Im Gegensatz zur ursprünglich vorgesehenen Datenanbindung der Ladepunkte über Funk/Wireless an den Datenübergabepunkt (DSL-Anschluss) wurde auf eine Ethernet-Verkabelung gesetzt, die für Störungen unauffälliger ist als die ursprünglich geplante Funk-Datenanbindung.

Parallel zur Ausschreibung der Elektroinstallationsarbeiten und Datenanbindung der Ladepunkte wurde mit dem Test der IT-Systeme für die Anbindung der Ladepunkte mit Lastmanagement und denen der Hochschule Esslingen und der Universität Stuttgart gestartet (AP 3.1). In mehreren Besprechungen erfolgte die Definition der IT-Schnittstellen zwischen chargeIQ GmbH (im Unterauftrag) mit der Hochschule Esslingen und der Universität Stuttgart und deren erste Umsetzung in Form von Prototypen. Ebenso erfolgte die Entwicklung der modularen Ladestation in Zusammenarbeit mit dem Ladestationshersteller. Siehe Abbildung 16. In der Wallbox wird das neuartige IoT-Modul connectIQ (von chargeIQ GmbH) erstmals zum Einsatz kommen, um Ladevorgänge zu überwachen und weitere neuartige „Apps“ für Energiemanagement dank Over-The-Air (OTA) Software-Update zur Verfügung zu stellen. Das IoT-Modul wurde vorab in Testinstallationen getestet und an den Ladestationshersteller Ladesystemtechnik UG geliefert für die Produktion und Bau der zehn AC-Ladestationen als Wallbox.

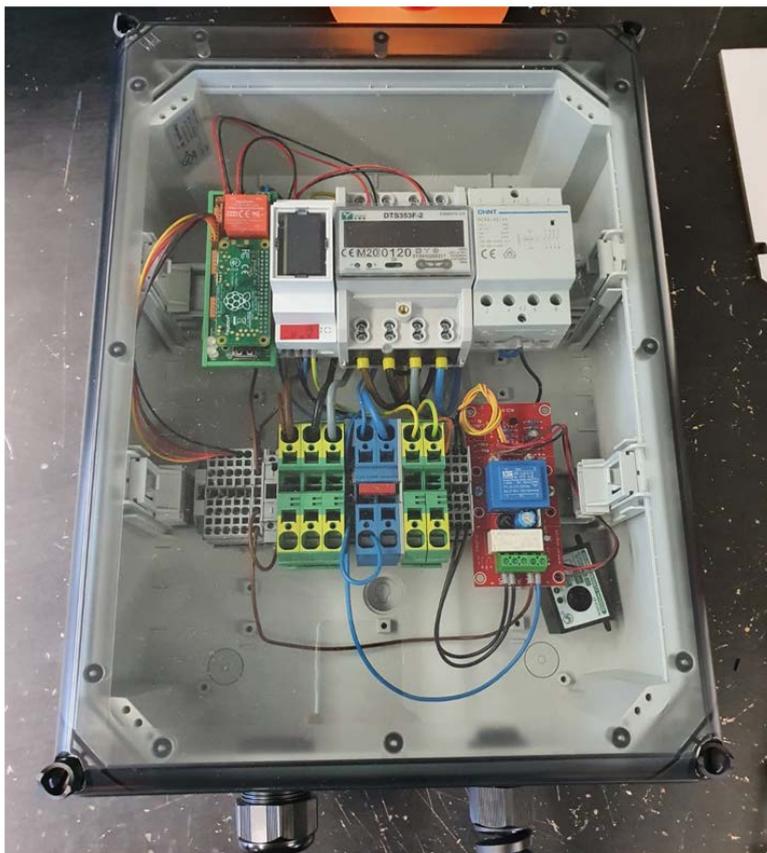


Abbildung 16: Modulare Ladestation/Wallbox (Quelle: Ladesystemtechnik UG)

Mit der Entwicklung des statischen Lastmanagements auf der chargeIQ Plattform wurde begonnen und im Vorfeld der Inbetriebnahme im Testbetrieb beim Unterauftragnehmer chargeIQ GmbH in Echterdingen erprobt.

Nach Abschluss der Elektroinstallation waren alle zehn Ladepunkte angeschlossen und per Ethernet Datenverbindung an das chargeIQ System angebunden. Leider verzögerte sich der Anschluss wegen technischer Probleme des DSL-Anschluss seitens der Telekom.

Abbildung 17 und Abbildung 18: Ladestation Installation Parkhaus (Quelle: Stefan Jetter <http://www.stefanjetter.de>)Abbildung 18 zeigt die Montage der Ladepunkte im Parkhaus. In Abbildung 18 ist seitlich an der Ladestation der RFID-Leser und den Scan&Pay QR-Code von chargeIQ zu erkennen für die Direktbezahlung (Ad-Hoc) über Kreditkarte. Die Messung des Stromverbrauchs erfolgt durch den eingebauten MID-geprüften Stromzähler. Der Stromverbrauch ist direkt an der Ladestation sichtbar (Siehe Abbildung 19). Neben dem Display des Stromzählers ist eine Statusanzeige der Ladepunkte sichtbar, um den Betriebszustand anzuzeigen:

1. Grün: Bereit zum Laden;
2. Blau - Weiss blinken: Warten auf Autorisierung (Direktbezahlung oder RFID-Karte);
3. Weiss: Fahrzeug angeschlossen, Prüfung läuft, Lastmanagement;
4. Blau: Fahrzeug lädt;
5. Rot: Störung des Ladepunkts.



Abbildung 17: Ladestation Installation Parkhaus (Quelle: Stefan Jetter <http://www.stefanjetter.de>)



Abbildung 18: Ladestation Installation Parkhaus (Quelle: Stefan Jetter <http://www.stefanjetter.de>)



Abbildung 19: Ladepunkt mit Anzeige des Stromverbrauchs und Status Anzeige (Quelle: Stefan Jetter <http://www.stefanjetter.de>)

Jeder der zehn Ladepunkte sind durch unterschiedliche Folierungen gekennzeichnet. Damit passen sich die Ladepunkte optisch des Wizemann Areals an. Zusätzlich ist seitlich einer Kennzeichnung des Ladepunktes über die EVSE-ID am QR-Code für Scan & Pay aufgebracht (Siehe Abbildung 20).

Im AP 3.2 und AP 4.3 erfolgt der Test vor der Inbetriebnahme durch den Betreiber. Dazu wurde von chargeIQ GmbH ein Testplan mit Testfällen für statischen Lastmanagement erstellt. Im Auftrag des Betreibers hat chargeIQ GmbH die Testfälle mit verschiedenen Elektrofahrzeugen (der Mieter im Wizemann-Areal und eigene Fahrzeuge) durchgeführt. Dazu wurde die maximale Anschlussleistung von 135kW virtuell auf einen niedrigen Wert gesetzt da nur eine begrenzte Anzahl von Elektrofahrzeugen zur Verfügung stand. Es zeigte sich, dass durch ein-phasig ladende Plug-in-Hybrid Elektrofahrzeuge Fahrzeuge und Elektrofahrzeuge es zu Schiefast-Unterschieden der drei Phasen kommt. Seitens der Elektroinstallation wurde keine Phasenrotation der Ladepunkte berücksichtigt, sodass der Elektroinstallateur eine Phasenrotation an den zehn Ladepunkten umsetzen musste. In einem weiteren Test wurde die Phasenanschluss an den jeweiligen Ladepunkten im

chargeIQ Lastmanagement System konfiguriert und die Schiefast Erkennung und Regelung erfolgreich getestet.



Abbildung 20: Scan & Pay QR-Code (Quelle: Stefan Jetter <http://www.stefanjetter.de>)

2.1.2.2 Beschreibung der softwaretechnischen Komponenten des Nutzungsszenarios: Laden im Parkhaus für Gewerbekunden und beim Veranstaltungszentrum

Alle zehn Ladepunkte von Ladesystemtechnik UG sind mit dem IoT-Modul (connectIQ) der chargeIQ GmbH ausgestattet und kommunizieren über OCPP 1.6 (alternativ MQTT) mit dem chargeIQ backend. Eine geplante lokale Kommunikation für dynamisches Lastmanagement über MODBUS-TCP zum verbauten Stromzähler wurde nicht umgesetzt. Es wurden alle zehn Ladepunkte an einen Stromzähler angeschlossen für die ein eigener Stromvertrag speziell für Elektroladestationen abgeschlossen wurde. Somit entfällt die Notwendigkeit der dynamischen Steuerung am Netzanschlusspunkts mit anderen Verbrauchern im Parkhaus. Es ist zukünftig möglich, den dynamischen Stromtarif für Elektrofahrzeuge zur kostenoptimierten Ladung im Parkhaus zu nutzen.

Neben der genannten Kommunikation der Ladestationen mit dem chargeIQ-Backend wurde in diesem Nutzungsszenario auch der Anwendungsfall des *prognosebasierten Lademanagements* betrachtet und prototypisch implementiert. Bei einem *prognosebasierten Lademanagement* wird für eine Liegenschaft mit Ladeinfrastruktur prognostiziert, wie groß die Ladeleistung des gesamten Ladeparks oder der einzelnen Ladepunkte selbst in der nahen Zukunft sein wird. Ein Lade- und Lastmanagementsystem weiß dadurch schon

ex ante wie groß die Belastung der Ladeleistung an der Liegenschaft sein wird und kann vorausplanend Ladepläne an die Ladestationen senden, um die Ladeleistung jedes Ladepunktes individuell prädiktiv zu limitieren und damit einen Engpass abwenden.

Momentan kristallisieren sich in der Elektromobilität Rollen heraus, welche bestimmte Aufgaben im Ökosystem der Elektromobilität übernehmen, zu ihren Geschäftsmodellen machen und hierin Experten sind. So ist der Betrieb und die Steuerung das Kerngeschäft der Ladestationsbetreiber, welche dafür eigene Systeme und Protokolle betreiben und beherrschen. Im Feld der Prognosen sind allerdings andere Akteure Experten, welche sich auf die Ableitung von Zeitreihen in der Zukunft auf Basis von historischen Zeitreihen und aktuellen Werten spezialisiert haben. So haben unterschiedliche Akteure unterschiedliche Expertisen, welche für das *prognosebasierte Lademanagement* kombiniert werden müssen. Im Projekt wird deshalb eine Architektur untersucht, welche anhand von definierten Schnittstellen und Protokollen die Systeme der unterschiedlichen Akteure kombiniert und die jeweiligen Akteure für andere Nutzungsszenarien austauschbar macht.

In Abbildung 21 werden die Softwarekomponenten für das *prognosebasierte Lademanagement* des Nutzungsszenarios dargestellt.

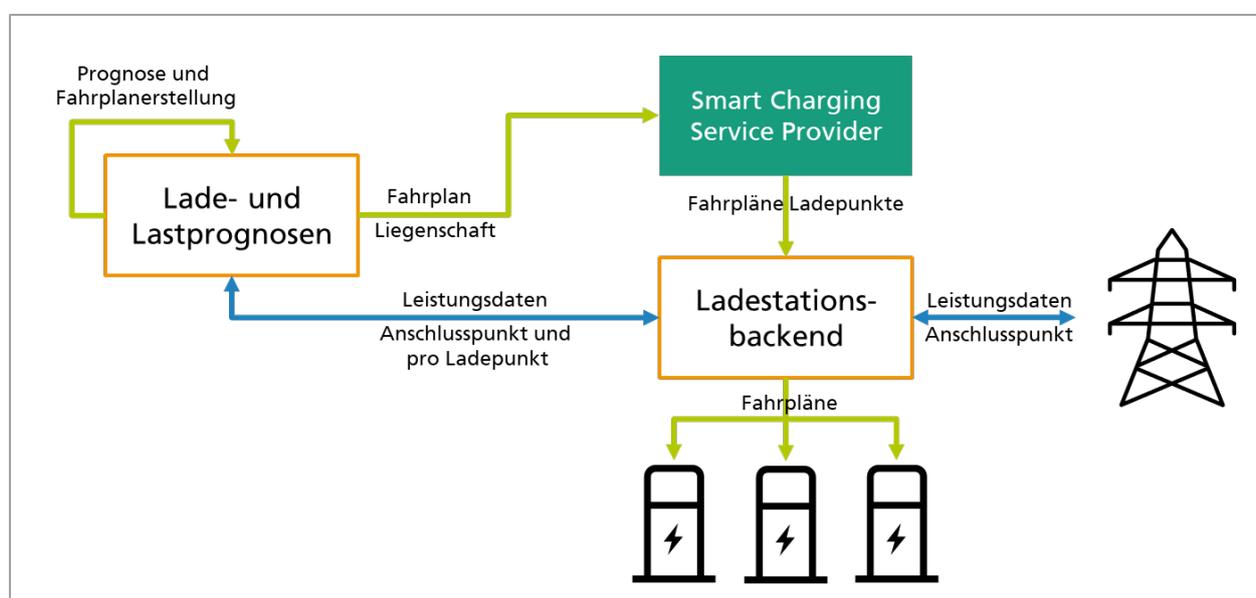


Abbildung 21: Systemarchitektur der Softwarekomponenten für die Prognosen und Fahrplangenerierung des Nutzungsszenarios

In der Architektur ist zum einen das Ladestationsbackend von chargeIQ zu sehen, welches mit den Ladestationen des Parkhauses und dessen Stromzähler kommunizieren kann. Damit hält das Backend zum einen die aktuellen Leistungsdaten der Liegenschaft und hat die Möglichkeit, die Ladeinfrastruktur zu steuern. Das Lade- und Lastprognosesystem der Hochschule Esslingen hat ein Prognosemodell für die Liegenschaft auf historischen Ladeleistungsdaten trainiert und ruft in regelmäßigen Abständen die aktuelle Ladeleistung aller Ladestationen ab. Basierend darauf wird eine Prognose der Ladeleistung der Liegenschaft für die nahe Zukunft erstellt und in einen Fahrplan für die Liegenschaft umgewandelt. Das Protokoll [OCPI](#) dient in der Elektromobilität als Protokoll für die Vernetzung von Systemen von Ladestationsbetreibern und Mobilitätsanbietern. In OCPI ist auch die Rolle des *Smart Charging Service Providers* definiert, welcher Ladepläne an Ladestationsbackends übermittelt. Hier übersetzt die Smart Charging Service Provider Komponente von ubstack CHARGE der Universität Stuttgart den erhaltenen Fahrplan der Liegenschaft in individuelle Fahrpläne für jeden Ladepunkt der Liegenschaft. Dafür werden - sofern verfügbar - auch weitere

Daten hinzugezogen, um die Auslastung der Ladepunkte zu maximieren. Das chargeIQ-Backend übersetzt die in OCPI erhaltenen Pläne pro Ladepunkt in einen [OCPP 1.6](#) / [MQTT](#) basieren Fahrplan, welcher dann von dem jeweiligen Ladepunkt umgesetzt wird.

Die angezeigte Architektur wurde im Projekt prototypisch umgesetzt und getestet, ist allerdings nicht in den Produktivbetrieb gegangen. Die Schnittstellen zwischen den Akteuren wurden alle implementiert und getestet. So konnte das Prognosesystem basierend auf den Leistungsdaten des chargeIQ-Backends Prognosen der Liegenschaft erstellen und hat diese an das Smart Charging Service Provider-System der Universität Stuttgart übermittelt. Dieses hat den Fahrplan der Liegenschaft auf die einzelnen Ladepunkte aufgeteilt und mittels OCPI an das Ladestationsbackend von chargeIQ übertragen. Für diese Kommunikation konnte auf standardisierte Protokolle zurückgegriffen werden, welche von beiden Parteien auch in anderen Anwendungsfällen verwendet werden. Die proprietären Schnittstellen der Architektur konnten damit minimiert und einfach gehalten werden.

Für eine exakte Prognose der Ladeleistung der Liegenschaft wären allerdings mindestens ein Jahr an Ladetransaktionen notwendig. Da die Ladeinfrastruktur erst im Projekt aufgebaut wurde und durch die Corona-Pandemie zunächst gar nicht und später nur gering frequentiert wurde, gibt es nicht genügend Daten, um exakte Prognosen zu erstellen. Auch wurde im Projekt erkannt, dass für die Erstellung von exakten Ladeplänen pro Ladepunkt, welche über eine gleichmäßige Aufteilung der Ladeleistung hinausgehen, mehr Daten und Informationen notwendig sind. Auch diese Daten konnten im Projekt nicht erhoben werden. Der Ladezustand eines Fahrzeuges wird aktuell bei AC-Ladestationen noch nicht an das Ladestationsbackend übermittelt und damit fehlt eine wichtige Komponente für die Berechnung der Ladepläne. Auch der Einsatz von externen Telematikdatenanbietern konnte nicht umgesetzt werden, da die Nutzerinnen und Nutzer des Parkhauses bzw. der Ladepunkte dem Projekt nicht bekannt sind.

2.1.3 Lastprofilgenerator

Der Lastprofilgenerator wurde in diversen Vorgängerprojekten von der Universität Stuttgart entwickelt und hier auf den Nutzungstyp „Parkhäuser und Tiefgaragen“ angepasst. Der hier beschriebene Lastprofilgenerator dient Eigentümern von Parkhäusern und Tiefgaragen sowie Netzbetreibern die Integration von Elektromobilität am jeweiligen Standort durch ein Simulationsmodell zu untersuchen und frühzeitig signifikante Auswirkungen auf Verbrauchseite zu erkennen. Die Unsicherheiten der Auswirkungen von Elektromobilität für Netz- und Parkhausbetreiber setzen sich aus unvorhersehbarem Ladeverhalten und der Marktdurchdringung von BEVs zusammen. Um Netzüberlastungen zu verhindern und eine bedarfsgerechte Netzintegration von Elektromobilität zu gewährleisten ermittelt der Lastprofilgenerator aus historischen Nutzerprofilen zukünftige Ladeprofile je nach Marktdurchdringung. Aus den resultierenden Ladevorgängen gehen Spitzenlasten sowie -zeiten und die Notwendigkeit einer Steuerung der Ladesysteme für den jeweiligen Standort hervor. Ziel des Lastprofilgenerators ist es, eine Beurteilung zukünftiger Ladelasten zu ermöglichen. Im Zentrum der Methodik und Modellierung des Lastprofilgenerators stand die Übertragbarkeit des Simulationsmodells auf die existierende Bandbreite an Park- und Tiefgaragen. Um die Übertragbarkeit des Simulationsmodells sicher zu stellen, wurde die methodische Vorgehensweise gewählt, die Parkhäuser und Tiefgaragen anhand der prozentualen Anteile der anzutreffenden Nutzer*innen zu differenzieren und auf Basis historischer Parkdaten und standortspezifischer Anpassungsmöglichkeiten Ladeprognosen zu erstellen.

Park- und Fahrzeugdaten

Als Grundlage für das repräsentative Mobilitäts- und Parkverhalten dienen reale Parkprofile des konventionellen verhaltensorientierten Privatverkehrs. Da bisher keine umfangreichen Ergebnisse zur Veränderung des Mobilitäts- und Parkverhaltens aufgrund des Einsatzes von BEVs vorliegen, wird die Annahme getroffen, dass sich das Nutzerverhalten von BEV-Nutzer*innen nicht von dem von konventionellen Fahrzeugnutzer*innen unterscheidet. Die Mobilitätsstudie „Mobilität in Deutschland 2008“¹ (MiD2008) stellt die Datengrundlage für das Abbilden des Nutzerverhaltens. Aus Fahrtenketten von MiD2008 wurden Strecken- und Parkprofile in Zusammenhang mit neun unterschiedlichen Fahrzwecken ausgelesen. Nach dem Filtern existierender Datenlücken und Klassifizierungen von Nutzer*innen, Fahrten- und Parkvorgängen bilden in Summe 90.538 Parkvorgänge den Parkdatensatz mit einer zeitlichen Auflösung von 15 min.

Tabelle 2: Anzahl der Parkvorgänge nach Parkzweck

Parkzweck	Anzahl der Parkvorgänge
Arbeit	15.824
Businessstrip	5.218
Zuhause	38.086
Shopping	13.136
Dienstleistung	2.680
Freizeit und Veranstaltungen	14.240
Bildungszentrum	697
Zweitwohnsitz	77
Urlaub	580

¹ <http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/mid2008-publikationen.html>, DLR, infas, Mobilitätsstudie 2008

Der Parkdatensatz beinhaltet relevante Informationen zu den einzelnen Parkvorgängen wie Wochentag, Ankunftszeit, Parkdauer, vorherige sowie folgende Fahrstrecke und -dauer. Neben dem Parkdatensatz wird der Lastprofilgenerator zusätzlich von einer Fahrzeugdatenbank gespeist, die die aktuell auf dem Markt verfügbaren BEVs beinhaltet. Um den Energiebedarf während des Parkvorgangs zu generieren, sind die Fahrzeugherstellereingaben zu Batteriekapazität, Energieverbrauch und maximale Ladeleistung hinterlegt. Die Fahrzeuge sind in drei Fahrzeuggrößenklassen eingeteilt: Kleinwagen, Mittel- und Oberklasse.

Simulationsmodell

Der Lastprofilgenerator ist als Stand-Alone-App mit Matlab konzipiert und setzt als graphische Schnittstelle eine nutzerfreundliche User-Interface ein. Mit Hilfe der graphischen Benutzeroberfläche ist die Eingabe und Beschreibung der nutzerspezifischen Parkhäuser und Tiefgarage möglich. Die Benutzeroberfläche setzt sich aus vier Bausteinen zusammen: Parkstandort inklusive anzutreffender Nutzer*innen und kalendarischer Parameter, Ladeinfrastruktur, Fahrzeuge und die Bereitstellung zusätzlicher Informationen. Abbildung 22 zeigt die entwickelte User-Interface des Lastprofilgenerators für Parkhäuser und Tiefgaragen.

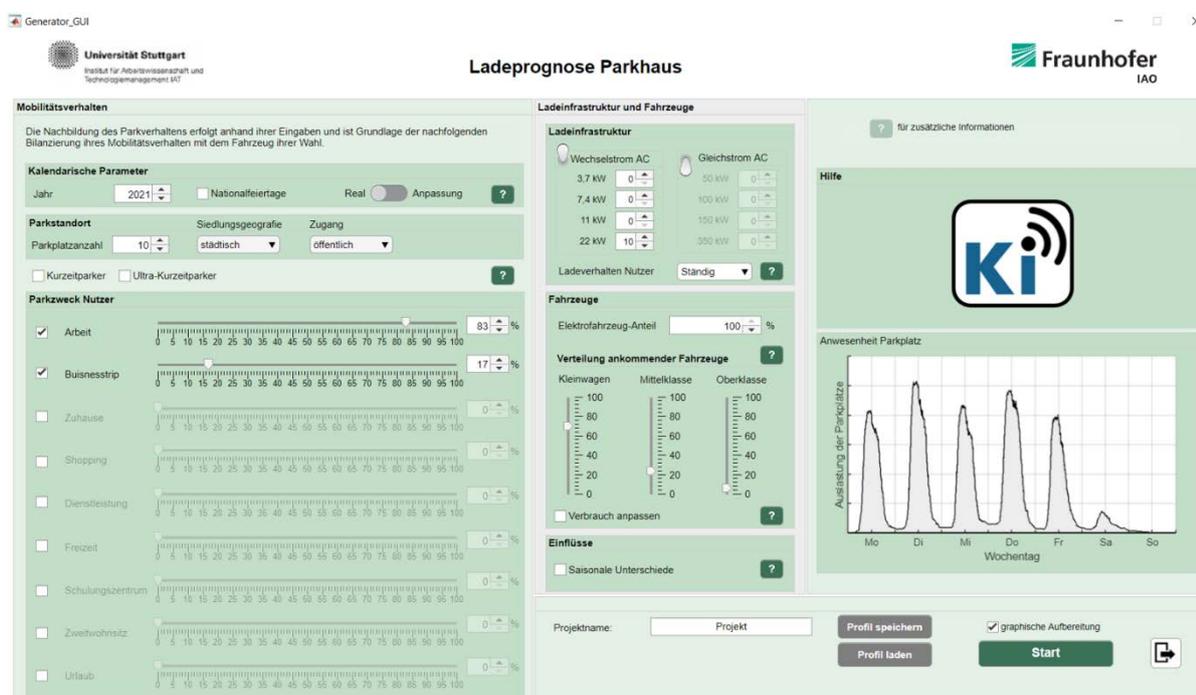


Abbildung 22: User-Interface des Lastprofilgenerators für Parkhäuser und Tiefgaragen

Um zusätzliche Anpassungen für die Auslastung der Parkhäuser und Tiefgaragen zu ermöglichen, sind Einstellungen zur Siedlungsgeographie, Zugänglichkeit des Standortes, saisonale Unterschiede und individuelle Konfigurationen der Auslastungskurve durch Drag & Drop – Funktion implementiert. Außerdem ist die Untersuchung des Schnellladebedarfs von Kurzparker*innen mit einer Parkdauer bis 3 h und Ultra-Kurzparker*innen mit unter 30 min durchführbar. Falls der Standort nicht öffentlich zugänglich ist, besteht die Option Öffnungszeiten anzugeben und dadurch die möglichen Parkvorgänge zeitlich einzugrenzen. Um einen Ausbauplan für einen Standort zu untersuchen besteht die Option den BEV-Anteil zu variieren.

Nach der vollständigen Eingabe in die Benutzeroberfläche erfolgt die Generierung der Ladeprognose für ein Jahr in fünfminütiger Zeitauflösung. Je nach Standortauslastung und Nutzerzusammensetzung werden für die einzelnen Tage Parkvorgänge aus den historischen Parkvorgängen zusammengesetzt und anschließend mit der

Fahrzeugverteilung kombiniert. Aus den vorherigen und anschließenden Fahrprofilen in Verbindung mit den fahrzeugspezifischen Kennwerten resultieren Energiebedarfe, die während des Parkvorgangs durch die Wahl der passenden Ladeleistung gedeckt werden. Falls die erforderliche Ladeleistung bereits vergeben ist und keine freie Ladesäule mehr zur Verfügung steht, wird entweder die geringer verfügbare Ladeleistung ausgewählt oder die fehlende Ladeinfrastruktur erfasst. Für die Ermittlung der momentanen Ladeleistung wird zwischen dem AC-Laden mit CCCV-Ladeverfahren und DC-Laden mit Schnellladekurve unterschieden.

Für die Fahrzeugbatterie resultieren zwei verschiedene Zustände: ein Entladezustand während der Fahrt und ein Ladezustand, wenn das Fahrzeug an eine Ladestation angeschlossen ist. Die zwei Zustände der Batterie und der Energiebedarf, der von den angegebenen Ladesäulen zu decken ist, geht in Verbindung mit der Batteriekapazität aus Formel 1 hervor.

$$SOC_p(t+1) = \begin{cases} SOC_p(t) - \frac{w_{\Delta t_p} c_e}{\kappa} & \leftarrow w_{\Delta t_p} > 0 \\ SOC_p(t) + \frac{\Delta t_p P_{h_t}}{\kappa} & \leftarrow h_{\Delta t_p} = 1 \end{cases} \quad (01)$$

$SOC_p(t)$	Batterieladestand für Fahrprofil p	[%]
$w_{\Delta t_p}$	Wegstrecke die im Zeitraum Δt_p für Fahrprofil p zurückgelegt wird	[km]
c_e	elektrischer Energiebedarf in Abhängigkeit der Benutzeranpassung	$\left[\frac{\text{kWh}}{\text{km}} \right]$
P_t	Ladeleistung des Ladepunkts zum Zeitpunkt t	[kW]
κ	Batteriekapazität des Fahrzeuges	[kWh]
$h_{\Delta t_p}$	Verbindung zwischen Ladepunkt und Fahrzeug im Zeitraum Δt_p	{0;1}

Formel 1: Berechnung Energiebedarf SoC

Abbildung 23 stellt den Simulationsablauf des Lastprofilgenerators dar und zeichnet die Zusammenhänge und Abläufe der Operationen auf. Über die Benutzeroberfläche werden die Angaben zu Parkstandort, Fahrzeug und Ladeinfrastruktur an das Simulationsmodell übergeben. Im Zentrum des Simulationsmodells stehen die einzelnen Ladesäulen der Parkplätze, die in Summe ein Lastprofil für den Standort liefern. Nach dem vollständigen Durchlauf der Simulation werden die Ergebnisse am Ende graphisch aufbereitet und der Nutzer*in der Stand-Along-App angezeigt. Die Visualisierung der Ergebnisse umfasst Informationen zur Anwesenheit am Standort und Auslastungsgrad der Parkplätze, statistische Analysen zum Park- und Fahrverhalten der Nutzer*in sowie das resultierende Lastprofil am Standort.

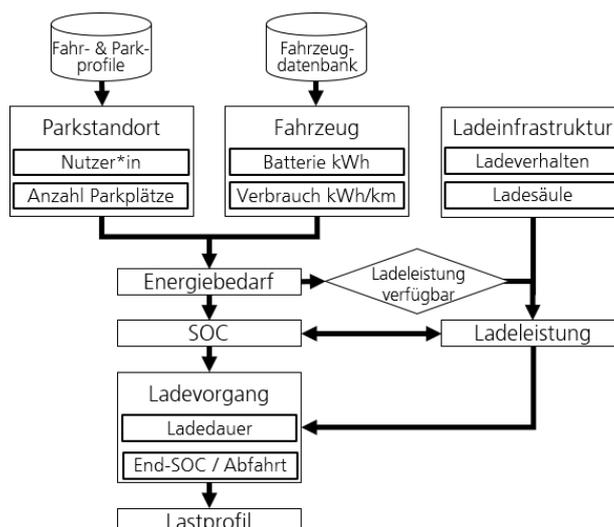


Abbildung 23: Simulationsablauf Lastprofilgenerator für Parkhäuser und Tiefgaragen

Anwendungsfall: Parkhaus Wizemann Areal, Stuttgart
Nutzungsszenario: Laden beim Arbeitsplatz mit Normalpendlern/Laden beim Veranstaltungszentrum

Im Rahmen des Anwendungsfall 2 werden für das Parkhaus Wizemann mithilfe des Lastprofilgenerators potenzielle Lasten untersucht. Basierend auf einem Experteninterview mit Herrn Wizemann werden die relevanten Eingabemöglichkeiten der Benutzeroberfläche erfasst, um anschließend eine Ladeprognose für den umgesetzten Ladeinfrastrukturaufbau zu generieren. Um den Anwendungsfall zu untersuchen, werden die zwei standortspezifischen Nutzungsszenarien bestimmt, die jeweils zeitlich voneinander abgegrenzt sind. Das Szenario 1 beinhaltet den Parkzweck Arbeit von 6 bis 18 Uhr und Szenario 2 den Parkzweck Freizeit und Veranstaltungen von 18 bis 24 Uhr. Da beide Szenarien denselben Ladestandort betrachten, stimmen Ladeinfrastruktur und Fahrzeugverteilung überein.

Laut Experteninterview sind nächtliche Ladevorgänge ab 0 Uhr äußerst unwahrscheinlich und keine Nutzeranwesenheit am Sonntag mit dem Parkzweck Arbeit vorhanden, weshalb diese Punkte in der Untersuchung nicht berücksichtigt werden. In Tabelle 3 sind die Eingangsparameter für die Simulation des Anwendungsfalls Wizemann dargestellt.

Tabelle 3: Eingangsparameter für Anwendungsfall Wizemann

Parkverhalten		Ladeinfrastruktur	
Zugang	halb-öffentlich	Ladeleistung	10 x 22 kW
Öffnungszeiten	1) 6 – 18 Uhr	Ladeverhalten	ständig
	2) 18 – 24 Uhr		
Parkzweck	1) 100 % Arbeit	Fahrzeug	
	2) 100 % Freizeit und Veranstaltung	Verteilung	70 % Kleinwagen
	25 % Mittelklasse		
		5 % Oberklasse	

Die durchschnittliche Anwesenheit klassifiziert nach Parkzweck ist in Abbildung 24 dargestellt. Der höchste Parkplatzauslastungsgrad mit Freizeit und Veranstaltung als Zweck ist am Wochenende anzutreffen. Für Parkvorgänge während der Arbeit nimmt der Bedarf von Freitag an ab.

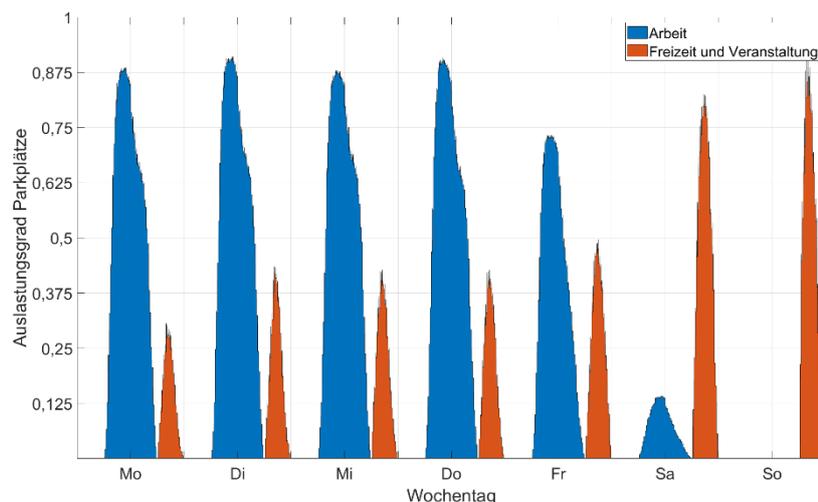


Abbildung 24: Durchschnittlicher Auslastungsgrad der Parkplätze

Die durchschnittliche Fahrstrecke vor dem Parkvorgang liegt bei dem Parkzweck Arbeit bei 15,87 km und bei Freizeit und Veranstaltung bei 12,06 km. Für die Parkdauer resultiert aufgrund der zeitlichen Begrenzungen eine durchschnittliche Parkzeit bei Arbeit von 7,32 h und bei Freizeit und Veranstaltung von 2,19 h. In Abbildung 25 ist die relative Häufigkeit der Streckenprofile und Parkdauer dargestellt.

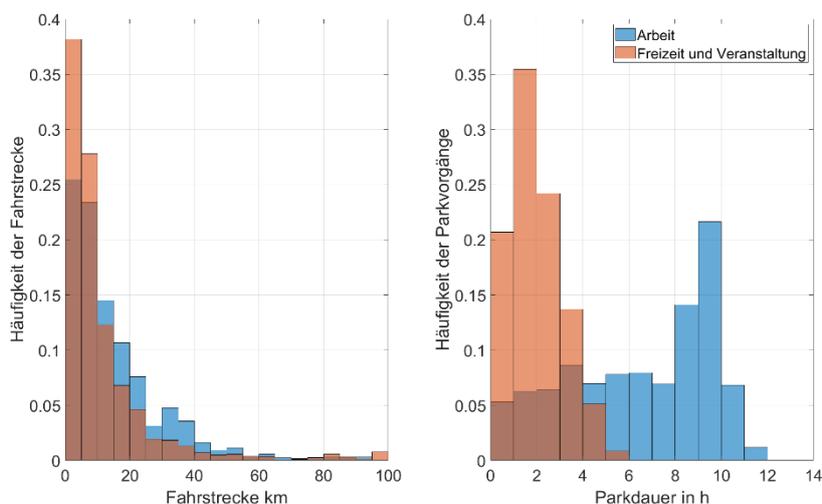


Abbildung 25: Verteilung der Fahrstrecken und Parkdauer

Da keine nächtlichen Parkvorgänge im Szenario Wizemann betrachtet werden, ist zu Beginn eines jeden Arbeitstages beim Eintreffen der Fahrzeuge ein Lastpeak zu erwarten. Abbildung 26 (links) veranschaulicht den durchschnittlichen Verlauf des Ladebedarfs über eine Woche. Die durchschnittliche Ladeleistung liegt deutlich unter den 138 kW verfügbarer Anschlussleistung für Ladepunkte am Wizemann. Hingegen zeigen die einzelnen maximalen Ladeleistungen in Abbildung 26 (rechts), dass bei einem Elektrifizierungsgrad von 100 % Ladeleistungen von bis zu 136,23 kW auftreten können. Nach der Ladeprognose wird die Anschlussleistung mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 61,29 % nur minimal unterschritten.

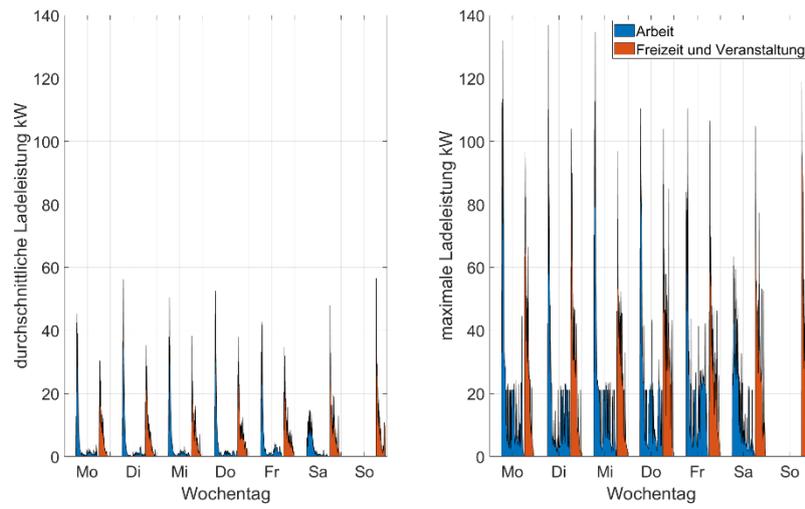


Abbildung 26: Durchschnittliche und maximale Ladeleistung

2.1.4 Prädiktives Lademanagement

Durch prädiktive Last-/Ladenmanagementmethoden kann das Laden von Elektrofahrzeugen besser und vorausschauend verteilt werden, um Lastspitzen zu vermeiden. Auf dieser Grundlage lassen sich mit zusätzlichen Informationen darüber hinaus verschiedene andere Zielvorgaben (Use-Cases) realisieren.

Die im Rahmen des Projekts gewonnenen Messdaten werden verarbeitet, ausgewertet und für das Training des KI-Modells als Prädiktiver Modul verwendet. Durch die Integration dieses Moduls in den Lademanagementalgorithmus ermöglicht es, den Ladevorgang in verschiedenen Einsatzszenarien entsprechend zu optimieren. Aufgrund operativer Restriktionen konnte dies nicht im Realbetrieb direkt verifiziert werden. Daher wurde eine Simulationsumgebung dafür entwickelt, um die Optimierungsergebnisse zu validieren. Für die Einsatzszenarien wurden folgende externe Informationen berücksichtigt: Lastgang restlichen Verbrauchers (Grundlast), PV-Stromerzeugung, Strompreise, Nutzerbedarf.

2.1.5 Dimensionierungen und Auslegungen eines Speichers auf Basis einer Leistungsbilanzierung

Im Rahmen einer Unterbeauftragung durch die Marquardt GmbH mit "Beratung zur Konzeptionierung und Auswahl eines Speicher- und Energieerzeugungssystems" für die Liegenschaft der Fa. Marquardt in Rietheim-Weilheim" untersuchte die Hochschule Furtwangen auf Basis einer Leistungsbilanzierung simulativ anhand realer Lastgänge mögliche Dimensionierungen und Auslegungen des Speichers und der Leistung der Photovoltaikanlage.

In einer Gesamtbetrachtung auf Basis einer Leistungsbilanzierung wurden Möglichkeiten und Konzepte betrachtet, um mehr regenerativ erzeugte Energie zur elektrischen Versorgung der Liegenschaft inklusive der Ladeinfrastruktur bereitzustellen.

Ziele der Simulation sind, mehr Eigenerzeugung zu erreichen, die Bereitstellungskosten für die Anschlussleistung zu reduzieren und eine dazu passende Speicherlösung zu identifizieren.

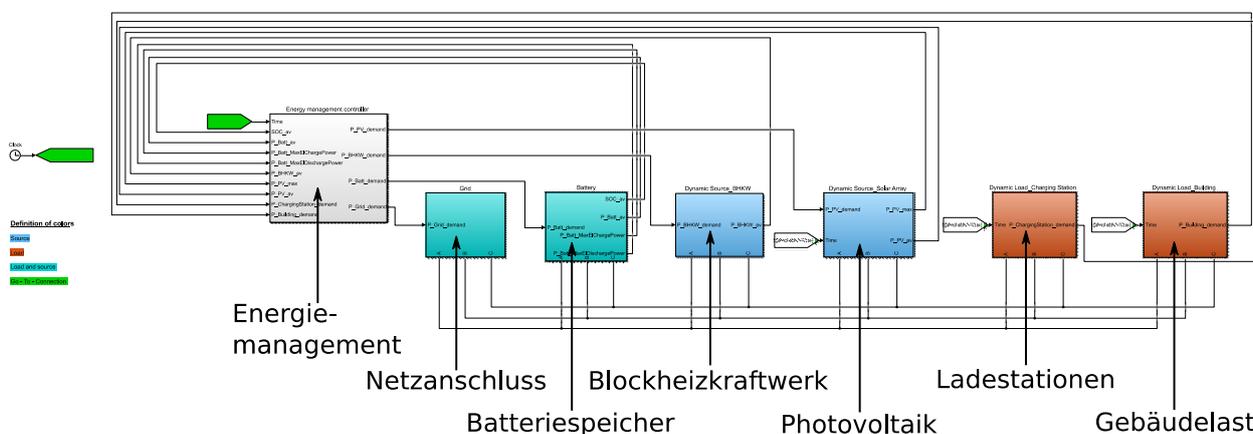


Abbildung 27: Simulation der Energieströme mit den Quellen und Lasten an der Liegenschaft Rietheim-Weilheim

Auf Basis der Quellen und Lasten der Liegenschaft wurde ein Modell in Simulink erstellt, das die Energieströme simuliert. Die Quellen und Lasten werden dabei über die Dreiphasen des Wechselstroms gekoppelt. Die realen Energieverbrauchsdaten wurden von Fa. Marquardt zur Verfügung gestellt. In Abbildung 27 sind die Quellen und Senken des Energiesystems der Liegenschaft Rietheim-Weilheim als Simulinkblöcke realisiert. Der Lithiumionen-Batteriespeicher und der Netzanschluss können sowohl als Senke als auch als Quelle wirken. Das Blockheizkraft, das wärmegeführt betrieben wird, ist eine reine Quelle. Die Gebäude und die Ladestationen sind reine Lasten ausgelegt.

In Abbildung 28 ist das Zustandsdiagramm der Betriebsstrategie dargestellt. Dabei wurde von der gerade gelieferten Leistung der Photovoltaikanlage ausgehend ein Bedingungsbaum erstellt, bei dem zunächst die Verwendung des eigenerzeugten Stromes präferiert wird, dann in Abhängigkeit des Ladezustandes der Batterie diese entladen wird. Als letzten Schritt wird dann die Leistungslücke über das Netz geschlossen. Falls ein Leistungsüberschuss besteht, wird zunächst die Batterie geladen und ggf. dann die immer noch vorhandene Leistung ins Netz rückgespeist.

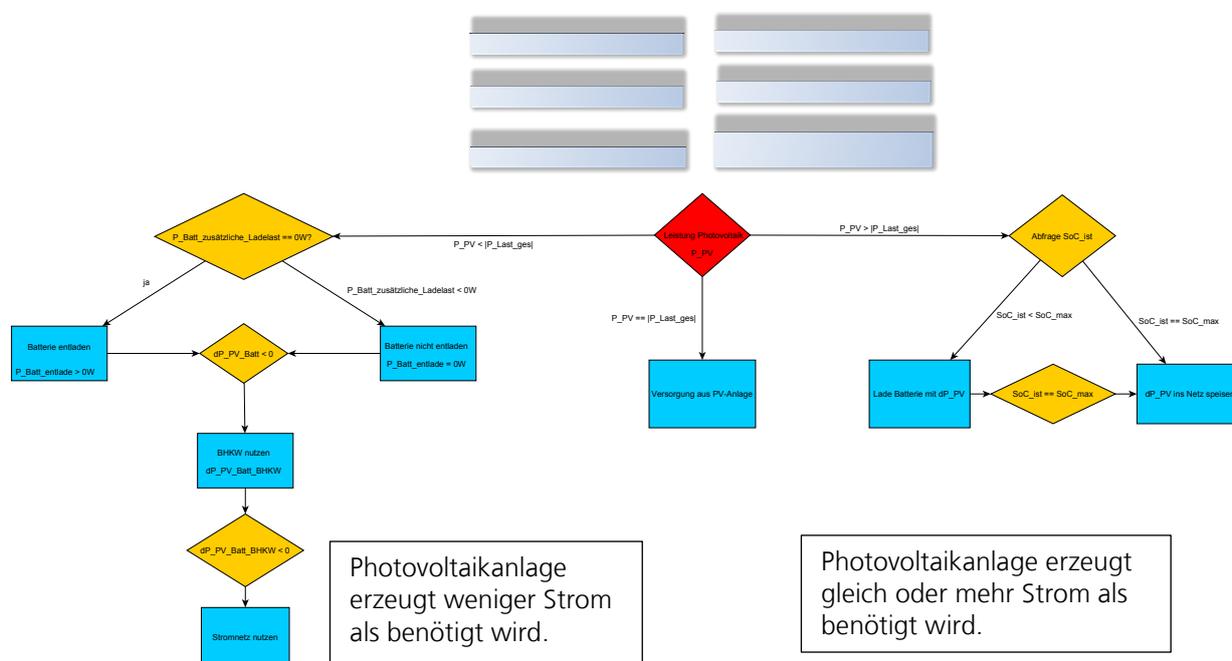


Abbildung 28: Betriebsstrategie dargestellt als Zustandsdiagramm für die Steuerung der Energieströme der Liegenschaft Riethem-Weilheim

Die Regeln des in Abbildung 28 dargestellten Zustandsdiagramm wurden in Stateflow im Simulink-Block Energiemanagement implementiert. Von Zeitschritt zu Zeitschritt werden die Bedingungen geprüft und ggf. wird Übergang in einen neuen Zustand ausgeführt.

In Abbildung 29 sind die Ergebnisse für den Ist-Zustand gezeigt. Es wurde mit einem Lithiumionen-Speicher mit 75 kWh Energieinhalt und einer PV-Anlage mit 100 kW, wärmegeführtes Blockheizkraftwerk mit $P_{el} = 375$ kW gerechnet. Exemplarisch ist hier der Leistungsverlauf für den 2. Juni 2021 gezeigt. Im linken Diagramm sieht man, dass das Simulationsprogramm den berechneten Leistungsbedarf korrekt berechnet und genau dem gemessenen Leistungsbedarf entspricht. Dem rechten Diagramm ist zu entnehmen, dass die Ladeinfrastruktur im Vergleich zur Leistungsaufnahme des Gebäudes sehr gering ist.

Die PV-Anlage wird komplett für den Eigenverbrauch genutzt und trägt kaum zur Deckung des Gesamtleistungsbedarfes bei.

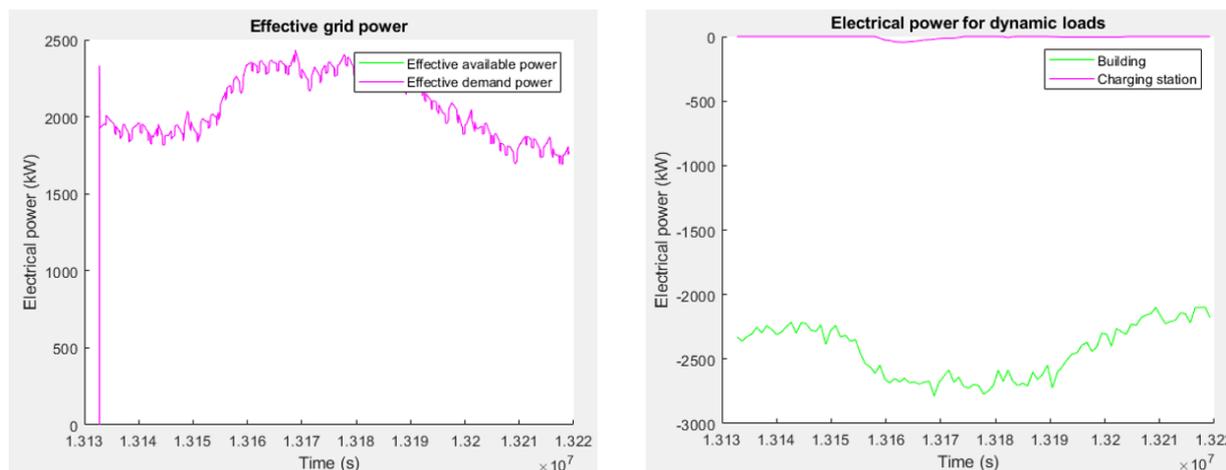


Abbildung 29: Simulation des Ist-Zustandes mit einem 75 kWh-Speicher und einer Photovoltaikanlage mit $P_{peak} = 100$ kW

In Abbildung 30 wurde mit einem Speicher mit 375 kWh und einer 100 Mal größeren PV-Anlage (10 MW) gerechnet und der externe Leistungsbedarf durch das Netz simuliert.

Man erkennt, dass hier eine große Eigenerzeugung möglich ist, wobei wenig Einspeisung ins Netz auftritt. Das heißt, die Eigenverbrauchsquote ist immer noch hoch. Der Speicher mit 373 kWh dient der Lastspitzenkappung und wird weitgehend durch selbst erzeugten Strom geladen. Auf Basis dieser Simulationen können nun weitergehenden Szenarien betrachtet und auch kaufmännisch hinsichtlich Energiekosten und Investitionskosten analysiert werden.

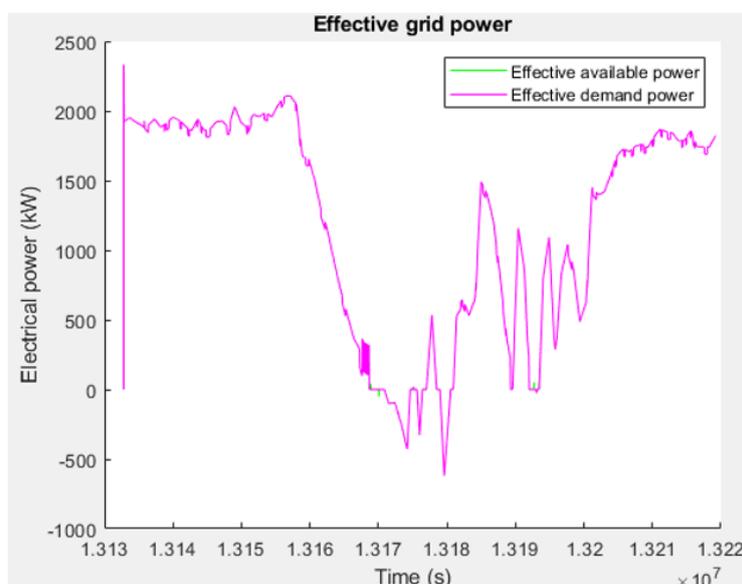


Abbildung 30: Simulation eines-Zustandes mit einem 375 kWh-Speicher und einer Photovoltaikanlage mit $P_{peak} = 10.000$ kW = 10 MW

2.1.6 Steuerungsalgorithmik des Energiespeichers im Nutzungsszenario „Laden beim Arbeitsplatz im ländlichen Raum“

Der elektrische Speicher, welcher an der Liegenschaft Rietheim-Weilheim im Projekt aufgebaut wurde, dient als Pufferspeicher für die Ladeinfrastruktur. Über den Speicher sollen Lastspitzen der DC-Schnellladungen abgefangen werden und der maximale Bezug am Anschlusspunkt durch die Lastspitzen der Ladeinfrastruktur (kurz *LIS*) minimiert werden. Neben der Abfederung der Lastspitzen durch die DC-Schnellladungen sollen auch Lastspitzen durch die kumulierten AC-Ladungen mit dem Speicher verhindert werden. Eine weitere Anforderung an den Speicher ist die Anbindung an das übergeordnete Lastmanagementsystem der Liegenschaft. Dieses kontrolliert alle steuerbaren Verbraucher und Erzeuger der Liegenschaft und hat eine globale Sicht auf alle Energieverbräuche der Liegenschaft. So soll das übergeordnete Lastmanagementsystem (kurz *EMS*) den Speicher ebenfalls laden und entladen können, wenn es an anderer Stelle der Liegenschaft einen Engpass entdeckt, welcher nicht mit der Ladeinfrastruktur zusammenhängt.

Um die geforderten Anwendungsfälle abdecken und den Speicher maximal nutzen zu können, ist es notwendig eine eigene Steuerungslogik zu implementieren, da die verwendeten Komponenten nicht für die Kommunikation und Steuerung aller Systeme ausgelegt sind. Der im Projekt verbaute und programmierte lokale Steuerungscomputer „FLEX-Box“ wurde auch als Steuerungseinheit für die Algorithmik der Speichersteuerung verwendet. Die „FLEX-Box“ ist sowohl mit der AC- und DC-Ladeinfrastruktur und dem Speicher über Modbus-TCP verbunden als auch mit dem übergeordneten Lastmanagementsystem mittels eines digitalen Eingangs. Damit stehen der „FLEX-Box“ alle notwendigen Informationen zur Verfügung, um die Anwendungsfälle des Projektes logisch abzudecken und der Computer besitzt auch die passenden Rechenkapazitäten, um die notwendige Algorithmik in der entsprechenden Steuerungszeit auszuführen.

In Abbildung 31 sind die definierten Zustände und Übergänge der Steuerungsalgorithmik dargestellt.

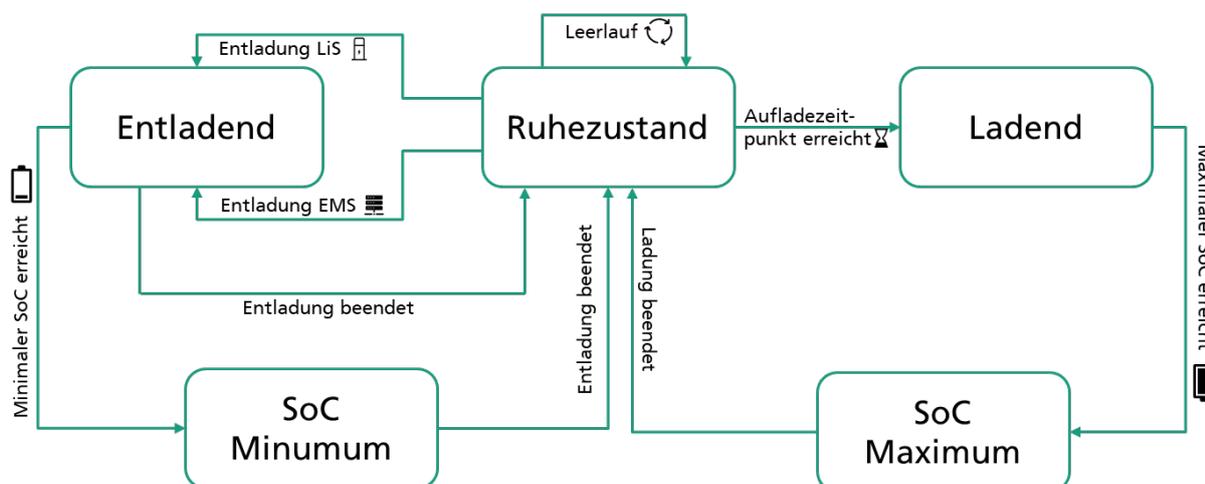


Abbildung 31: Zustandsdiagramm für die Steuerung des Speichers der Liegenschaft Rietheim-Weilheim

Der Speicher beginnt seine Logik in einem *Ruhezustand* mit einem Speicherzustand (*State of Charge, SoC*) von 100%. So lange kein externes Event eintritt verbleibt er auch in diesem Zustand. Sobald ein *Entladezustand* eintritt, beginnt der Speicher mit seiner Entladung. Die folgenden *Entladezustände* sind definiert worden:

Tabelle 4: Zustände und Bedingungen Speicher Rietheim-Weilheim

Entladezustand	Auslöser	Bedingung	Entladenden Energie
Entladung EMS	Entladungssignal vom EMS erhalten	Der Ladezustand des Speichers ist größer als 50 % der maximalen Kapazität	50 kW als maximale Entladeleistung
Entladung AC-Lader	Kumulierte AC-Ladungen überschreiten einen Grenzwert	Der Ladezustand des Speichers ist größer als 50 % der maximalen Kapazität	Die geladene Leistung oberhalb des Grenzwerts bis zu einem Maximum von 50 kW
Entladung DC-Lader	DC-Schnellladung gestartet	Der Ladezustand des Speichers ist größer als 50 % der maximalen Kapazität	Entsprechend der geladenen Leistung der DC-Ladung bis zu einem Maximum von 50 kW

Der *Entladezustand* wird beendet, sobald der Speicher seinen *minimalen Speicherzustand (SoC Minimum)* erreicht oder die Entladung gestoppt wurde. Der *minimale Speicherzustand* ist bei einer Restkapazität von 20% definiert worden und wird so vom Hersteller empfohlen, um tiefenentladen der Batterie zu vermeiden. Die Entladung wird entweder vom übergeordneten Energiemanagementsystem gestoppt oder weil die DC-Schnellladung beendet wurde bzw. die kumulierten AC-Ladungen den Grenzwert unterschreiten. Der Grenzwert wurde im Projekt bei 20 kW AC-Ladeleistung für Testzwecke definiert.

Mit der Marquardt GmbH wurde identifiziert, dass die bestmögliche Zeit für die Aufladung des Speichers der späte Nachmittag und Abend ist. Der an der Liegenschaft durch die verbauten Photovoltaikanlagen erzeugte Strom wird vollständig von der Grundlast der Liegenschaft verbraucht und steht deshalb der Speicherspeisung nicht zur Verfügung. Dementsprechend wird der Speicher ab 16:00 Uhr in den *Ladezustand* versetzt. Hierbei wird der Speicher mit einer Ladeleistung von 20 kW aufgeladen bis sein *maximaler Speicherzustand (SoC Maximum)* erreicht ist. Diese wurde auf Herstellerempfehlung im Projekt bei 85% der Kapazität des Speichers festgelegt. Sollte der Speicher vollgeladen sein, geht die Algorithmik wieder in den *Ruhezustand* über.

Eine Herausforderung für verschiedene Forschungsszenarien ist die Dimensionierung des Speichers. Im Projekt wurde ein Speicher mit einer maximalen Entladeleistung von 50 kW verbaut. Dies steht im Kontrast zu der maximalen Ladeleistung des DC-Schnellladers mit 150 kW. Auch die Kapazität des Speichers mit ca. 50 kWh ist im Vergleich zu der verbauten Ladeleistung und die dadurch resultierenden geladenen Energiemengen begrenzt. Im Projekt konnte der Speicher dementsprechend nur als kleine Pufferung von Lastspitzen und Energiemengen verwendet werden.

2.1.7 Wirtschaftlichkeitsaspekte

Als Teil des Arbeitspakets 2 soll die Wirtschaftlichkeit der Investitionen betrachtet werden, um eine Einschätzung darüber zu bekommen, in welche Richtung sich die anschließende Betriebsstrategie bewegen soll. Der Zweck ist, eine größtmögliche Rentabilität vorweisen zu können.

Die Hochschule Esslingen befindet sich derzeit noch in den Untersuchungen für die Wirtschaftlichkeit. Hierfür wird eine modellhafte Abbildung der Einnahmen sowie Ausgaben im Rahmen des Ladeinfrastrukturaufbaus und -betriebs erstellt. Als Mittel wird ein Berechnungstool in Form einer Excel-Tabelle entworfen, bei der die folgenden Prämissen zugrunde gelegt werden: Die Infrastrukturinvestitionen setzen sich zusammen aus der

Hardware der Ladestationen, die Installation vor Ort inklusive Netzanschluss, Kosten für die Backend- und Frontend-Software der Ladestationen sowie Genehmigungsgebühren. Es werden die Fördergelder des Projekts berücksichtigt. Die jährlichen Betriebskosten der Ladeinfrastruktur ergeben sich aus Wartungen, dem Abrechnungssystem, staatlichen Nutzungsgeldern, dem Messsystem und der Kommunikation über die Software. Zudem kommen die Kosten für den Strombezug hinzu, welche jedoch je nach Auslastungsgrad entsprechend variieren. Diese Kostenfaktoren werden für jedes Jahr über 10 Jahre hinweg aufgelistet und mit den möglichen Einnahmen durch die Vergütung der Ladesäulennutzung pro kWh verrechnet.

Es werden zudem drei Stellschrauben der Rentabilitätssteigerung einer Ladeinfrastruktur betrachtet: Die Nutzungsauslastung, die Reduktion der Kosten und die Erhöhung der Einnahmen. Um den Einfluss dieser Stellschrauben einschätzen zu können, werden entsprechende Szenarien aufgestellt. Somit ergeben sich für beide Reallabore jeweils die Szenarien:

- Rentabilität der Ladeinfrastruktur ohne zusätzliche Parameter
- Rentabilität unter Einfluss des Parameters Lademanagement
- Rentabilität unter Einfluss des Parameters Eigenstromproduktion durch eine PV-Dachanlage mit bzw. ohne Speicher
- Rentabilität unter Einfluss des Parameters Zusatzeinnahmen

Ferner wird für jedes dieser Szenarien das variable Nutzungsverhalten miteinbezogen, indem ein Worst-, Expected- und Best-Case-Szenario des Mobilitätsgrades im Jahr 2030 und die ab 2021 dahingehende Steigung eingerechnet wird. Mit dem Fortschreiten dieser Analyse soll ein Vergleich zwischen den 4 Szenarien bezüglich des Einflusses auf die Rentabilität möglich werden.

Faktoren zur Rentabilitätssteigerung

Es gibt eine Vielzahl an möglichen Parametern, die einen positiven Einfluss auf die Rentabilität einer Investition haben. Es sollen für zwei Realbeispiele eine Wirtschaftlichkeitsberechnung aufgestellt werden, die in Form eines Berechnungstools die Auswahl mehrerer Varianten mit drei ausgewählten Faktoren und Szenarien zulässt. Dadurch soll beleuchtet werden, wie sich die ausgewählten Faktoren auf die Rentabilität auswirken.

Um auf Ergebnisse zu kommen, mit denen man die Rentabilität beurteilen kann, wird klassischerweise eine Investitionsrechnung durchgeführt. Für die Durchführung einer solchen Investitionsrechnung gibt es statische und dynamische Verfahren, die dem Vergleich von verschiedenen Investitionsmöglichkeiten dienen. Sie liefern damit eine Beurteilungs- und Entscheidungshilfe.

Es soll eine Investitionsrechnung für die zwei Reallabore „Wizemann Areal“ und „Marquardt GmbH“ aus dem Projekt KI-LAN durchgeführt werden. Zudem ist der Anspruch des Pilot-Projekts KI-LAN, die erforschten Ergebnisse auf weitere Parkplätze mit anderen Grundvoraussetzungen übertragen zu können.

Für die Investitionsrechnung wird ein „offener“ Business Case in Form eines Excel-Tools erstellt. Dieses Tool bietet:

- Überschlägige Berechnung der erwarteten Periodenergebnisse
- Gegenüberstellung der jährlichen Kosten und Einnahmen einer Ladesäule
- Darstellung des erwarteten Gewinns/Verlustes im jeweiligen Jahr, in Abhängigkeit verschiedener Eingangsparameter
- Entscheidungshilfe durch die Kennzahlen Periodenüberschuss, ROI und Amortisationsdauer
- Möglichkeit für eine multiple Sensitivitätsanalyse durch einfache Abänderung der Einsatzfaktoren, um herauszufinden, welche Stellschrauben verbessert werden könnten

- Abbildung eines individuellen Use Cases

Verwendete Kennzahlen

Für die Bewertung des Business Cases und den Vergleich verschiedener Varianten werden mehrere Kennzahlen herangezogen: 1. der Periodengewinn, 2. der Return on Investment (ROI) und 3. der Kapitalwert, auch Net Present Value (NPV) genannt. Aus dem NPV lässt sich zudem noch der Amortisationszeitpunkt entnehmen.

Use Case-übergreifende Annahmen

Im Excel-Tool verankert sind bereits einige Grundannahmen, die sich nicht variabel verhalten und Use-Case-übergreifend gleich angenommen werden. Diese sind nachfolgend aufgeführt, damit der Nutzer weiß, welche Grundvoraussetzungen hier gelten.

Annahmen zur Ladeinfrastruktur:

- Ein AC-Ladepunkt hat 3,7; 11; 22 oder 43 kW Ladeleistung
- Ein DC-Ladepunkt hat 50 oder 150 kW Ladeleistung
- Die Nutzungsdauer einer Ladestation beträgt 10 Jahre
- Der Abschreibungszeitraum beträgt 10 Jahre
- Der Investitionszeitraum beträgt 10 Jahre
- Die installierten Ladepunkte haben einen Internetanschluss oder haben die technischen Voraussetzungen dafür
- Die Förderungen für den Aufbau der Ladeinfrastruktur sind aus dem Projekt KI-LAN entnommen, ähneln aber den staatlichen Förderbeiträgen und werden daher mit 40 % angenommen.

Annahmen zum Nutzungsverhalten:

- Alle ankommenden EV (electric vehicle) haben den geforderten technischen Standard und können an den Ladepunkten laden
- Der Mobilitätsgrad steigt bis 2030 linear
- Ein EV lädt bei einer Ladung im Durchschnitt 11,33 kWh. Dies ergibt sich aus dem Durchschnitt von eigenen Berechnungen der Realdaten pro Ladevorgang der Firma Marquardt (11,02 kWh), der Hochschule Esslingen (11,20 kWh) und dem Parkhaus B+B Düsseldorf (11,77 kWh)
- Die Entwicklung des Bedarfs an kWh p.a. wird an der Entwicklung des Mobilitätsgrades festgemacht. Es werden keine weiteren Einflüsse berücksichtigt.

Annahmen zum Strompreis:

- Die Abrechnungsform des Strombezugs für die Ladeinfrastruktur ist die registrierende Leistungsmessung, d.h. es wird ein Leistungspreis bezahlt
- Der Strompreis steigt bis 2030 linear
- Die Strompreissteigerung von 30 % bis 2030 [1].

Weitere Annahmen:

- Jedes ladende Auto bezahlt für seinen Ladevorgang
- Die Installation einer PV-Anlage ist grundsätzlich möglich
- Die Laufzeit einer PV-Anlage beträgt 20 Jahre
- Der momentane Marktpreis für den verkauften Strom an Ladesäulen beträgt 39 ct pro kWh und wird so in dieses Tool übernommen [2].
- Der verlangte Strompreis ändert sich über die 10 Jahre nicht. Durch den steigenden Strompreis wird die Umsatzmarge folglich stetig kleiner
- Der Kalkulationszinssatz für die Berechnungen des Net Present Values orientiert sich am Leitzins der Europäischen Zentralbank (EZB) und liegt 2021 bei 0,0 % [3]

Szenarien zur Nutzungsauslastung

Es wird angenommen, dass der Elektromobilitätsgrad in den kommenden 10 Jahren deutlich ansteigen wird. Da die tatsächliche Auslastung in der Zukunft jedoch ungewiss ist, und hier nur Prognosen gemacht werden können, wurden die folgenden drei Szenarien entwickelt:

- 2030 Worst-Case Szenario: Das Szenario nimmt die pessimistische Mindestzahl von 5.000.000 EVs für 2030 an. Diese Zahl geht aus der Boston Consulting Group Studie und Bloomberg Studie hervor, welche in einer Vorgängerbachelorarbeit herangezogen wurde [4]
- 2030 Expected Szenario: Für dieses Szenario wurden die Ziele der Bundesregierung herangezogen. Diese Ziele vermuten sieben bis zehn Millionen EVs bis 2030 [5]. Als realistische vermutete Anzahl wurde die untere Grenze dieser Ziele von 7.000.000 EVs im Jahr 2030 genommen.
- 2030 Best-Case Szenario: Entsprechend zum Expected Szenario wird hier die erhoffte obere Grenze der Ziele der Bundesregierung von 10.000.000 EVs angenommen.

Diese Szenarien sind Use-Case-übergreifend.

Berechnung des Elektromobilitätsgrads

Für den heutigen Mobilitätsgrad wurden die zum 1. Januar 2020 gemeldeten Elektrofahrzeugen (676.000 EVs) ins Verhältnis zu den gesamt gemeldeten Pkw gesetzt (47.715.977 Pkw) [6]. Dies ergibt einen Elektromobilitätsgrad von 1,4 % für das Jahr 2020. Die Anzahl der 2030 gemeldeten Pkw in Deutschland wird mit 49.700.000 Pkw angenommen [7]. Tabelle 5 zeigt den daraus resultierenden Elektromobilitätsgrad in jedem Szenario für Deutschland im Jahr 2030.

Tabelle 5 gibt einen Überblick über die heutigen und die berechneten Elektromobilitätsgrade für 2030 in jedem Szenario.

Tabelle 5: Elektromobilitätsgrad 2021 und Prognose 2030

	Heute	2030 Worst Case Szenario	2030 Expected Szenario	2030 Best Case Szenario
EVs in DE 2030		5.000.000	7.000.000	10.000.000
E-Mobilitätsgrad in DE	1,4%	10,0%	14,0%	20,1%
E-Mobilitätsgrad in Ba-Wü	1,6%	11,5%	16,1%	23,0%
E-Mobilitätsgrad urban	2,8%	20,1%	28,2%	40,2%

Varianten zur Rentabilitätssteigerung

1. Variante „Ohne Rentabilitätssteigerung“

Die erste Variante ist die Investitionsrechnung der Ladeinfrastruktur ohne jegliche Maßnahme zur Steigerung der Rentabilität. Sie impliziert folgende Annahmen:

- Es wird die höchstmögliche Lastspitze bezahlt, denn es wird angenommen, dass mindestens einmal im Monat oder Jahr (je nach Abrechnungsform) ein Gleichzeitigkeitsfaktor von 1 vorkommt, sprich, dass alle installierten Ladepunkte zeitgleich und mit voller Leistung genutzt werden.
- Der gesamte Strombezug erfolgt aus dem Netz.
- Einnahmen erfolgen nur durch den regulären Stromverkauf.

Diese Annahmen sind die Ausgangsbasis für die anderen drei Varianten. In jeder Variante ändert sich eine dieser Annahmen.

2. Variante „Lademanagement“

Die grundlegende Maßnahme zur Steigerung der Rentabilität ist der Einsatz eines Last- und Lademanagements.

Die damit einhergehenden Veränderungen im Business Case sind wie folgt: Die Ladepunkte werden mit einer zusätzlichen Software verbunden, welche die zur Verfügung stehende Leistung regulieren kann. Sie sorgt dafür, dass die Stromübertragung mit einer geringeren Leistung stattfindet und/oder zu einem verzögerten Zeitpunkt startet. Dies hat zur Folge, dass die Lastspitze reduziert werden kann.

3. Variante „Lademanagement und Eigenstromproduktion“

Bei dieser Variante wird ein weiterer Ansatz zur Rentabilitätssteigerung durch Kostenreduktion näher beleuchtet. In dieser Variante soll zusätzlich der Verbrauchspreis reduziert werden, indem eine Photovoltaik - Dachanlage gebaut wird. Die Eigenstromproduktion kann ebenso durch ein Blockheizkraftwerk, eine Biogasanlage oder ähnliches erfolgen. Hier wurde die PV-Anlage gewählt, da die Nutzung einer solchen Anlage bereits mit wenig verfügbarer Fläche möglich ist und die Gestehungspreise für PV-Strom tendenziell in Zukunft sinken werden [8]. Zudem ist der mögliche Ertrag im hier im Fokus liegenden Süddeutschland vergleichsweise hoch.

4. Variante „Lademanagement und Zusatzeinnahmen“

In der letzten Variante soll die Rentabilität durch eine Einnahmensteigerung verbessert werden. Dafür wurden die drei folgenden Einnahmequellen ausgewählt:

- Einnahmen durch Startgebühr für Nutzer: eine einmalige Startgebühr für die Nutzer, die unabhängig von der bezogenen Leistung bezahlt wird.
- Einnahmen durch Datenverkauf an Dritte: Verkauf der Ladesäulenspezifischen Daten und Nutzungsdaten an Interessenten.
- Vergütung von Werbeflächen auf den Ladesäulen: Vermietung von Werbefläche. Die tatsächliche Höhe der Einnahmen liegt zwischen 300 € und 2.500 € und hängt stark vom Standort ab [9].

Faktorenanalyse im urbanen Umfeld: Use Case Wizemann Areal

Das Wizemann Areal in Stuttgart ist ein Gebäudekomplex, der eine vielfältige Nutzung bietet. Zum einen findet hier ein Kulturbetrieb von Veranstaltungen jeglicher Art statt, wie z.B. Konzerte oder Unterhaltungsshows. Zum anderen werden Räume an Privatpersonen, Vereine und vor allem Unternehmen vermietet, um Coworking, kreatives Arbeiten oder Events zu ermöglichen. Das Areal befindet sich im Stuttgarter Stadtteil Bad Cannstatt, nahe der Wilhelma, dem Rosensteinpark sowie der Firma Mahle [10].

Seit 2018 gibt es hier ein Parkhaus mit insgesamt 316 Stellplätzen, von denen tagsüber 260 Plätze zur Vermietung an Dauerparker zur Verfügung stehen und abends für Besucher von Veranstaltungen. Auf den übrigen 56 Parkplätzen, die nicht vermietet werden, werden 10 Ladepunkte errichtet, die für alle Parkenden nutzbar sind.

Use Case-spezifische Annahmen

- Ein Netzausbau, sodass mehr als 100 kW zur Verfügung stehen, ist nicht rentabel
- Die Anzahl der Dauermieter und Parkplätze bleibt über die 10 Jahre konstant
- Der Strom aus den AC-Ladepunkten kostet pro kWh 39 ct
- Der Strompreis beim Netzbezug liegt bei 22,25 ct pro kWh

Tabelle 6: Auslastungsgrad und Ladezeit im Use Case Wizemann Areal

	Auslastungsgrad pro Ladepunkt	Ladezeit gesamt	Ladezeit pro Ladepunkt (bei höchster Leistung)
Heute – 2021	1,5%	3,6 h	0 h 22 min
2030 Worst-Case-Szenario	10,65%	25,56 h	2 h 34 min
2030 Expected Szenario	14,91%	35,78 h	3 h 35 min
2030 Best-Case Szenario	21,3%	51,12 h	5 h 6 min

In der Tabelle 6 wird der entsprechende Auslastungsgrad und die Ladezeit pro Ladepunkt angezeigt. Der Auslastungsgrad spiegelt die Ladezeit pro Ladepunkt im Verhältnis zu den 24 h eines Tages wider. Die Gesamtladezeit bezieht sich auf alle zehn Ladepunkte pro Tag. Aus den Use-Case-übergreifenden sowie -spezifischen Annahmen ergibt sich die in Tabelle 7 dargestellte Business Case Berechnung.

Tabelle 7: Investitionskostenrechnung Wizemann Areal, Expected Szenario

	2021	2030
Ohne Rentabilitätssteigerung		
Gesamtkosten	26,773.35 €	76,144.67 €
Einnahmen	7,257.41 €	72,150.70 €
Periodengewinn	-19,515.93 €	-3,993.97 €
Lademanagement		
Gesamtkosten	19,114.19 €	68,485.51 €
Einnahmen	7,257.41 €	72,150.70 €
Periodengewinn	-11,856.78 €	3,665.19 €
Lademanagement und Eigenstromproduktion		
Gesamtkosten	17,571.15 €	65,337.48 €
Einnahmen	7,257.41 €	72,150.70 €
Periodengewinn	-10,313.74 €	6,813.22 €
Lademanagement und Zusatzeinnahmen		
Gesamtkosten	19,114.19 €	68,485.51 €
Einnahmen	7,754.68 €	77,094.36 €
Periodengewinn	-11,359.51 €	8,608.85 €

Es ist zu erkennen, dass beim Expected-Szenario der Variante ohne Rentabilitätssteigerung selbst im letzten Jahr noch Verluste von -3.993,97 € gemacht werden. Daher amortisiert sich die Ladeinfrastruktur hier nicht und der ROI liegt bei -20,29 %. In der Variante „Lademanagement“ wird angenommen, dass ein Ausbau der Leitungen nicht rentabel ist und maximal 100 kW zur Verfügung stehen, muss das Lademanagement eine Reduktion der Lastspitze von mindestens 55 % leisten. Damit liegt die Lastspitze bei 99 kW. Somit erspart das Lademanagement in diesem Szenario und Use Case mehr als ein 12-faches seiner eigenen Kosten. Beim Expected Szenario wird bereits ab dem siebten Jahr ein Gewinn verzeichnet, welcher bis zum Jahr 2030 auf 3.665,19 € steigt. Der ROI konnte verbessert werden, befindet sich jedoch immer noch bei -5,81 % was bedeutet, dass auch bei der Anwendung eines Lademanagements im Expected Szenario sich die Ladeinfrastruktur nicht amortisiert.

In der Variante „Lademanagement und Eigenstromproduktion“ kommt zum Lademanagement mit einer Reduktion auf 99 kW noch die Eigenstromproduktion durch PV-Anlagen hinzu. Ausgehend von der Dachfläche des Parkhauses wurde hier eine installierbare Leistung von 12 kWp angenommen, was bei 1280 kWh pro kWp einem maximalen Erzeugnis von 15.360 kWh im Jahr entspricht [11]. Daraus resultiert der Anteil des selbst produzierten Stroms 60%. Für die monetären Änderungen bedeutet dies eine Reduktion bei den Stromverbrauchskosten. Der ROI bei dieser Variante im Expected Szenario liegt bei 0,32 %. Somit reicht eine Nutzung von 12 kWp Solarstrom aus, dass sich die Ladeinfrastruktur innerhalb von 10 Jahren amortisiert. Gewinne werden in diesem Szenario ab dem fünften Jahr erzielt.

In der Variante „Lademanagement und Zusatzeinnahmen“ kommen zum eingesetzten Lademanagement und dessen Reduktion auf 99 kW noch zusätzliche Einnahmen hinzu. Im Use Case Wizemann sind jedoch Einnahmen durch Werbung schwer umzusetzen, da es sich um Wallboxen handelt, die kaum Werbefläche bieten. Die potenziell möglichen Einnahmen aus dem Datenverkauf sind gering einzuschätzen. Somit ist es hier sinnvoll, Startgebühren in der Höhe von 1€ pro Ladevorgang zu verlangen. Im Jahr 2021 liegen die Einnahmen somit bei 497,27 €, bis zum Jahr 2030 steigen diese im Expected Szenario auf 4.943,66 €. Der Durchschnittswert dieser parallel zur Nutzung steigenden Einnahmen beträgt 2.720,46 € pro Jahr. Diese

durchschnittlichen Einnahmen reichen beim Expected-Szenario aus, damit sich die Investition amortisiert und der ROI bei 0,64 % liegt. Bei dieser Variante werden ab dem fünften Jahr Gewinne gemacht.

Faktorenanalyse im ländlichen Umfeld: Use Case Marquardt GmbH

Die Marquardt GmbH ist ein modernes, internationales Unternehmen im Bereich Mechatronik, Elektronik und Software, welches mit Kombinationen daraus Lösungen für verschiedenste Branchen anbietet, in denen der Mensch mit der Maschine interagiert. Für die Automobilbranche entwickeln sie nicht nur Bedienelemente und Fahrberechtigungssysteme, sondern auch ein Batteriemanagementsystem für Elektrofahrzeuge [12].

Der Hauptsitz in Rietheim-Weilheim hat mehrere Parkflächen. Auf dem Parkplatz „P1“ werden 20 Ladepunkte à 22 kW errichtet sowie eine DC-Ladestation mit 150 kW Leistung. Auf einem weiteren Parkplatz werden nochmal 2 Ladepunkte aufgebaut. Zum aktuellen Zeitpunkt werden die Ladesäulen den firmeneigenen Flottenfahrzeugen sowie Dienstfahrzeugen zur Verfügung stehen. Über das Projekt hinaus sollen einige AC-Ladepunkte sowie der DC-Ladepunkt auch von Besuchern von Marquardt genutzt werden können.

Use Case-spezifische Annahmen

- Die Anzahl der Parkplätze bleibt über die 10 Jahre konstant
- Der Ladestrom kostet pro kWh 39 ct, hierbei wird kein Unterschied zwischen AC und DC Ladung gemacht
- Der Strompreis beim Netzbezug liegt beim üblichen Industriepreis pro kWh

Aktuell besteht die Firmenflotte aus zehn E-Smarts mit einer Leistung von 22 kW, und 28 weiteren Dienstfahrzeugen mit unterschiedlicher Leistung. Es wird davon ausgegangen, dass nur 20 % der gesamten Flottenfahrzeuge tatsächlich jeden Tag hier laden. Somit ergeben sich bei 39 EVs durchschnittlich 7,8 Fahrzeuge, die im Jahr 2021 tatsächlich jeden Tag geladen werden. Dies wird mit dem heutigen Elektromobilitätsgrad gleichgesetzt und je nach Szenario mit dem entsprechenden Elektromobilitätsgrad für 2030 hochgerechnet.

Für die Besucher gibt es 20 Parkplätze. Es wird eine Auslastung von 30% angenommen, d.h. rund 7 Besucher pro Tag. Nach aktuellem Mobilitätsgrad ergeben sich im Jahr 2021 theoretisch 0,09 Besucher mit Elektrofahrzeug. Hochgerechnet mit dem E-Mobilitätsgrad von Baden-Württemberg werden das bis zum Jahr 2030 je nach Szenario ungefähr 2 Besucher pro Tag sein, die Laden wollen.

In der Tabelle 8 wird der aufgezeigten Use-Case-spezifischen Auslastungsgrad für die AC- und DC-Ladepunkte für die Szenarien aufgeführt, welcher die Ladezeit pro Ladepunkt im Verhältnis zu den 24 h eines Tages widerspiegelt. Die Gesamtladezeit bezieht sich auf alle 24 AC-Ladepunkte bzw. auf den einen DC-Ladepunkt pro Tag.

Tabelle 8: Auslastungsgrad und Ladezeit im Use Case Marquardt GmbH

	Auslastungsgrad pro Ladepunkt		Ladezeit gesamt		Ladezeit pro Ladepunkt (bei höchster Leistung)	
	AC	DC	AC	DC	AC	DC
Heute – 2021	0,68%	0,1%	3,9 h	0,02 h	0 h 10 min	0 h 01 min
2030 Worst-Case	4,81%	0,71%	27,73 h	0,17 h	1 h 10 min	0 h 11 min
2030 Expected	6,8%	1,00%	39,17 h	0,24 h	1 h 38 min	0 h 15 min
2030 Best-Case	9,72%	1,42%	55,96 h	0,34 h	2 h 20 min	0 h 21 min

Für die Varianten der Rentabilitätssteigerung bringt das Fraunhofer Institut IAO im Rahmen des Projekts KI-LAN hier den Beitrag einer Software, welche das Last- und Lademanagement und ein Flottenbuchungssystem regulierten. Zudem ist die Software für Betrieb und Abrechnung zuständig. Das Fraunhofer Institut ist eine Non-Profit-Organisation und verlangt innerhalb eines Forschungsprojekts keine Gebühren. Man kann jedoch ohne ein entsprechendes Projekt mit Kosten von 10 € pro Ladepunkt und Monat rechnen, was dem ungefähren Marktpreis entspricht [13].

Tabelle 9: Investitionskostenrechnung Marquardt GmbH, Expected Szenario

	2021	2030
Ohne Rentabilitätssteigerung		
Gesamtkosten	118,252.05 €	167,099.53 €
Einnahmen	8,710.37 €	87,529.00 €
Periodengewinn	-109.541.68 €	-79.570,54 €
Lademanagement		
Gesamtkosten	30,271.23 €	79,118.71 €
Einnahmen	8,710.37 €	87,529.00 €
Periodengewinn	-21.560,86 €	8,410.28 €
Lademanagement und Eigenstromproduktion		
Gesamtkosten	28,669.86 €	72,441.34 €
Einnahmen	8,710.37 €	87,529.00 €
Periodengewinn	-19,959.50 €	15,087.66 €
Lademanagement und Zusatzeinnahmen		
Gesamtkosten	30,271.23 €	79,118.71 €
Einnahmen	13,710.37 €	92,529.00 €
Periodengewinn	-16,560.86 €	13,410.28 €

In der Tabelle 9 in der Variante „ohne Rentabilitätssteigerung“ sind die Ergebniszahlen in einem sehr negativen Bereich. Dies liegt an den hohen Kosten, die sich durch eine gleichzeitige Benutzung aller Ladepunkte mit voller Leistung ergeben. Der ROI liegt hier ebenfalls sehr tief, bei -65,88 %.

Für Marquardt als stromintensive Firma ist es möglich, eine Reduktion der Lastspitze von 100 % zu erreichen. Dies geht deshalb, weil der Firmenbetrieb unabhängig von der Ladeinfrastruktur bereits eine Lastspitze von ca. 4,7 MW aufweist. In der Umsetzung bedeutet dies für das Lademanagement, dass zu dem Zeitpunkt, zu dem der Unternehmensbetrieb eine Lastspitze aufweist, bei der Ladeinfrastruktur kein Strom fließen darf. Zu den anderen Zeitpunkten darf immer so viel Strom fließen, dass der Leistungsbedarf des Unternehmens nie über die unternehmensweite Lastspitze von 4,7 MW geht. Für diese Variante ist die Bilanz bereits deutlich verbessert.

Im Expected Szenario rentiert sich die Ladeinfrastruktur jedoch noch nicht, obwohl ab dem sechsten Jahr Gewinne verzeichnet werden. Der ROI liegt jedoch bei -9,32 %.

In der Variante „Lademanagement und Eigenstromproduktion“ kommt zum oben genannten Lademanagement noch die eigene Stromversorgung durch eine PV-Anlage hinzu. Durch die vorhandenen Großflächen durch Gebäude sowie Parkfläche am Standort Rietheim-Weilheim wird hier von einer installierbaren Leistung von 30 kWp ausgegangen. Es wird davon ausgegangen, dass 60% ladenden EV mit Solarstrom laden. Im Expected Szenario amortisiert sich die Ladeinfrastruktur im letzten Jahr und der ROI liegt bei 0,51 %. Ab dem sechsten Jahr werden hier Gewinne verzeichnet. Somit reicht im Expected Szenario eine PV-Anlage von 30 kWp aus, um die Ladeinfrastruktur rentabel zu machen.

Die letzte Variante rechnet zum Lademanagement mit einer 100 % -Reduktion der Lastspitze noch zusätzliche Einnahmen hinzu. Dieser Business Case wird mit einer Summe von 5.000 € an jährlich generierten Zusatzeinnahmen berechnet. Mit diesem Betrag amortisiert sich die Ladeinfrastruktur im letzten Jahr. Ab dem sechsten Jahr werden Gewinne generiert und der ROI liegt mit 0,10 % knapp über Null. Somit ist die Summe von 5.000 € Zusatzeinnahmen die Mindestanforderung für das Expected-Szenario.

Es stellt sich hier also die Frage, aus welcher Quelle diese zusätzlichen Einnahmen realistischer Weise kommen können und welcher Betrag realitätsnah ist. Für Marquardt sind Parkgebühren sowohl für Mitarbeiter als auch für Besucher nicht hinnehmbar. Werbefläche in einem ländlichen Gebiet mit eingeschränkter Vielfalt an Kunden können maximal eine Summe von 2.500 € einbringen. Auch der Datenverkauf ist eher gering anzuordnen. Somit könnten durch die in dieser Arbeit benötigten Einnahmen von 5.000 € durch die betrachteten Möglichkeiten nicht eingenommen werden. Diese Variante ist somit keine Garantie für einen wirtschaftlichen Betrieb.

Schlussfolgerung und Handlungsempfehlung

Der Aufbau und der Betrieb der Ladeinfrastruktur im Parkhaus von Wizemann Areal ohne jede weitere Maßnahme zu einer Steigerung der Rentabilität führt hier in jedem Falle zu einem unwirtschaftlichen Betrieb über den Nutzungszeitraum von 10 Jahren hinweg. Auch mit dem Einsatz von Last- und Lademanagement ist die Garantie für einen wirtschaftlichen Betrieb nicht gegeben, jedoch steigert es in jedem Szenario den NPV im zehnten Jahr um 75 % und ist daher für die Erreichung dieses Ziels unverzichtbar.

Unter der Annahme, dass die zusätzliche Prognosesoftware der Hochschule Esslingen die Lastspitze optimal reduziert, d.h. die Lastspitze so weit reguliert wird wie möglich und trotzdem alle Kunden vollladen können, so lohnt sich der Einsatz der Software für einen solchen Anwendungsfall. Der Kostensatz von 8,70 € pro Ladepunkt und Jahr ist hierbei gut zu rechtfertigen. Dieser ergibt sich jedoch nur bei einer gleichzeitigen Anwendung der Software an 1.000 Ladepunkten. Wird dasselbe für 100 Ladepunkte angenommen, so steigt der Preis auf 87 € pro Ladepunkt.

Der Einsatz von einer 12 kWp PV-Anlage oder Zusatzeinnahmen von durchschnittlich 2.720,46 € pro Jahr kann dazu beitragen, dass sich die Investition innerhalb des Nutzungszeitraumes von 10 Jahren amortisiert. Im Falle einer geringen Auslastung (Worst-Case Szenario) jedoch bedarf es einer PV-Anlage von 26 kWp oder Zusatzeinnahmen von 5.700 € pro Jahr für eine Amortisation, was einer realistischen Umsetzung fernliegt. Durch die Reduktion des Strompreises auf 20 ct pro kWh ist bereits ohne zusätzlicher Faktoreinsatz ein wirtschaftlicher Betrieb bei erwartetem Nutzungsverhalten (Expected Szenario) innerhalb der 10 Jahre möglich. Die Auslastung spielt bei einem rentablen Betrieb eine wichtige Rolle. Im Use Case Wizemann Areal wird

empfohlen, einen linear steigenden Auslastungsgrad, der im Jahr 2030 18 % pro Ladepunkt erreicht, anzustreben. Damit wäre der wirtschaftliche Betrieb mit Einsatz des Lademanagements sichergestellt.

Durch die hohe Anzahl an Besuchern liegt hier ein größeres Potenzial bei der konkreten Umsetzung einer 1€-Startgebühr, um zusätzliche Einnahmen zu generieren. Da diese nutzungsabhängig ist birgt sie weiterhin ein Risiko im Worst-Case Szenario, steigt jedoch entsprechend zu einer steigenden Nutzung und bringt im Expected Szenario daher den höchsten ROI.

Wie auch im Use Case vom Wizemann Areal rentiert sich im Zeitraum von 10 Jahren die Ladeinfrastruktur mit 25 Ladepunkten ohne jegliche Maßnahme zur Rentabilitätssteigerung nicht. Der Einsatz eines Last- und Lademanagements bringt im Use Case Marquardt eine Reduktion des NPV im Jahr 2030 um 95 %. Diese starke Verbesserung zeigt, dass auch hier der Einsatz des Last- und Lademanagements in jedem Falle notwendig ist. Der NPV steigt unter Einsatz von Eigenstromproduktion und Zusatzeinnahmen an. Bei einem Nutzungsverhalten ähnlich zum Expected Szenario führt eine PV-Anlage mit 30 kW_p Leistung oder Zusatzeinnahmen von 5.000 € pro Jahr zu einem wirtschaftlichen Betrieb innerhalb der 10 Jahre. Bei einer geringeren Nutzung (Worst-Case Szenario) wäre eine PV-Anlage mit 92 kW_p oder 10.600 € zusätzlicher Einnahmen pro Jahr notwendig, um den wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten.

Die Garantie für rentablen Betrieb im Worst-Case Szenario ist somit nicht gegeben. Jedoch ist durch den ländlichen Standort anzunehmen, dass ausreichend Platz für eine 30 kW_p große PV-Anlage vorhanden ist. Somit ist dies eine Möglichkeit zur Rentabilitätssteigerung.

Des Weiteren liegt in diesem Use Case Potenzial in der Senkung der Betriebskosten. Diese sind durch die hohe Anzahl an Ladepunkten mehr als doppelte so hoch als im Use Case Wizemann, haben aber bereits bei geringen Veränderungen eine große Auswirkung.

2.1.8 Betriebsstrategie

In diesem Arbeitspaket wird die Hochschule Esslingen durch die Ermittlung von Preismodellen und der Auswertung von den zuvor beschriebenen Szenarien eine Betriebsstrategie abgeleitet (Abbildung 32).

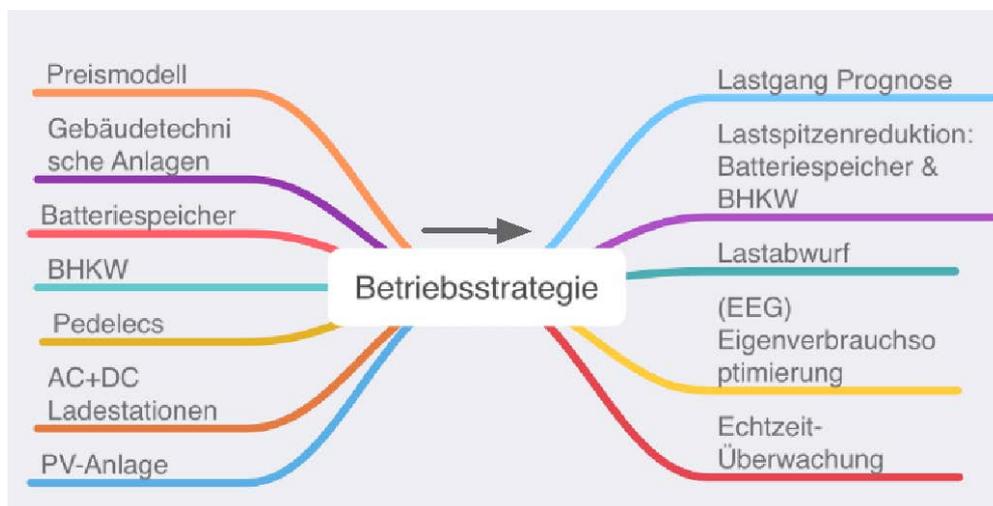


Abbildung 32: Betriebsstrategie

Hierfür werden zum aktuellen Zeitpunkt folgende verschiedene Faktoren von Preismodellen betrachtet:

- Backend-Software des Lademanagements. Hier soll ermittelt werden, welcher Preis adäquat zur Auswirkung des Einsatzes wäre.
- Preis des Stromverkaufs an den Ladesäulennutzer. Dieser orientiert sich am Marktpreis, es soll ein realistischer Preis ermittelt werden.
- Kosten für den Strom (Netzbezug). Hierbei wird auf Kostenvorteile bei unterschiedlicher Abrechnungsform eingegangen. Darüber hinaus können Tarifmodelle der Stromanbieter berücksichtigt werden.
- Kosten für den Strom (PV-Anlage). Der lokal PV-Anlage selbst erzeugte erneuerbare Energie wird direkt vor Ort für den Eigenverbrauch (z.B. Elektrofahrzeuge) maximal genutzt.
- Bevorzugtes Laden (Vorrang): Einige vordefinierte Nutzer oder Parkplätze werden immer bevorzugt bedient. Die priorisierten Elektrofahrzeuge werden immer mit der höchstmöglichen Ladeleistung geladen, während der restlichen Elektrofahrzeuge mit einem der Basiskonzepte geladen werden.
- Standzeit des Elektrofahrzeuges: verfügt es eine längere Standzeit, kann der Landevorgang in andere Zeitbereiche verschoben werden, um PV-Strom auszunutzen.
- Reservierungsfunktionen: Dies ermöglicht es, Ladepunkte und/oder Ladeleistung für einen bestimmten Zeitraum zu reservieren.

Mögliche Geschäftsmodelle

Es gibt eine Vielzahl an möglichen Parametern, die einen positiven Einfluss auf die Rentabilität einer Investition haben. Für den Bereich Ladeinfrastruktur sind diese Möglichkeiten nachfolgend in die drei Kategorien Nutzungsauslastung, Kostenreduktion und Umsatzsteigerung eingeteilt.

Die genannten Faktoren zur Rentabilitätssteigerung lassen sich miteinander in viele unterschiedliche Kombinationen zusammenfügen. Zusammen mit einem entsprechenden Mehrwert für den Kunden entstehen hier unterschiedliche Geschäftsmodelle. Nachfolgend werden dafür vier Beispiele gegeben. Jedoch ist es von

den Prioritäten und individuellen Möglichkeiten des Standorts und des CPOs abhängig, welches Geschäftsmodell final das lukrativste ist.

Geschäftsmodell: Ökologie und Nachhaltigkeit

- Installation von PV-Anlagen oder einem BHKW zur Produktion von regenerativem Strom, ggf. Stromspeicher anschaffen
- Stromverkaufspreis geringfügig über dem Marktpreis
- Verzicht auf Datenspeicherung, um hohen Energieverbrauch für Server zu vermeiden
- Erhöhung des ökologischen Wertes des Stroms durch höchstmögliche Nutzung von regenerativem Strom. Der Kunde nimmt einen minimal höheren Preis für den Strom in Kauf und erhält dafür einen neutralen CO₂-Footprint.

Geschäftsmodell: Starke Frequentierung durch Unterhaltungswert

- Ladesäule als Unterhalter durch ein funktionales Display
- Kooperationen mit nahegelegenen Einzelhändlern / Freizeitanlagenbesitzern
- Zusätzlicher Umsatz durch Partnerschaft, dadurch Stromverkaufspreis etwas günstiger
- Erschaffen einer Kompletterfahrung, Ausgleich eines günstigeren Stromverkaufspreises durch Verkaufsangebote bei kooperierendem Partner. Dadurch sollen viele Nutzer angelockt und die Nutzungsauslastung erhöht werden.

Geschäftsmodell: Niedrigpreisgarantie

- Geringer Stromverkaufspreis
- Installation von Wallboxen mit geringer Ladeleistung (längere Ladezeiten)
- Starke Reduktion der Lastspitze durch Lademanagement
- Maximal mögliche Kostenreduktion bei der Investition und den Betriebskosten. Dadurch ist ein günstigerer Stromverkaufspreis möglich. Der Kunde nimmt für diesen günstigeren Preis in Kauf, dass die Ladung länger dauert und sein E-Pkw evtl. nicht vollgeladen wird.

Geschäftsmodell: Servicegarantie

- Immer vollgeladen, egal wann geladen wird und wie lange die Parkdauer ist
- Einfaches Auffinden und reservieren des Ladepunktes
- Etwas höherer Strompreis
- Bereitstellung einer optimalen Serviceleistung bezüglich Ladedauer, Erreichen und Reservieren des Ladepunktes und Vorgangsabwicklung. Für diesen Service nimmt der Kunde einen etwas höheren Preis in Kauf

2.2 Welche Fortschritte ergeben sich für die Wissenschaft und/oder Technik durch die Forschungsergebnisse?

2.2.1 Anwendbarkeit und Zielbild des Lastprofilgenerators

Der im Rahmen von KI-LAN entwickelte Lastprofilgenerator dient der Auslastungsanalyse der Ladeinfrastruktur für Parkhäuser und Tiefgaragen. Auf Basis realer nutzerspezifischer Parkprofilen werden Lastprognosen anhand der standortspezifischen Deskription erstellt. Über die Kombination von neun unterschiedliche Nutzergruppen ist es möglich, unterschiedlich Parkstandorte anhand der Nutzerzusammensetzung zu beschreiben. Die Ladeprognose und Energiebedarfe resultieren aus Anwesenheits- und Parkprofilen. Für eine exakte Ladeprognose wäre die Mobilitätsanalyse aller täglichen Nutzer*innen des jeweiligen Standortes notwendig. Da die Übertragbarkeit aber im Fokus der Modellierung stand und standortspezifische Datensätze zu Parkvorgängen selten verfügbar sind, ist der Einsatz standortunabhängiger Parkprofile nach Zweck notwendig. Der Lastprofilgenerator zielt daher auf eine schnelle Überprüfung hinsichtlich der Notwendigkeit eines Lastmanagements zur Verhinderung von Netzüberlastungen am jeweiligen Standort ab sowie der Ermittlung des Gleichzeitigkeitsfaktors.

2.2.2 Ladeinfrastrukturnutzung bei der Marquardt GmbH in Pandemiezeiten

Die Ladeinfrastruktur auf den Parkplätzen der Marquardt GmbH wurde am 23.10.2020 in Betrieb genommen und seitdem durch die Mitarbeitenden und Flottenfahrzeuge der Marquardt GmbH wie in den Pilotphasen beschrieben genutzt. Damit fand der Aufbau, die Inbetriebnahme und die Nutzung der Ladeinfrastruktur vollständig in den unterschiedlichen Phasen der COVID-19-Pandemie und der daraus resultierenden zeitweise entstandenen Kontaktbeschränkungen, Lockdowns und Home Office Anweisungen. Die erhobenen Daten können damit nicht die vollständige Nutzung der Ladeinfrastruktur und der Entwicklung der Elektromobilität im Unternehmen zu Zeiten vor der Pandemie abbilden.

Während der Projektlaufzeit wurden von den Ladestationen 2226 Ladevorgänge durchgeführt und an das Lademanagementsystem übertragen. Diese verteilten sich auf 90 DC-Ladungen und 2034 AC-Ladevorgänge. Bei 102 Ladevorgängen ist kein Strom geflossen, da es sich um Fehler oder Test- und Prüfkationen gehandelt hat. Insgesamt wurde eine Lademenge von 27.250.769 Wh geladen. Dies führt zu einer statistischen Menge von durchschnittlich 12 kWh pro Ladevorgang. In Abbildung 33 und Abbildung 34 wird die Verteilung der Ladevorgänge und Lademengen auf Jahresebene dargestellt.



Abbildung 33: Verteilung der Ladevorgänge auf Jahresebene

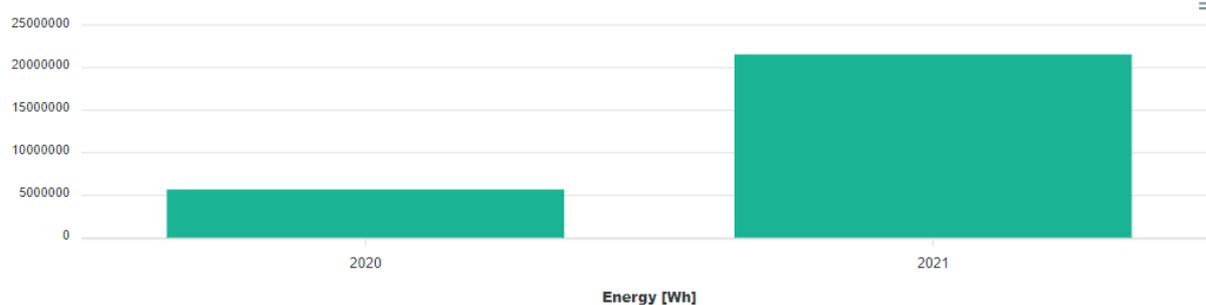


Abbildung 34: Verteilung der Ladeenergie auf Jahresebene

Die Abbildung 35 und Abbildung 36 stellen die Verteilung der Ladevorgänge und Lademenge auf Monatebene da. Darin zeigen sich die Abwesenheiten der Mitarbeitenden innerhalb der Ferienzeiten im Winter und im Sommer.



Abbildung 35: Verteilung der Ladevorgänge auf Monatebene



Abbildung 36: Verteilung der Ladeenergie auf Monatebene

Auf Abbildung 37 und Abbildung 38 sind die Ladetransaktionen und Lademengen auf Tagesebene abgebildet. Hierbei zeigt sich die saisonale Verteilung auf die Wochentage und die Ferienzeiten. Über die Weihnachtszeit und die Wochenenden sind kaum Ladevorgänge zu beobachten, da kaum Mitarbeitende am Arbeitsplatz sind. Der neunte September 2021 ist aus dieser saisonalen Betrachtung heraus zu nehmen, da an diesem Tag ein geplanter Stresstest vor Ort stattgefunden hat.

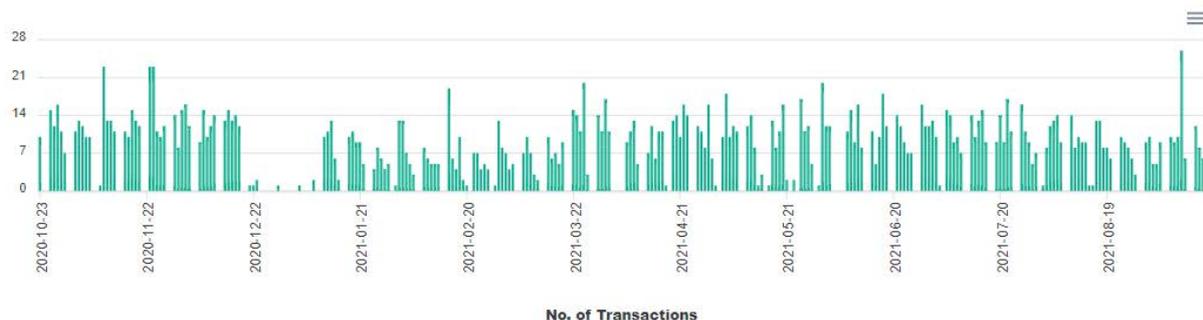


Abbildung 37: Verteilung der Ladevorgänge auf Tagesebene

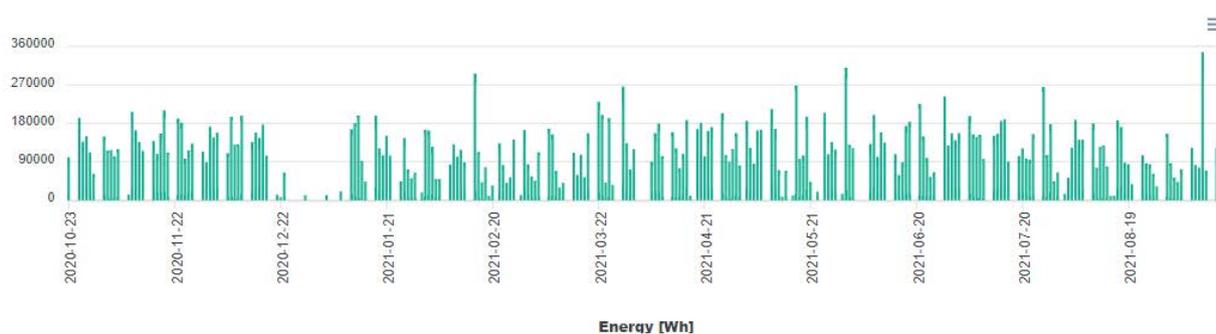


Abbildung 38: Verteilung der Ladeenergie auf Tagesebene

In Abbildung 39 ist die gesamte Leistungsaufnahme der AC und DC-Ladesäulen für den Juli 2021 abgebildet. In Abbildung 40 sind der 26. Juli und in Abbildung 41 der 28. Juli als beispielhafte Darstellungen von regulären Arbeitstagen mit einer normalen Nutzung der Ladeinfrastruktur abgebildet. Durch die Lastkurven des lokalen Energiemanagementsystems lässt sich das Verhalten der Mitarbeitenden bei der Nutzung der Ladeinfrastruktur im Nachhinein für einen regulären Betrieb abschätzen.

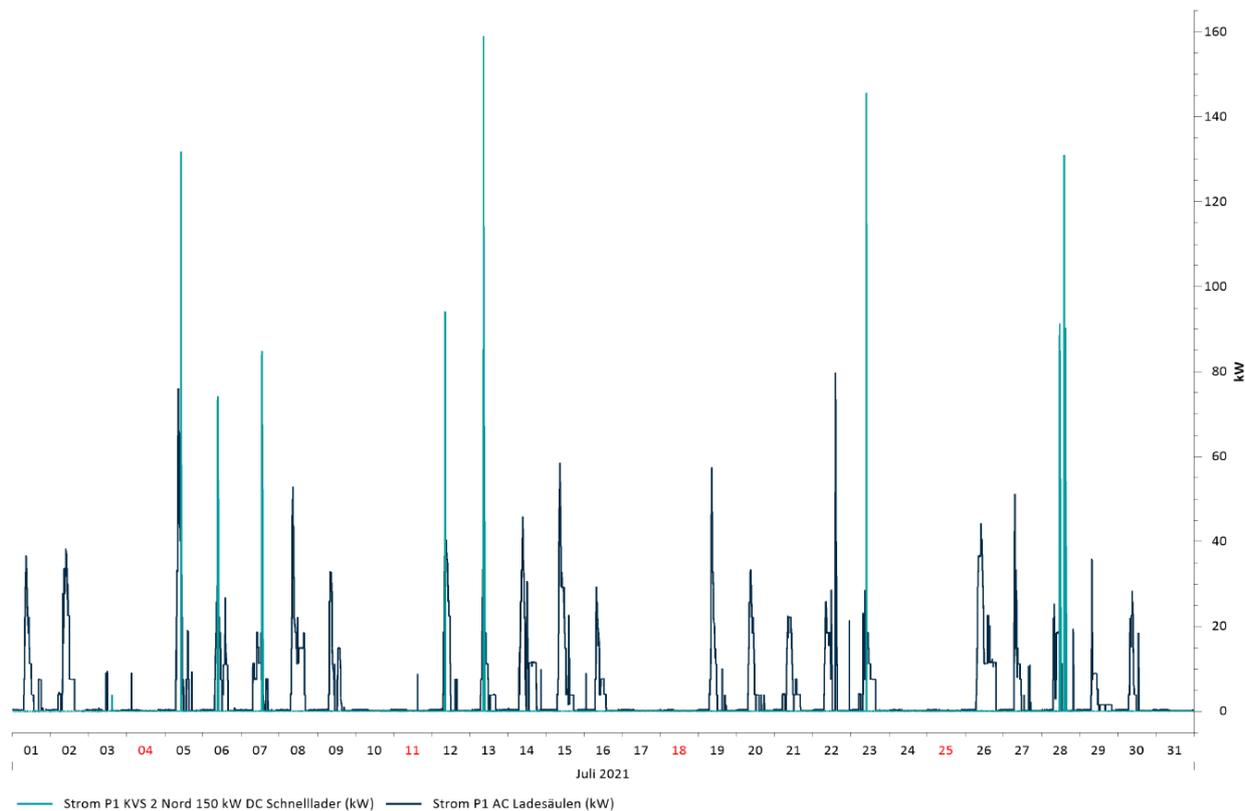


Abbildung 39: Ladeleistungen der Lader im Juli 2021

In der Abbildung ist gut zu erkennen, dass ein Großteil der Ladelasten der AC-Lader bei den jeweiligen Arbeitstagen zu Beginn des Arbeitstages anfällt, während die Lastspitzen hauptsächlich durch die DC-Ladungen entstehen und über den Tag hinweg verteilt auftreten können.

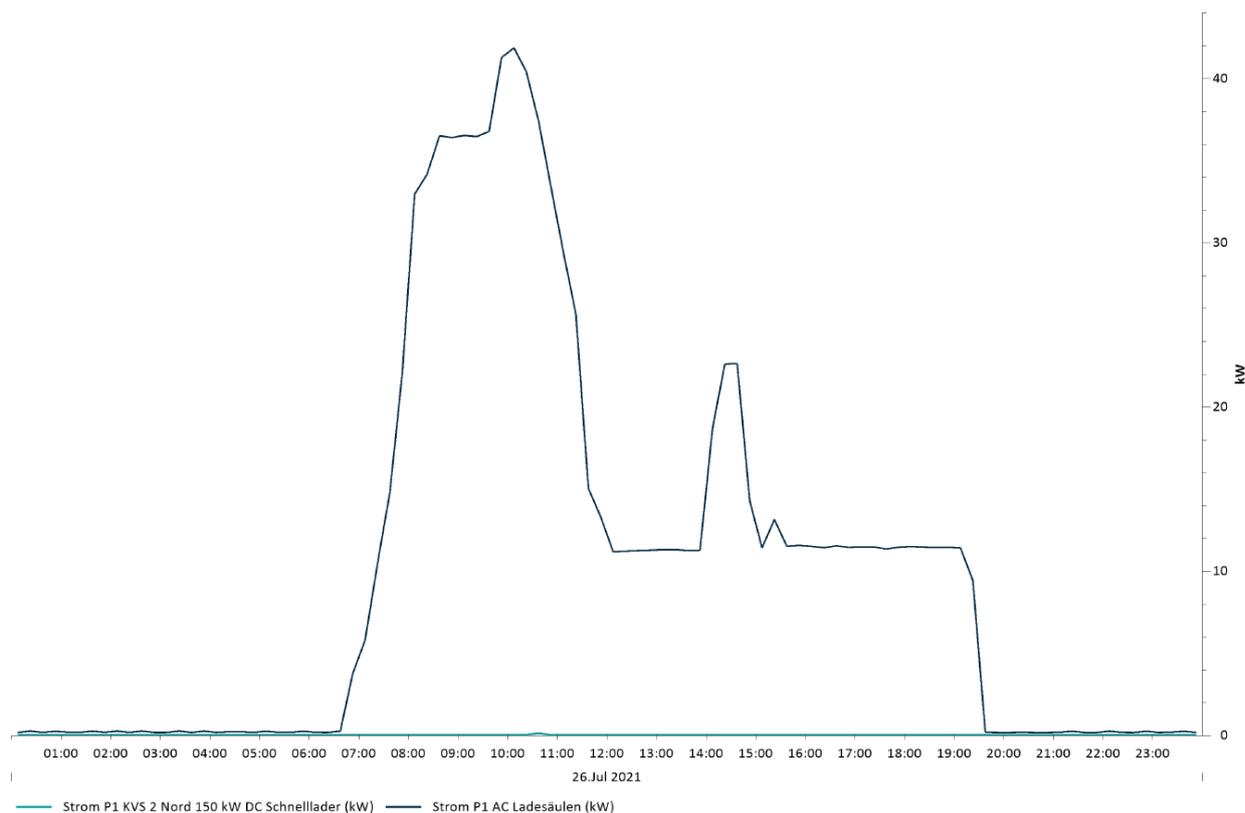


Abbildung 40: Ladeleistung am 26.07.2021

Für die AC-Lader lässt sich ablesen, dass die Mitarbeitenden die meisten Ladevorgänge zum Arbeitsbeginn am Morgen starten und das bei einer ungesteuerten Ladeleistung - es wird immer mit dem maximalen Strom geladen - bis zum Mittag die Ladevorgänge soweit abgeschlossen sind, dass die Fahrzeuge nicht mehr viel Ladeleistung benötigen. Durch eine Reduzierung der Ladeleistung oder eine zeitweise Pufferung durch einen Pufferspeicher kann das Energiemanagementsystem diese Lastkurve verringern ohne das große Ladeleistungsverluste für die Mitarbeitenden bis zum Ende des Arbeitstages zu erwarten sind.

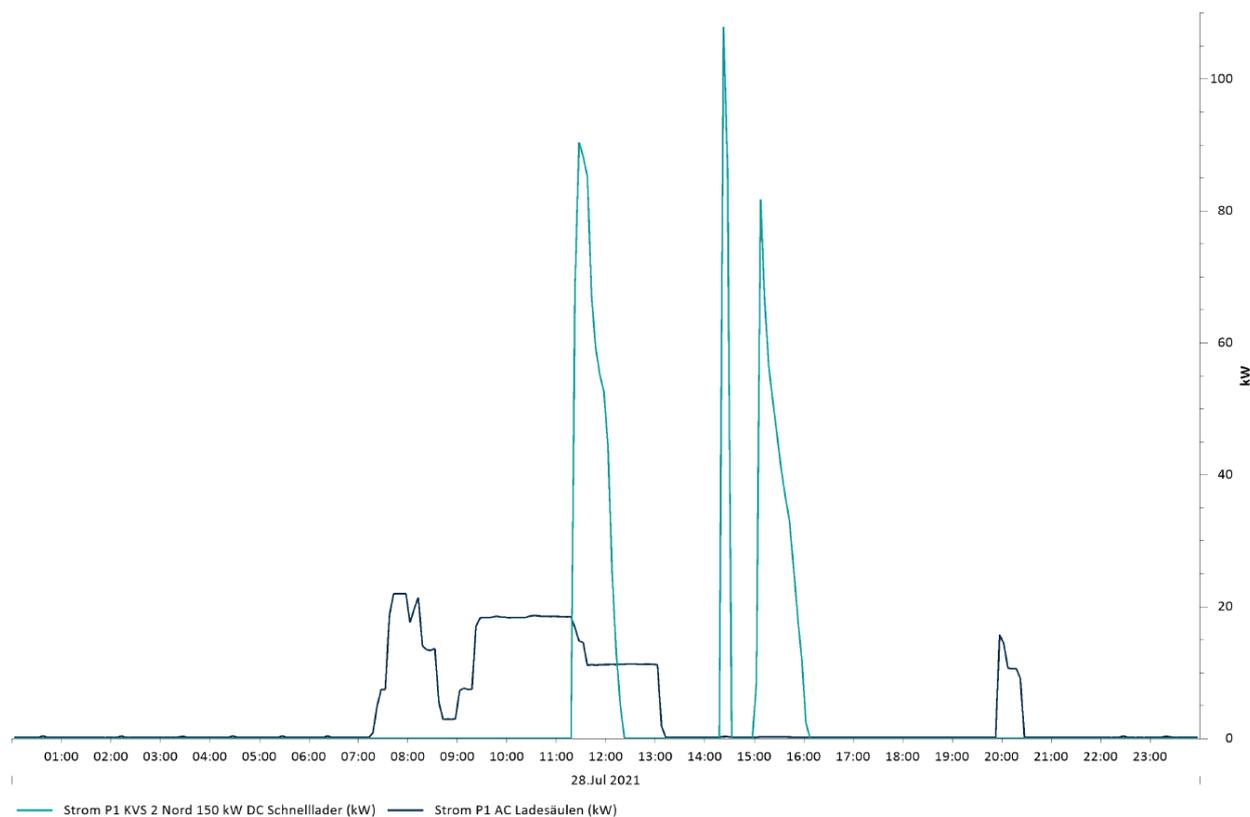


Abbildung 41: Ladeleistung am 28.07.2021

Bei den DC-Ladungen ist erkennbar, dass es kurzzeitig hohe Lastspitzen gibt, welche die reguläre gesamte AC-Ladeleistung übertreffen. Eine Lastspitzenglättung der DC-Ladungen kann hier durch eine kurzzeitige Batterie abgefangen werden. Diese muss dafür aber dementsprechend groß genug dimensioniert sein.

In Abbildung 42 ist ein Histogramm des Beginns der Ladevorgänge abgebildet. Die Uhrzeiten der Y-Achse sind in der koordinierten Weltzeit (UTC) dargestellt. Durch das Histogramm erkennt man, dass die Lader am Arbeitsplatz während der Arbeitszeiten genutzt werden und am Wochenende kaum bis keine Ladevorgänge gestartet werden. Auch werden die meisten Fahrzeuge verstärkt zu Beginn des Arbeitstages geladen und nur in geringerem Maße zu späteren Zeitpunkten am Tag angeschlossen. In den vorliegenden Daten zeigt sich dadurch, dass vermehrt Ladevorgänge durch Mitarbeiterfahrzeuge in der Pandemie zu Beginn des Arbeitstages gestartet wurden als durch die Rückgabe eines Flottenfahrzeuges nach Beendigung einer Dienstreise während des Tages.

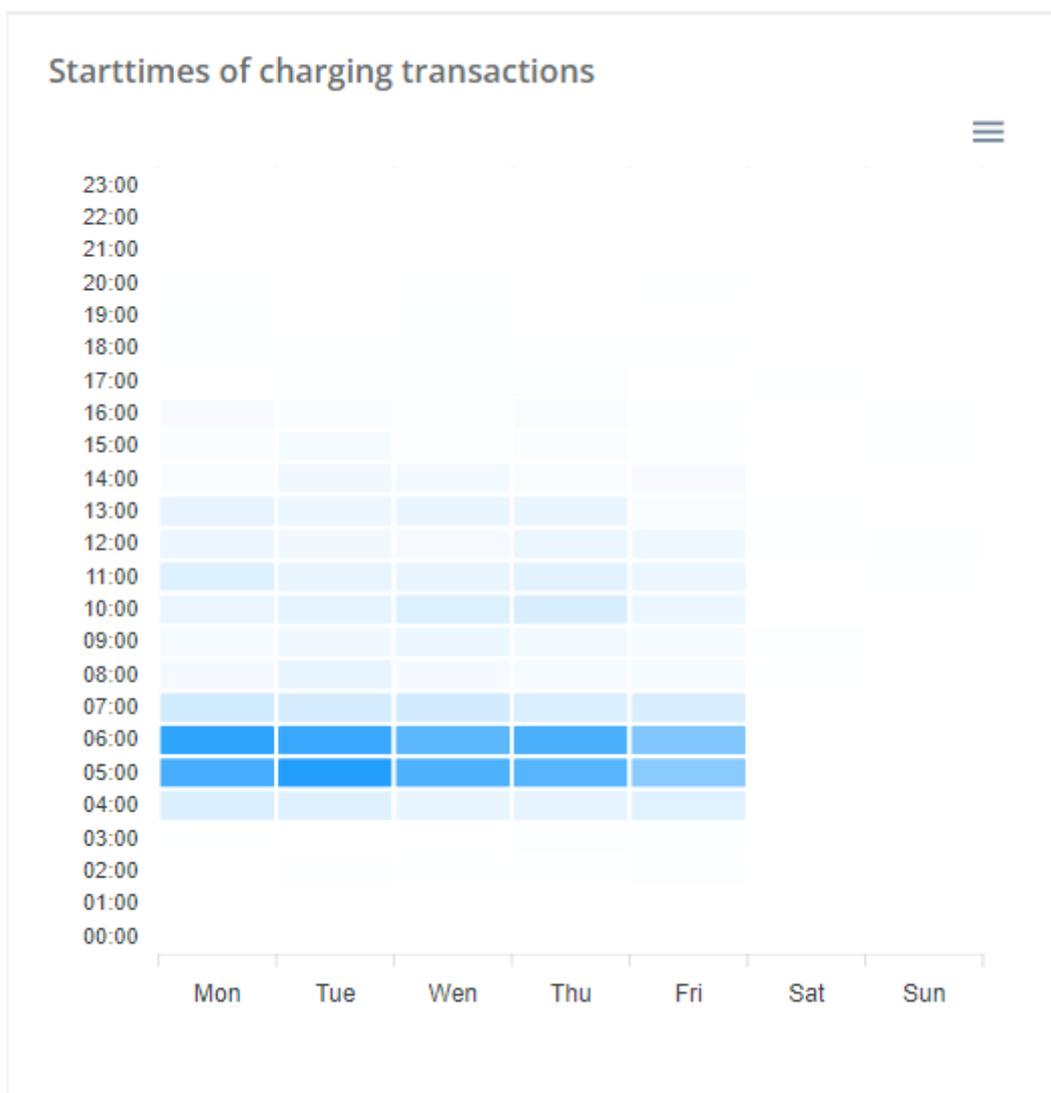


Abbildung 42: Verteilung des Beginns der Ladevorgänge

Während der Pilotphasen wurden auch zeitweise ein zeitbasiertes Lademanagementsystem aktiviert. Dieses hatte in den Zeiträumen von 08:00 Uhr bis 09:00 Uhr die Ladeleistung der Lader auf 8 Ampere pro Phase limitiert und danach wieder freigegeben. In Abbildung 43 wird die Reduzierung bei einem einphasigen Fahrzeug und in Abbildung 44 für ein zweiphasiges Fahrzeug dargestellt.

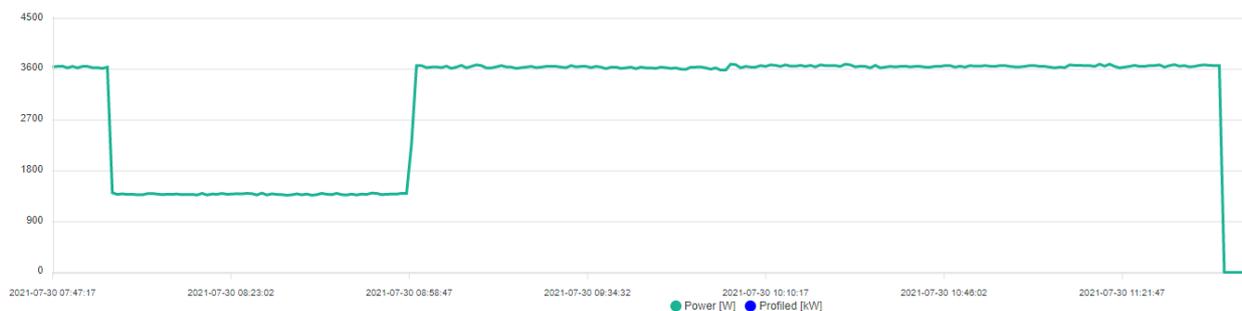


Abbildung 43: Lademanagement bei einem einphasigen Fahrzeug



Abbildung 44: Lademanagement bei einem zweiphasigen Fahrzeug

Die Fahrzeuge konnten die Ladung die gesamte Ladedauer vorführen, konnten aber durch das Lademanagementsystem ihre maximale Ladeleistung zeitweise reduzieren. Da die Lademanagementsystemtests zu einem Zeitpunkt durchgeführt wurden, als noch keine Identifizierung der Ladenden durchgeführt wurde, ist es im Nachhinein nicht möglich einen direkten Vergleich zwischen den geregelten und ungeregelten Ladezeiten zu ziehen, da weder das Fahrzeug noch der Batteriezustand bekannt sind. Um einen Vergleich ziehen zu können wurden ähnliche Transaktionen aus einem nahen Zeitraum ohne Lademanagement gesucht. In wurde eine einphasige Ladetransaktion und in eine zweiphasige Ladetransaktion ohne Lademanagement abgebildet, welche ebenfalls eine Lademenge zwischen zwölf und dreizehn Kilowattstunden geladen haben.

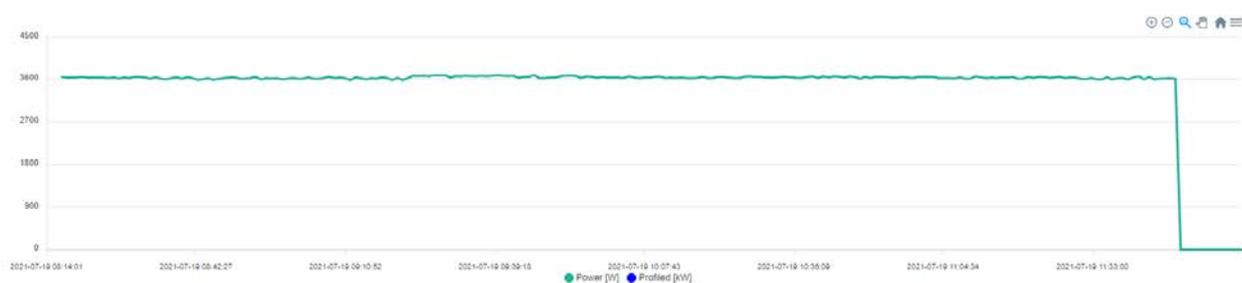


Abbildung 45: Einphasige Ladetransaktion ohne Lademanagement



Abbildung 46: Zweiphasige Ladetransaktion ohne Lademanagement

Eine grobe Abschätzung der Ladezeiten der Beispiele ergeben dabei die folgende Auswertung:

	Ladezeit ohne Reduzierung	Ladezeit mit Reduzierung
Einphasiges Laden	Ca. 3.5 Stunden	Ca. 4 Stunden
Zweiphasiges Laden	Ca. 2 Stunden	Ca. 3 Stunden

Auch wenn die gemessenen und verglichenen Werte keinen wissenschaftlichen Vergleich oder eine aussagekräftige Auswertung zulassen, so kann doch eine grobe Abschätzung für eine Integration der Ladestationen in ein Energiemanagementsystem vor Ort getroffen werden. Sollte für die Lastspitzenkappung der Liegenschaft die AC-Ladungen der Mitarbeitenden auf ein Minimum heruntergeregt werden, so können die Fahrzeuge der Mitarbeitenden der Marquardt GmbH dennoch innerhalb der regulären Arbeitszeiten vollgeladen werden.

2.2.3 Stresstest bei der Marquardt GmbH

Zum Projektende fand ein Stresstest statt, um alle Schnittstellen unter Last auf ihre fehlerfreie Funktion zu prüfen. Möglichst zeitgleich wurden vollelektrische Fahrzeuge und Plugin-Hybride an die 20 AC-Ladepunkte sowie den DC-Ladepunkt auf dem Parkplatz P1 angeschlossen und der Ladevorgang gestartet, sodass ein hoher Gleichzeitigkeitsfaktor erzielt werden konnte. Ziel des Tests war einerseits die Last statisch via IAO-Backend zu begrenzen, andererseits eine Lastreduktion über das Berg-Lastmanagement vorzunehmen. Die AC-Ladeleistung wurde mittels des Backends auf 240 kW begrenzt, dessen Funktionsfähigkeit in vorangegangenen Test in kleinerem Maßstab bereits getestet wurde. Zudem wurde der Batteriespeicher zur Lastbegrenzung eingebunden, indem die Entladung des Speichers mit Beginn der DC-Ladung startete. Für den Stresstest wurden 20 Fahrzeuge von Marquardt eingesetzt, welche sich bzgl. ihrer maximalen Ladeleistung wie folgt verteilen:

- neun vollelektrische Fahrzeuge mit einer maximalen Ladeleistung von 22 kW an AC-Ladestationen
- zwei vollelektrische Fahrzeuge mit einer maximalen Ladeleistung von 7 kW an AC-Ladestationen
- ein vollelektrisches Fahrzeug mit einer maximalen Ladeleistung von 150 kW an der DC-Ladestation
- acht Plugin-Hybride mit einer maximalen Ladeleistung von 3,6 kW an AC-Ladestationen

Während des Stresstests wurde ein Besucher des Parkplatzes mit seinem vollelektrischen Fahrzeug mit einer maximalen Ladeleistung von 150 kW an der DC-Ladestation ebenfalls integriert.



Abbildung 47: Darstellung einer Ladetransaktion eines Fahrzeuges während des Stresstests

Abbildung 47 zeigt die Ladekurve eines vollelektrischen Fahrzeuges mit einer maximalen Ladeleistung von 22 kW während des Stresstests. Darüber hinaus werden in Abbildung 48 alle Ladetransaktionen und Ladestationen des Stresstests aus dem Lademanagementsystem ubstack CHARGE dargestellt.

<input type="checkbox"/>	Charging Station	Status	Activity	Controllable
<input type="checkbox"/>	Parkplatz_C1_Ladesaeule_21	AVAILABLE		<input type="checkbox"/> CONTROLLED
<input type="checkbox"/>	Parkplatz_C1_Ladesaeule_22	AVAILABLE		<input type="checkbox"/> CONTROLLED
<input type="checkbox"/>	Parkplatz_P1_Hypercharger	AVAILABLE		<input type="checkbox"/> CONTROLLED Parkplatz_P1_Hypercharger_OCPPJ16_7394
<input type="checkbox"/>	Parkplatz_P_Ladepunkt_1	AVAILABLE		<input type="checkbox"/> CONTROLLED Parkplatz_P_Ladepunkt_1_OCPPJ16_7395 Parkplatz_P_Ladepunkt_1_OCPPJ16_7393
<input type="checkbox"/>	Parkplatz_P_Ladepunkt_10	AVAILABLE		<input type="checkbox"/> CONTROLLED Parkplatz_P_Ladepunkt_10_OCPPJ16_7509 Parkplatz_P_Ladepunkt_10_OCPPJ16_7389
<input type="checkbox"/>	Parkplatz_P_Ladepunkt_2	AVAILABLE		<input type="checkbox"/> CONTROLLED Parkplatz_P_Ladepunkt_2_OCPPJ16_7396 Parkplatz_P_Ladepunkt_2_OCPPJ16_7388
<input type="checkbox"/>	Parkplatz_P_Ladepunkt_3	AVAILABLE		<input type="checkbox"/> CONTROLLED Parkplatz_P_Ladepunkt_3_OCPPJ16_7387 Parkplatz_P_Ladepunkt_3_OCPPJ16_7386
<input type="checkbox"/>	Parkplatz_P_Ladepunkt_4	AVAILABLE		<input type="checkbox"/> CONTROLLED Parkplatz_P_Ladepunkt_4_OCPPJ16_7404 Parkplatz_P_Ladepunkt_4_OCPPJ16_7390
<input type="checkbox"/>	Parkplatz_P_Ladepunkt_5	AVAILABLE		<input type="checkbox"/> CONTROLLED Parkplatz_P_Ladepunkt_5_OCPPJ16_7501 Parkplatz_P_Ladepunkt_5_OCPPJ16_7390
<input type="checkbox"/>	Parkplatz_P_Ladepunkt_6	AVAILABLE		<input type="checkbox"/> CONTROLLED Parkplatz_P_Ladepunkt_6_OCPPJ16_7400 Parkplatz_P_Ladepunkt_6_OCPPJ16_7391
<input type="checkbox"/>	Parkplatz_P_Ladepunkt_7	AVAILABLE		<input type="checkbox"/> CONTROLLED Parkplatz_P_Ladepunkt_7_OCPPJ16_7504 Parkplatz_P_Ladepunkt_7_OCPPJ16_7502
<input type="checkbox"/>	Parkplatz_P_Ladepunkt_8	AVAILABLE		<input type="checkbox"/> CONTROLLED Parkplatz_P_Ladepunkt_8_OCPPJ16_7503 Parkplatz_P_Ladepunkt_8_OCPPJ16_7392
<input type="checkbox"/>	Parkplatz_P_Ladepunkt_9	AVAILABLE		<input type="checkbox"/> CONTROLLED Parkplatz_P_Ladepunkt_9_OCPPJ16_7505 Parkplatz_P_Ladepunkt_9_OCPPJ16_7500

Abbildung 48: Darstellung aller Ladestationen und Transaktionen in ubstack CHARGE

In den nachfolgenden Abbildungen ist die Leistungskurve während des Stresstests zu sehen. Dargestellt ist sowohl die Gesamtladeinfrastruktur auf P1, der DC-Lader, der Batteriespeicher und auch die zwei Kabelverteilerstationen (KVS) *KVS 1 Süd* und *KVS 2 Nord*. Nach Absenden des Berg-Lastmanagement-Signals zur Leistungsreduktion konnte die Last binnen ca. 30 Sekunden reduziert werden. Dabei wurden sowohl die AC- als auch die DC-Ladesäule heruntergeregelt, um die Gesamtlast der Ladeinfrastruktur zu begrenzen und einer möglichen Lastspitze entgegenzuwirken. Auch das anschließende Hochregeln funktionierte simultan und ohne Verzögerung.

Alle Ladepunkte werden durch das Berg-Lastmanagement auf ein Minimum von 8 Ampere geregelt. In diversen Tests hat sich herausgestellt, dass einige Fahrzeuge - insbesondere die Fahrzeuge des Herstellers Smart - bei einer geringeren Leistung den Ladevorgang abbrechen und nicht mehr selbstständig fortführen. Während des

Stresstests wurde eine Gesamtleistung der Ladeinfrastruktur von 335 kW erreicht, ohne die Reduktion durch die Entladung des Batteriespeichers von ca. 36 kW. Beim Stresstest gab es noch Probleme mit der Steuerung des Speichers, welche noch vom Hersteller ads-tec behoben werden müssen. Der Sprung in der Ladekurve des DC-Laders resultiert daraus, dass während des Stresstests das Fahrzeug an der Ladesäule getauscht wurde.

In Abbildung 49 und Abbildung 50 werden die Zeitpunkte der Regelung der maximalen Ladeleistung jedes Ladepunkts auf 8 Ampere und zurück auf 32 Ampere angezeigt. Die Limitierung der Ladeleistung wurde um 08:25 Uhr durchgeführt und die Aufhebung der Limitierung um 08:35 Uhr.

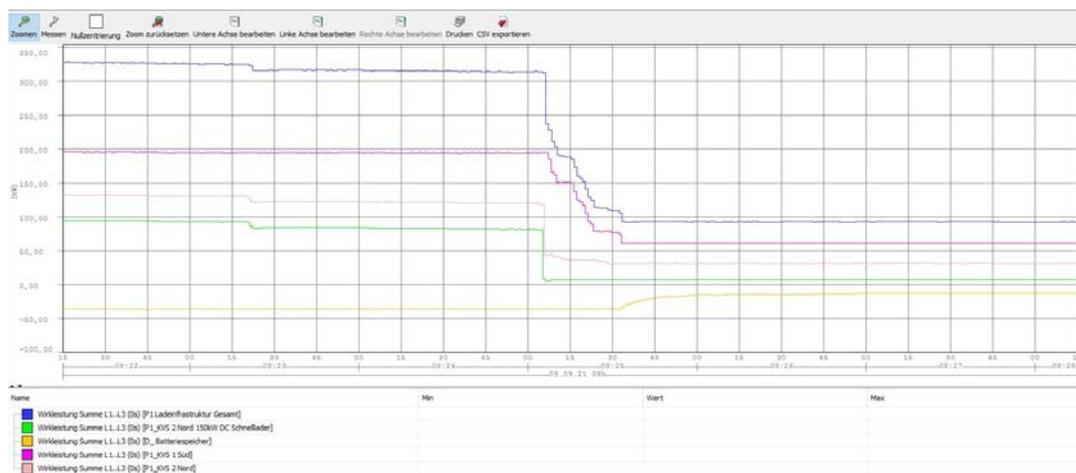


Abbildung 49: Lastkurve bei Eingriff Berg-Lastmanagement (Janitza)

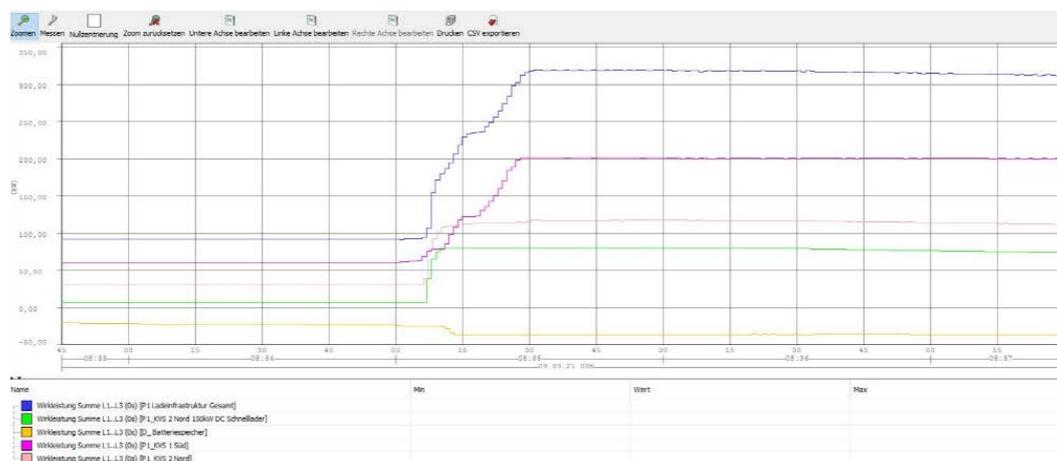


Abbildung 50: Lastkurve bei Hochregeln durch Berg-Lastmanagement (Janitza)

Abbildung 51 und Abbildung 52 zeigen die gesamte Messung der Leistungen über den Stresstest hinweg und stellen die Limitierung der Ladeleistung sowie den langsamen Abfall der Ladeleistungen der Fahrzeuge bei einer volleren Batterie dar.

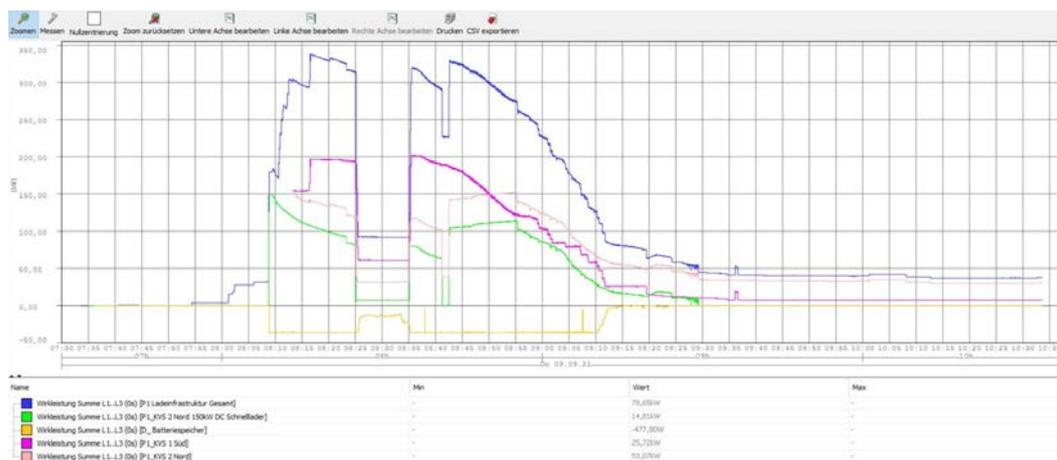


Abbildung 51: Lastkurve des gesamten Stresstests (Janitza)

Ladeinfrastruktur gesamt (kW)

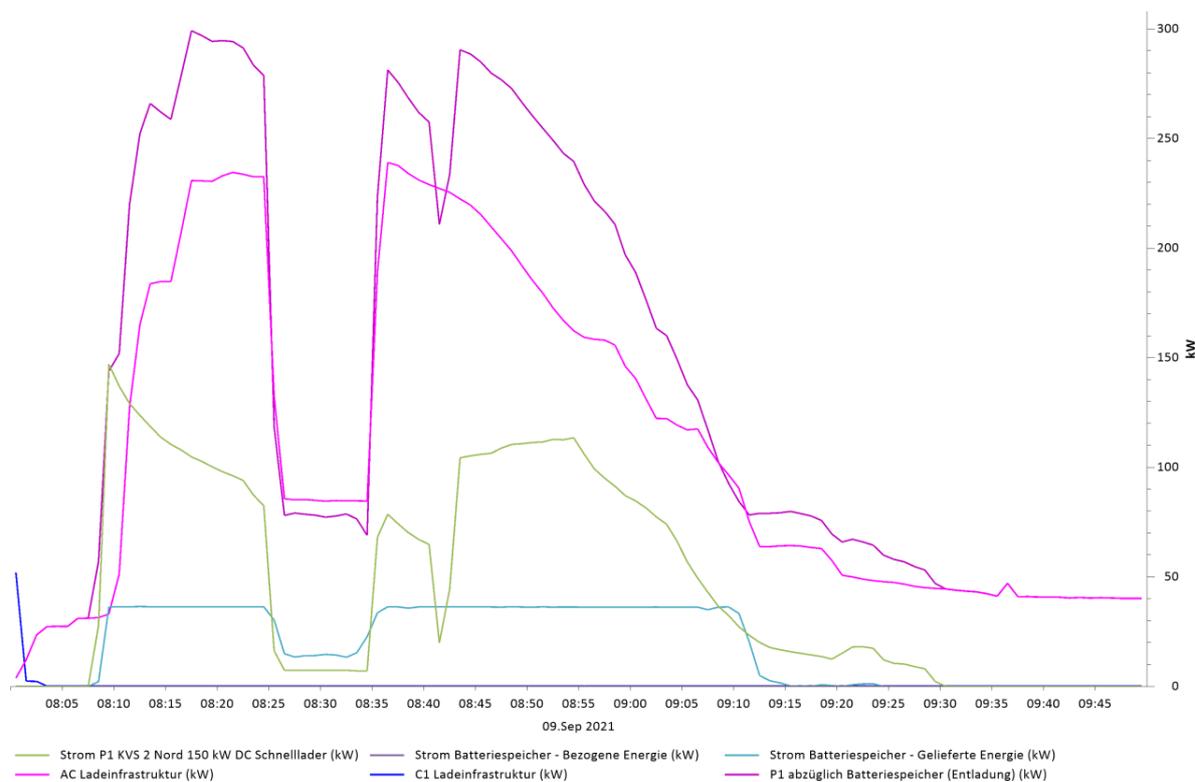


Abbildung 52: Lastkurve des gesamten Stresstests der Energiecontrollingsoftware EnEffCo

Die Abbildung 53 und die Abbildung 54 sind zwei Fotografien des Stresstests und stellen die belegten Parkplätze mit Ladeinfrastruktur des Parkplatzes P1 dar.



Abbildung 53: Parkplatz P1 während des Stresstests



Abbildung 54: Parkplatz P1 während des Stresstests inkl. Hypercharger

2.2.4 Entwurf prädiktiver Last-/Lademanagementmethoden

Im Rahmen dieses Arbeitspaketes wird durch die Hochschule Esslingen eine prädiktive Last-/Lademanagementmethode zur Minimierung des sog. Gleichzeitigkeitsfaktors entworfen werden. Zunächst werden die erfassten Messdaten der beiden Anwendungsfälle ausgewertet. Damit kann das Ladeverhalten (z. B. Ankunft, Energiebedarf und gewünschter Abfahrtszeitpunkt) verschiedener Nutzergruppen an unterschiedlichen Anwendungsszenarien analysiert werden (siehe grüner Rahmen in Abbildung 55).

Basieren auf Erkenntnissen aktueller Forschungsprojekte und die potenziellen Verbesserungs- und Optimierungsmöglichkeiten mit verschiedenen externen Informationen, werden flexibles Lademanagement entworfen, um die zusätzlichen individuellen Bedürfnisse von dem Nutzer oder Betreiber zu erfüllen (siehe oranger Rahmen in Abbildung 55).

Die Abbildung unten zeigt eine schematische Darstellung der Forschungsprozesse des APs 5.2.

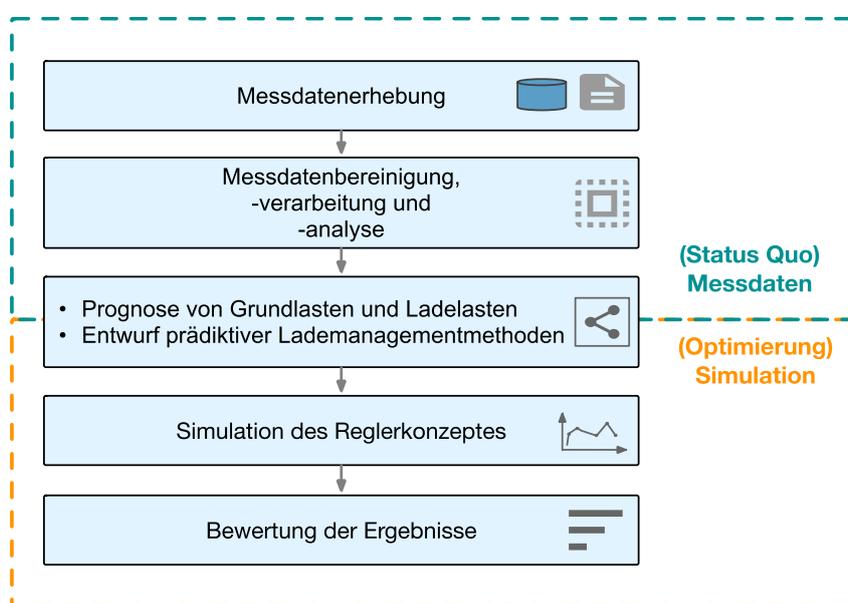


Abbildung 55: Schematische Darstellung des Forschungsprozesses

Die Prognose besteht aus zwei Teile: Einerseits durch den auf Profilgenerator MobiTopp basierenden Prädiktionsalgorithmus und künstlicher Intelligenz (KI)-Methoden werden die Ladelastenprognose des Status Quo erstellt. Durch solche Prognose-Anwendung können Kunden die erwartete Auslastung-Status der Ladepunkte in bestimmte Zeitfenster erkennen, wie die „Stoßzeiten“ in der Google Maps, um den Ladekomfort zu erhöhen und Lastspitzen voraussichtlich zu reduzieren.

Andererseits werde auch die nicht-steuerbaren Lastenprognose (z.B. Grundlast) erstellt mit Hilfe von KI-Algorithmien auf Basis der historischen Messdaten des Energiemanagementsystems. Dabei werden verschiedene Machine Learning Methoden verwendet, um das Zusammenspiel von prognostizierte verfügbare Gesamtleistung am Standort für die Elektromobilität und optimierten Ladevorgängen zu erreichen.

Datenquellen und Schnittstellen

Die Abbildung 56 und Abbildung 57 zeigen, wie der Datenflusskonzept aussieht und die mögliche Integration in der bestehenden Ladeinfrastruktur (siehe auch [14]).

In der zugrundeliegenden Architektur hebt sich die Prozesseinheit "Lastprognose" als innovatives neues Element einer Ladeinfrastruktur ab. Seine Aufgabe ist es, die Lastkurven der Elektrofahrzeuge (EVs) zu prognostizieren und das eigene Machine Learning (ML) - Prognosemodell mit dem vom "Profilgenerator" generierten Simulationsmodell zu korrelieren. Es ist davon auszugehen, dass der "Profilgenerator" die zuverlässigere Quelle am Anfang ist, bis genügend Messdaten akkumuliert sind. Die "Energie- und Ladeinfrastruktur Management" wendet dann Methoden zur intelligenten Last- und Ladungssteuerung an, um potenzielle Lastkurven mit Hilfe der übermittelten Prognose abzufachen. Die maximal zur Verfügung gestellte Leistung hängt von der jeweiligen Ladestation und weiteren Verbrauchern (z.B. Gebäudeverbraucher, Lüftungsanlage etc.) sowie auch vom Netzbetreiber am Netzanschlusspunkt zur Verfügung gestellten Lastgrenze ab.

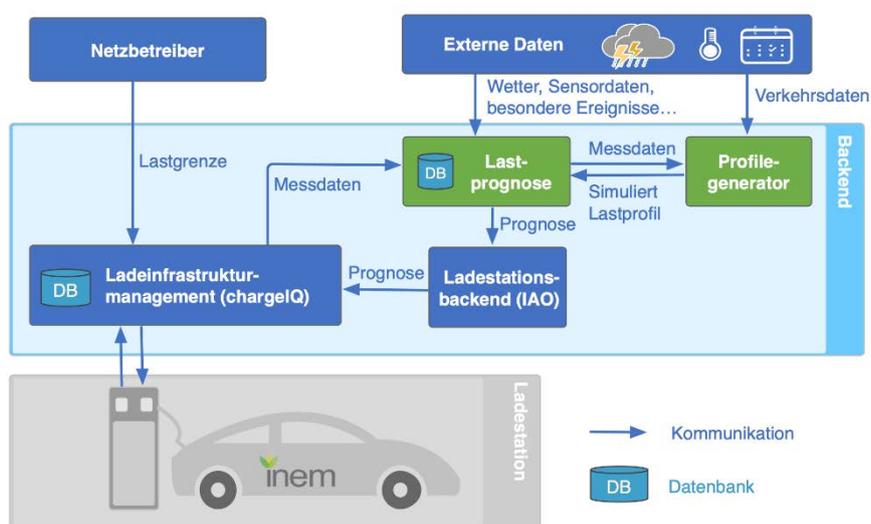


Abbildung 56: Datenflusskonzept im Anwendungsfall Parkhaus Wizemann Areal

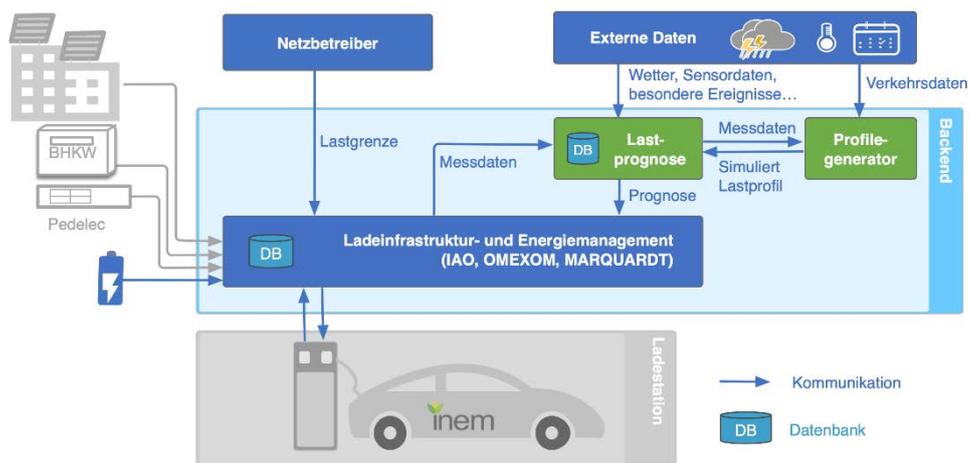


Abbildung 57: Datenflusskonzept im Anwendungsfall Parkplatz Marquardt GmbH

Das Backend "Lastprognose" sammelt und speichert die aufgezeichneten Ladedaten von jedem Ladepunkt via Anwendungsprogrammchnittstelle (API) oder Datenbankelexport. Mit Hilfe von einem oder mehreren Web-Crawlern oder API werden weitere externe Daten aus dem Web analysiert und verarbeitet. Dabei kann es sich um Informationen in verschiedenen Formen handeln, die als zusätzliche Daten für die Lastprognoseschulungen verwendet werden können, um das Modell zu verbessern. Der Profilergenerator greift auch auf die Daten zu. Dies sind im Wesentlichen Informationen über das lokale Verkehrsaufkommen.

Profilergenerator mobiTopp

Zur Prognostizierung der Auslastung der Ladeinfrastruktur im Parkhaus Wizemann wurde ein mikroskopisches Verkehrsnachfragemodell mobiTopp analysiert. mobiTopp ist ein mikroskopisches Modell zur Bestimmung der Verkehrsnachfrage, welches auf dem Prinzip der Multi-Agent-Simulation basiert. Dieses Modell wurde auf der Basis vom KIT im Jahr 2013 entwickelt. Die Grundlage für die Verkehrssimulation bildet eine Datenerhebung, welche in der Region Stuttgart durchgeführt wurde. Ca. 5.000 Bewohner der Stuttgarter Region wurden über ihre Tätigkeiten und Fortbewegungen innerhalb einer Woche befragt. Diese Fortbewegungsdaten wurden auf 2,5 Mio. mobiTopp-Agenten hochgerechnet, was der Bevölkerung der Region Stuttgart entspricht. Jedem Agenten wurden soziodemografische Daten, Personen-ID, Geschlecht, Alter, Berufsstatus, Wohn- und Arbeitsort, sowie ein Aktivitätsplan mit den Angaben von Start- und Zielorten, Uhrzeiten von Start und Ende der Fortbewegung, Verkehrsmittel, Zweck der Fahrt etc. zugewiesen.

Zur Wahrung der Anonymität sind in diesem Modell keine genauen Routen zwischen Start- und Zielorten angegeben. Stattdessen wird in diesem Modell mit den Quelle-Ziel-Relationen gearbeitet. Dafür wurde die Region Stuttgart auf 1.174 Zellen aufgeteilt. Die Zellen sind unterschiedlich groß. Je größer eine Ortschaft ist, desto feiner wurde die Aufteilung in Zellen gemacht. Zum Beispiel beinhaltet die Stadt Stuttgart über 500 Zellen. Diese Aufteilung erlaubt eine Analyse des Verkehrsflusses in die Zelle in 1-Minute-Takt. Die Streckenlängen zwischen Zellen sind ebenso gegeben. [15]

Auf der Abbildung 58 ist ein Auszug aus dem mobiTopp dargestellt. In der Zelle 22323 befindet sich das Parkhaus Wizemann. Diese ist mit einem roten Kreis markiert.

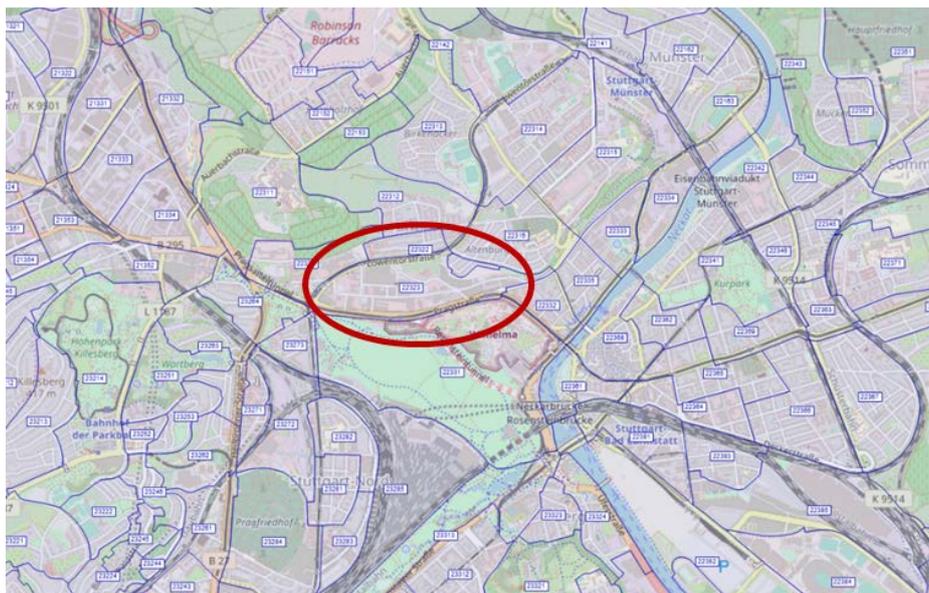


Abbildung 58: Aufteilung der Stadt Stuttgart auf die Zellen anhand des mobiTopps-Modells

In der Zelle 22323 gibt es noch ein Parkhaus Mahle. Da dieses Parkhaus nur für die Mitarbeiter des Mahle-Werks an den Werktagen zugänglich ist, wurde es nicht mit betrachtet. Das heißt, dass dem Fahrer nur ein einziges halb-öffentliche Parkhaus in dieser Zelle zur Verfügung steht.

Aus den Simulationsdaten kann die Anzahl der Fahrzeuge gezogen werden, welche in die Zelle Minutenweise einfahren. Für die Bequemlichkeit wurden diese Daten in die 5-Minuten-Zeiträume zusammengefasst. Es wurde eine Annahme gemacht, dass die Anzahl der einfahrenden Fahrzeuge durch die Anzahl der Parkhauskapazität begrenzt ist. Sobald die Auslastung des Parkhauses 100% erreicht, können die neuen Fahrzeuge nicht mehr einfahren. Sobald ein Fahrzeug das Parkhaus verlässt, wird ein Parkplatz für ein neues Fahrzeug befreit, welches zu diesem Zeitpunkt die Zelle eintritt. Weiter wird mithilfe eines Algorithmus ermittelt, wie viele Elektrofahrzeuge sich zum jeweiligen Zeitpunkt im Parkhaus befinden. Bei der Analyse wurden zwei Szenarien betrachtet:

- Szenario 0 – Status Quo, Elektromobilitätsgrad ca. 2%,
- Szenario 1 – 2030, Elektromobilitätsgrad 30%.

Unter Berücksichtigung der Parkhauskapazität (ca. 253 Parkplätze) haben sich im Szenario 0 ca. 8 bis 10 Elektrofahrzeuge ergeben, welche während eines durchschnittlichen Werktages geparkt werden. Im Szenario 1 erhöht sich diese Anzahl bis zu 110-120 Elektrofahrzeuge pro Werktag. Ebenfalls sind die Standzeiten, sowie die Zeit der Ein- und Ausfahrt jeweiligen Fahrzeugs bekannt. All diese Daten stellen zusammen ein Ladeprofilgenerator dar. Die Eingabe des durchschnittlichen Ladebedarfs pro Fahrzeug lässt die Auslastung der Ladeinfrastruktur analysieren. Durch den Einsatz des Lademanagements können die Lastpeaks am Stromnetz verteilt oder zur späteren Zeit verschoben werden.

Prognose-Anwendung Implementierungskonzept

Die Implementierung von Prognose-Anwendung wird mithilfe von mehreren Microservices aufgebaut. Das bedeutet, dass es verschiedene Softwareteile gibt, die das Gesamtsystem abbilden. Die Microservices arbeiten unabhängig voneinander in den ihnen zugewiesenen Ressourcen und kommunizieren mit definierten Schnittstellen, im Beispiel des KI-LAN REST-API. Der wesentliche Vorteil der Microservice-Architektur ist die Möglichkeit, dass einzelne Microservices unabhängig voneinander entwickelt werden können und eine hohe Flexibilität in der Auswahl der Runtime-Umgebung und Technologie gegeben ist, solange die Schnittstellen zur Kommunikation funktionieren.

Die Microservices laufen in eigenen Prozessen, meistens wird eine Container-Umgebung für die Microservices ausgewählt, wie z.B. Docker. Im Projekt KI-LAN laufen alle Microservices seitens der Hochschule Esslingen zunächst auf den Cloud-Services von Amazon Web Services (AWS), genauer genommen auf EC2 (Elastic Compute Cloud 2). Darüber hinaus besteht die zweite Lösungsvariante darin, alle Microservices auf dem Docker vom z.B. Raspberry Pi bereitzustellen. In der folgenden Grafik wird dargestellt, wie die o.g. Service-Einheiten zueinander positioniert sind. Auch deren Kommunikationswege miteinander werden hier dargestellt.

Als Schnittstelle kommt als Best-Practice die REST Schnittstelle im Einsatz. In KI-LAN werden die Daten im JSON-Format codiert zwischen den Microservices übertragen, wobei die Übertragung durch Authentifizierungsverfahren gegen unbefugte Zugriffe geschützt ist.

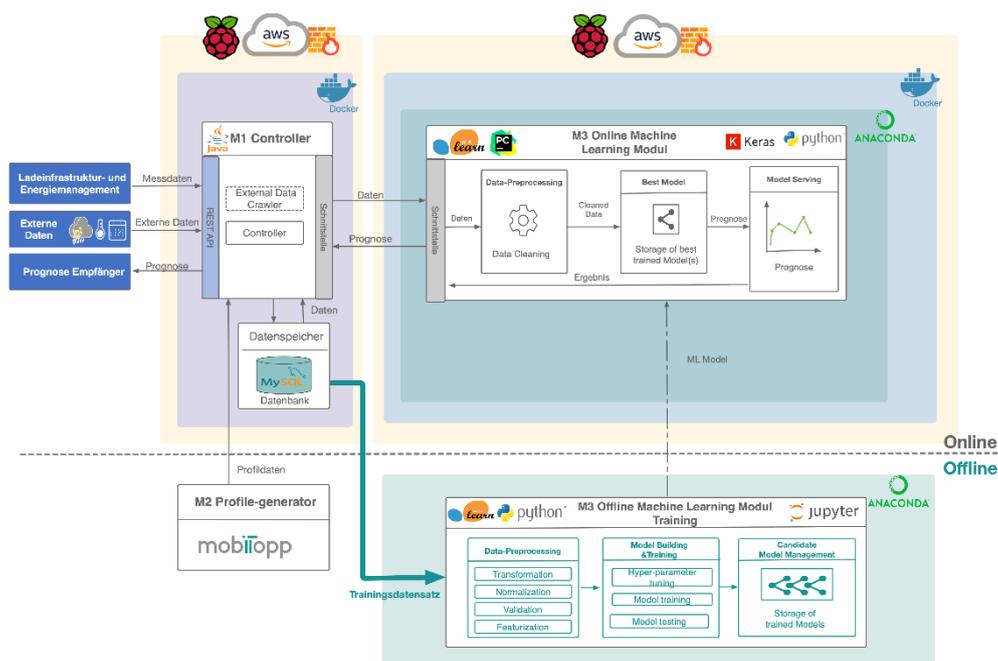


Abbildung 59: Softwarearchitektur für Lasterfassung und -Prädiktion

Das Softwarepaket seitens der Hochschule Esslingen beinhaltet folgende Module:

- M1 Controller, SQL-Service und Crawler-Service für externe Einheit
- M2 Profilegenerator
- M3 Online und Offline Machine Learning Modul

Modul M1 – Controller:

Der Controller-Service sorgt für die Kommunikation zwischen unterschiedlichen Softwarekomponenten, u.a. zwischen dem Machine Learning Modul und dem Profilvergenerator. Zusätzlich empfängt der auch Daten über externe Schnittstellen, wie z.B. Messdaten und Wetterdaten. Alle Daten werden in diesem Modul verarbeitet und entsprechend in Datenbank abgespeichert oder an anderes Modul weitergeleitet. Durch die Anwendung von REST Schnittstelle ist dieses Modul für weitere Datenquelle Anbindung sehr gut erweiterbar.

Modul M2 – Profilvergenerator:

Dieser Teil analysiert die gespeicherten Daten, und generiert daraus die Fahrprofile, die wieder an den M1 Controller zurückgespeist werden.

Modul M3 Online- und Offline-Machine Learning-Modul:

Nach der Verarbeitung der integrierten Daten werden die erforderlichen Daten und Vorhersageanforderungen an das Modul M3 gesendet, M3 gibt das Vorhersageergebnis durch Berechnung des trainierten maschinellen Lernmodells zurück. Das maschinelle Lernmodell wird durch den Offline-Datentrainingsatz trainiert. Mit der Akkumulation tatsächlicher Daten wird das Vorhersagemodell weiter optimiert.

In der frühen Pre-Testphase, mit bestehenden realen Messdaten aus einem externen Parkhaus wurden erste Pre-Tests an den implementierten KI-Modellen erfolgreich durchgeführt. Aufgrund von Corona-bedingten Verzögerungen bei Beschaffung, Anlieferung und Aufbau der Ladeinfrastruktur im Reallabor Wizemann-Areal, fehlen noch Daten vom Realbetrieb, um die Prognose-Anwendung wie geplant zu testen.

"Status Quo" der zwei Anwendungsfälle

Parkplatz Marquardt:

Die bisherige Jahreshöchstlast des Standorts liegt bei ca. 4,4 MVA. Der vertragliche Anschluss liegt bei 5 MVA. Neben dem Netzanschlusspunkt sind noch eine PV-Anlage (100 kWp) und ein BHKW (elektrischer Leistung: 370 kW, Wärmeleistung: 500 kW) Stromquellen am Standort verfügbar. Während des Projekts plante und installierte Marquardt insgesamt 25 Ladepunkte, davon 12 AC-Ladestationen mit je 2 Ladepunkten zu 22 kW und 1 DC-Schnellladestation mit der Ladeleistung von 150 kW. Die Gesamtladeleistung (bei Gleichzeitigkeit 100%) beträgt 678 kW. Da die vorhandene Photovoltaikanlage relativ klein ist, wird sie derzeit nur im Gebäude verbraucht und es gibt keinen Stromüberschuss für Elektroflotten und Batteriespeicher. Bei bisherigen Ansätzen erfolgt das Lademanagement nur durch die homogene Lastregelung bzw. durch die gleichmäßige Verteilung von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge. Außerdem gibt es noch eine weitere Lastregelung durch das Energiemanagementsystem (EMS) von Marquardt.

Parkhaus Wizemann Areal:

Die 10 elektrifizierten Parkplätze bzw. 10 Ladepunkte sind an das Niederspannungsnetz angeschlossen und haben eine maximale Anschlussleistung von 135 kW. Jeder Ladepunkt kann eine Ladeleistung von max. 22 kW anbieten. Aus technischen Gründen konnte ein dynamisches Lademanagement während des Projekts noch nicht implementiert werden. Bisherige Ansätze erfolgt das Lademanagement auch nur durch die homogene Lastregelung bzw. statisches Lademanagement.

Entwurf Lademanagement-Algorithmen

Für Parkplatz Marquardt, die Basis-Ladesteuerung und der Batteriespeicher können zwar kombiniert werden, aber die Gesamtlastspitzen des Standorts lassen sich nicht dadurch vollständig vermeiden, insbesondere, wenn sich die steigenden Grundlast- und Ladelastspitzen zeitlich überschneiden. Denn die Informationen im Lademanagementsystem sind aktuell noch nicht verknüpft. Im Gegensatz ist die vordefinierte Lastgrenze zu niedrig, können Nutzerwünsche nicht erfüllt werden, d.h. die gewünschten Energiemengen können nicht gewährleistet werden.

Am Standort Marquardt werden hauptsächlich Poolfahrzeuge und Dienstwagen geladen. Durch das zusätzliche Buchungssystem mit Reservierungsfunktion können diese Information mit Grundlast-Prognose kombiniert werden, und stehen für Ladeoptimierung zur Verfügung. Wie die Abbildung 60 zeigt, die Ladelasten lassen sich nach der Optimierung in Zeiten niedriger Stromnachfrage verschieben. Und unter Berücksichtigung der bestehenden Photovoltaikanlage, und die stark steigende Last am Standort durch den Neubau und die Ladestationen, ist es denkbar, die lokale Stromerzeugung in Zukunft auszubauen und beim Laden von Elektrofahrzeugen einzusetzen.

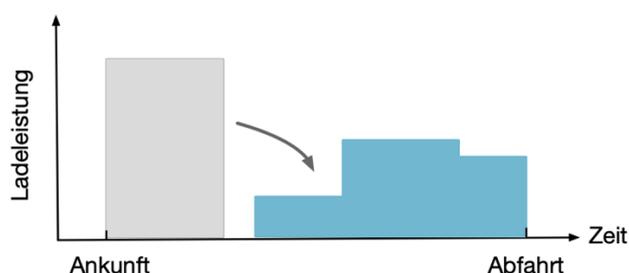


Abbildung 60: Darstellung der Lastverschiebung

Nutzer des Parkhauses Wizemann Areal definieren sich die hauptsächlich als Dauermieter mit festen Stellplätzen oder Gästen dieser Mieter. Abends wird das Parkhaus von Besuchern der Veranstaltungen verwendet. Das Parkhaus ist kein öffentliches Parkhaus, allerdings ist es öffentlich zugänglich. Daher soll das Ladeverhalten des Nutzers relativ regelmäßig sein, d.h., eine intelligente und flexible Ladestrategie kann entworfen werden, um der Ladekomfort zu verbessern und die Rentabilität zu erhöhen. Darüber hinaus kann der Ladeinfrastrukturbetreiber auch daran interessiert sein, Stromkosten zu senken und möglichst nach Kundenwunsch CO₂-neutral zu laden. Das Lademanagement von Wizemann Areal kann wie folgt optimiert werden: Einhaltung der vorgegebenen Lastgrenze am Netzanschlusspunkt und Ladeinfrastruktur, priorisierte Ladung durch regenerative Energie und niedrige Strompreise sowie Einhaltung der vom Nutzer definierten Parkdauer und benötigte Energiemenge (Nutzerbedürfnisse).

Nach den obigen Analysen der beiden Anwendungsfälle, werden folgende externe Informationen für Ladeoptimierung in Betracht gezogen. Als Voraussetzungen benötigen beide Fälle Nutzereingaben bzw. die geplante Abfahrtszeit und die gewünschte Energiemenge für die Optimierungsberechnungen.

Für Anwendungsfall Parkplatz Marquardt:

- PV-Ausbau bzw. PV-Prognose
- Grundlast bzw. Grundlast-Prognose

Für Anwendungsfall Parkhaus Wizemann Areal:

- PV-Ausbau bzw. PV-Prognose
- dynamisch Stromtarif bzw. Strompreis

Im Rahmen von AP 5.2, die Ladeoptimierung wird als ein lineares Optimierungsproblem betrachtet. Das Programm wird in Python geschrieben. Gurobi Solver wird hier eingesetzt, um dieses Problem zu lösen. Um die Performance der prognosebasiertes Lademanagement-Algorithmen zu vergleichen und zu bewerten, ist eine detaillierte Simulationsumgebung notwendig (siehe unten). Dadurch ergeben sich in Zukunft weitere Simulationsmöglichkeiten für die Erweiterung und die Skalierung bestehender Ladestationen.

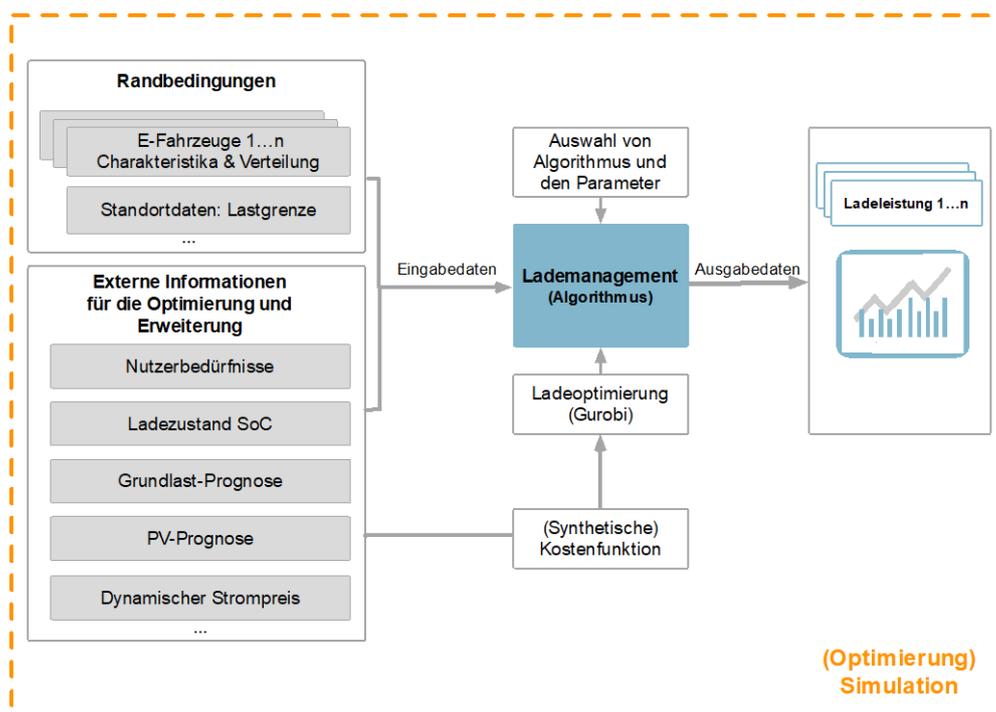


Abbildung 61: Entwurf von Lademanagement-Algorithmen

Auswertung und Ergebnisse

Im Folgenden werden die erhobenen Messdaten ausgewertet und die Simulationsergebnisse des AP5.2 präsentiert.

Nutzungscharakteristik und Nutzerverhalten

Die bestehenden Elektrofahrzeuge von Marquardt sind hauptsächlich Poolfahrzeuge und Dienstwagen. Bei jedem Ladevorgang (Lade Transaktion) werden die Ankunfts- und Abfahrzeit, die Ladedauer und die Energiemenge aufgenommen. Für die Ladedauer wird hier nur das normale Ladeverhalten berücksichtigt, extreme kurze (weniger als 5 Minuten) oder lange (mehr als 24 Stunden) Parkdauern werden durch Datenbereinigung entfernt. Zusätzliche werden KI-Methoden bzw. Clustering für die Datenanalyse eingesetzt. Dadurch wird zwei Nutzergruppen automatisch identifiziert. In Abbildung 62 sind die Abhängigkeit zwischen den 4 Größen und die zwei Gruppen (blau und rot) Aufteilung dargestellt. Es ist gut zu erkennen, dass die

Aufenthaltsdauer eine große Rolle bei der Gruppeneinteilung gespielt hat. Die Nutzer in Gruppe 2 (blau) parken länger als 8 Stunden und die Parkdauer in Gruppe 1 (rot) ist im Gegensatz kürzer. Die Energiemenge von beiden Gruppen hat ähnliche Verteilung, sie konzentrieren sich hauptsächlich unter 20 kWh. Die meisten Ladevorgänge starten zwischen 7 und 9 Uhr und enden von nachmittags bis 20 Uhr. Außerdem gibt es auch viele Nutzer, die gegen 14 -16 Uhr ankommen und mit dem Laden beginnen.

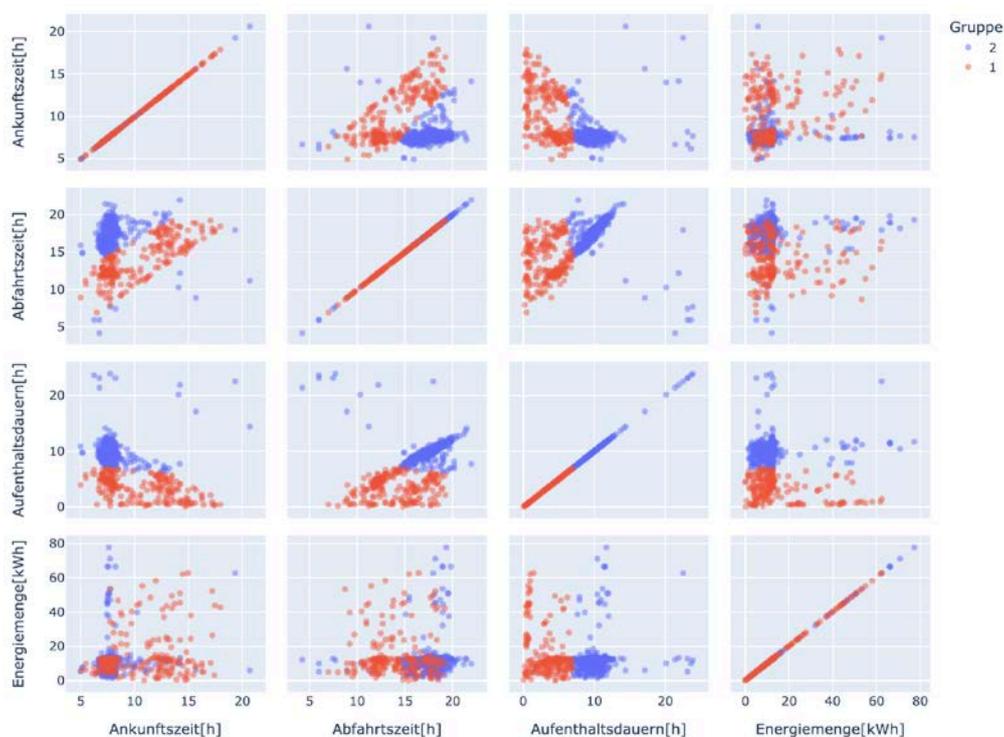


Abbildung 62: Verteilung der Abfahrtszeiten, Ankunftszeiten, Aufenthaltsdauern sowie Energiemenge vom Parkplatz Marquardt nach Clusteranalyse

In Abbildung 63 wird die Verteilung der Aufenthaltsdauer noch mal dargestellt. 72 % der Ladevorgänge haben eine Aufenthaltsdauer länger als 6 Stunden und ca. 63 % von den sind länger als 8 Stunden.

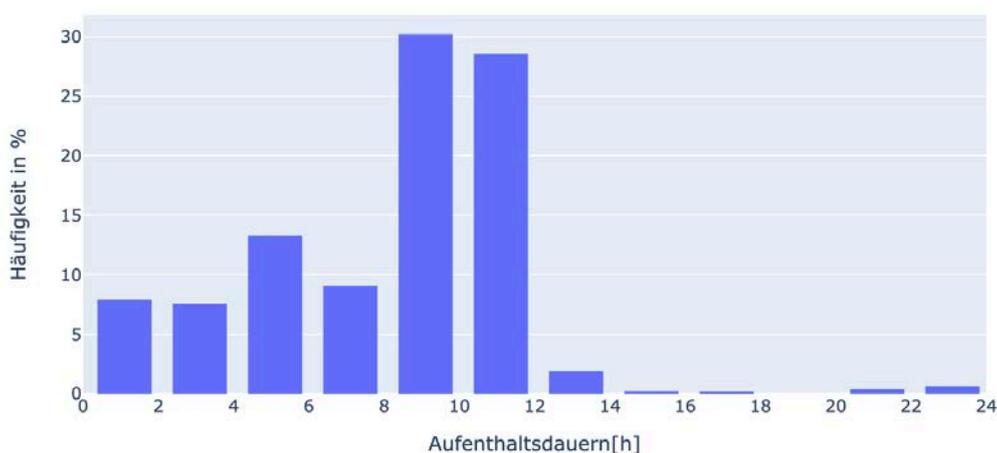


Abbildung 63: Verteilung der Aufenthaltsdauern von Elektrofahrzeugen auf dem Parkplatz Marquardt

Prognose der Grundlasten und Ladelasten

Der Standort Marquardt verfügt über seine bisherigen Grundlasten eine Historie des Strombezugs im 15-Minuten-Schritten (Lastzeitreihe) über mehrere Jahre. Da die Grundlasten von 2020 bis 2021 Corona-bedingt den normalen Stromverbrauch nicht widerspiegeln, hat Marquardt einen Grundlast Datensatz von 2017 bis 2019 zur Verfügung gestellt. Im Rahmen von AP5.2 werde Machine Learning Algorithmen für die Grundlast-Prognose angewendet, um die möglichen Lastspitzen zu erkennen.

Für eine genaue Prognose mit Machine Learning Algorithmen zu erstellen werden nicht nur historische Daten, sondern auch weitere Einflussfaktoren benötigt. Die Einflussfaktoren können beispielsweise Wochentag, Tag oder sogar Urlaub/Feiertage sein. Deren Beziehung zu der Zielgröße (Grundlast) lässt sich im Vorfeld feststellen und graphisch darstellen. Die Abbildung 64 zeigt die Korrelationsmatrix - Heatmap zwischen der Einflussfaktoren für den Datensatz von Grundlast im Jahr 2019. Hier wird der Korrelationskoeffizient Phik (ϕ_k) als Maß für die Beziehung zwischen den Variablen verwendet. Hohe Korrelationen sind in Dunkelblau, je dunkler die Farbe ist, desto stärker ist die Korrelation. Es ist gut zu erkennen, dass starke Korrelation (z.B. Urlaub und Last_minus1T sowie Vortageswert) nahe bei 1 liegt, während eine schwache Korrelation (z.B. Minute) nahezu 0 ist. Mit Hilfe der Korrelationsmatrix können die wichtigen Variablen ausgewählt werden und somit kann die Prognose ohne Genauigkeit Verlust mit geringerem Rechenaufwand erstellt werden.

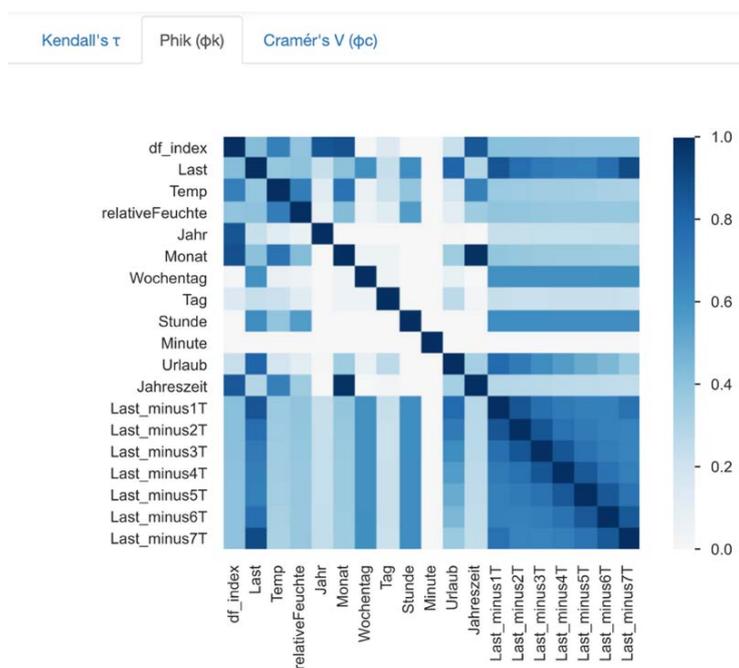


Abbildung 64: Korrelationsmatrix zwischen Variablen

In Abbildung 65 sind die realen und prognostizierten Grundlastkurven aus unterschiedlichen KI-Algorithmen für eine beispielhaften Woche dargestellt. Der Vorhersagehorizont beträgt 24 Stunden, das ist das Zeitintervall von jeder Prognostizierung. Für weiteren Vergleich werden nach der Variablenauswahl folgende KI-Algorithmen verwendet: K-Nearest Neighbors Regressor (KNNR), lightGBM (LGBM), Random Forest Regressor (RFR) und Decision Tree Regressor (DTR). Es ist deutlich zu erkennen, dass der Verlauf der realen Messwerte durch die KI-Modelle mit einem hohen Maß an Genauigkeit approximiert werden kann. Die Prognosegüte des RFR-Modells (orange) ist allerdings etwas besser als die von anderen KI-Modellen. Der mittlere quadratische Prognosefehler (RMSE) des RFR-Modells beträgt nur 135,5 kW, während die anderen KI-Modelle alle über 190 kW liegen.

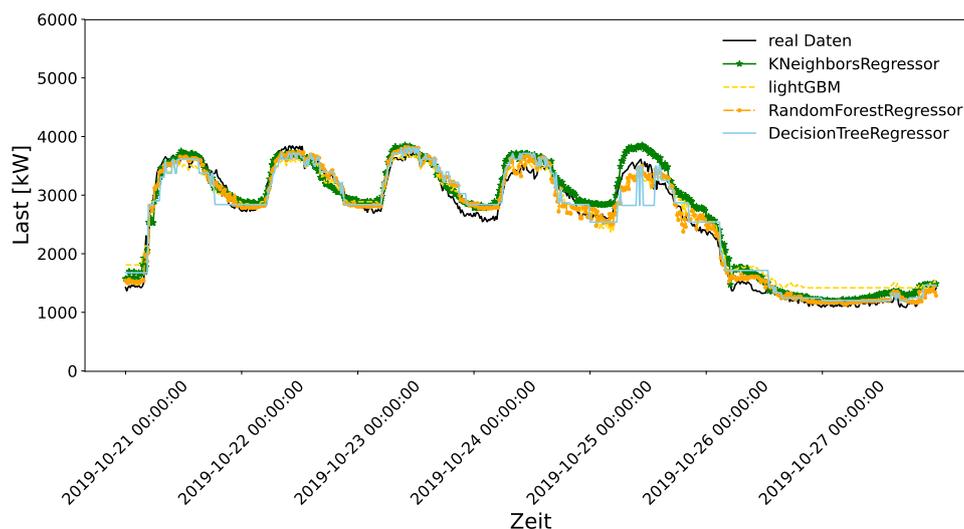


Abbildung 65: reale Grundlasten und Prognosekurven für eine beispielhafte Woche

Mit demselben Prognose Verfahren ist die Prognosegüte von Ladelasten vergleichsweise nicht so hoch (siehe Abbildung 66). Die Schwierigkeit besteht darin, dass die aktuelle Datenlage zum einen noch nicht ausreichend ist, wie z.B. die Reservierungsdaten und die technischen Restriktionen des Fahrzeugtyps und -Modells, und zum anderen das gesamte Ladeverhalten der Flotte derzeit noch relativ unregelmäßig ist.

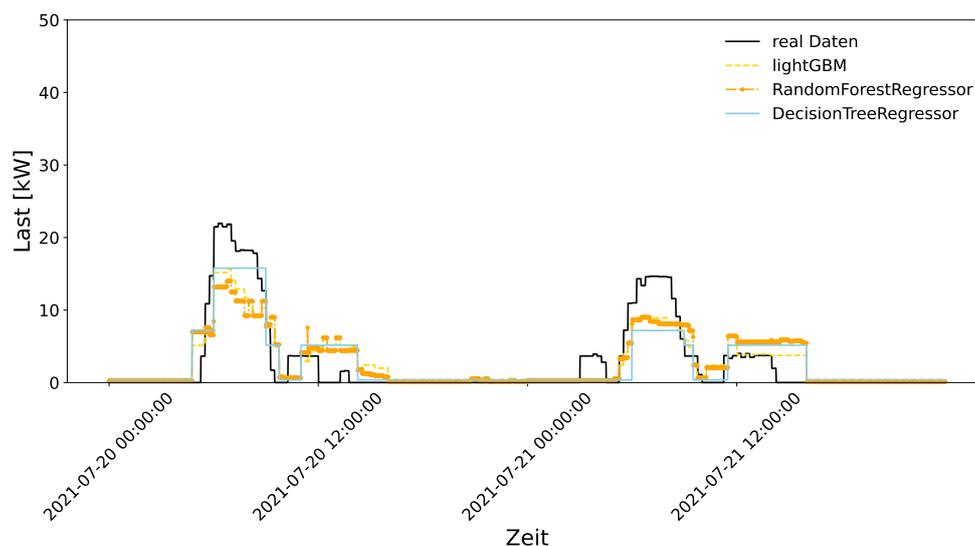


Abbildung 66: reale Ladelasten und Prognosekurven für zwei Tage

Prototypische Simulation von Testszenarien

Im Realbetrieb wird ein "Stresstest" durchgeführt, alle Ladestationen werden in diesem Test mit möglichst hoher Ladeleistung belastet. Mit der dadurch entstandenen Lastspitze können weitere Kenntnisse über dem Status-Quo gewonnen werden. Um der prädiktive Lademanagement-Algorithmen besser bewerten zu können, sind in diesem AP für die beiden Anwendungsfälle jeweils ein ähnliches "Worst-Case-Szenario" (bei Gleichzeitigkeitsfaktor 1) erstellt und entsprechend simuliert.

Referenzszenario: Unkontrolliertes Laden bzw. ohne Ladeoptimierung

In diesem Testszenario auf dem Parkhaus Wizemann Areal kommen die meisten Pendler in den frühen Morgenstunden an und beginnen sofort mit dem Ladevorgang. Wie die Simulationsergebnisse in Abbildung 67 dargestellt, ist die Lastgrenze über einen bestimmten Zeitraum von der Gesamt-Ladeleistung überschritten.



Abbildung 67: Unkontrollierte Lastkurven für den Anwendungsfall Parkhaus Wizemann Areal mit Beispiel Lastgrenze 100 kW

Der Marquardt Parkplatz wird hauptsächlich von Poolfahrzeuge und Dienstwagen der Mitarbeiter genutzt. Dieses Testszenario (siehe Abbildung 68) wird auf der Grundlage von realen Statistikdaten entwickelt. Ein Teil der Flotte muss bei der Ankunft am Morgen mit dem Aufladen beginnen und bis zum Abend vollständig aufgeladen sein, während ein anderer Teil der Flotte am späten Nachmittag zurückkehrt und am nächsten Morgen voll aufgeladen und einsatzbereit sein soll. Aus den Simulationsergebnissen ist ersichtlich, dass ein unkontrolliertes Laden von Elektrofahrzeugen zu deutlichen Überschreitungen der Lastgrenzen und zu hoher Auslastung der Transformatoren führen kann, insbesondere, wenn gleichzeitig hohe Netzbelastungen auftreten (z.B. zwischen 15.00 und 19.00 Uhr).

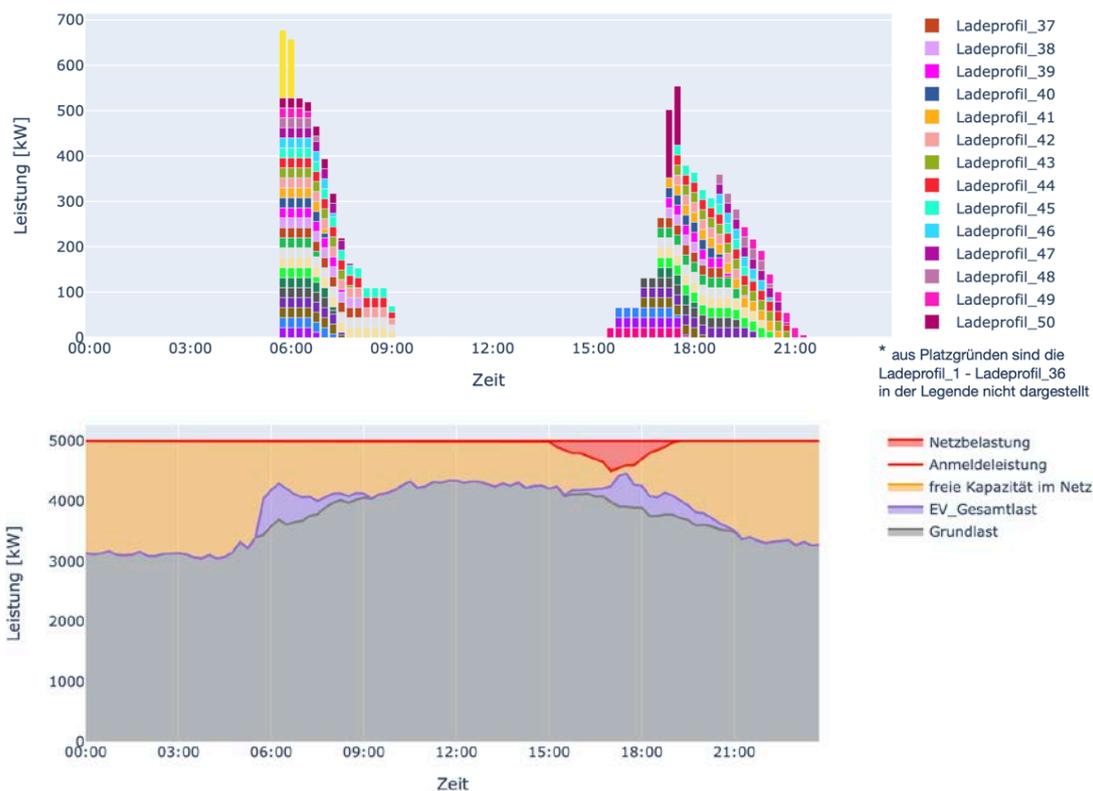


Abbildung 68: Unkontrollierte Lastkurven für den Anwendungsfall Parkplatz Marquardt

Ladeoptimierung mit PV-Stromerzeugung

Wie im Status Quo erläutert, steht derzeit noch keine zusätzliche PV-Stromerzeugung für beide Anwendungsfälle zur Verfügung. Zur Validierung und Demonstration der Ladeoptimierung mit PV werden die prognostizierte PV-Stromerzeugungskurven der TransnetBW jeweils skaliert für beide Anwendungsfälle verwendet (vgl. [16][17]). In Abbildung 69 und Abbildung 70 sind die Ladekurven nach der Optimierung deutlich zu Zeiten hoher prognostizierten PV-Stromerzeugung verschoben. Im Ladeoptimierungsalgorithmus wird die PV-Prognosekurve in eine normierte Kostenfunktion transformiert, dies bedeutet, je mehr PV-Stromerzeugung genutzt wird, desto geringer sind die entstehende Gesamtstromkosten, was das eigentliche Optimierungsziel ist. Darüber hinaus können die Photovoltaikanlagen mit stationärem Speicher (wie z. B. beim Anwendungsfall Marquardt GmbH) kombiniert werden, so dass die überschüssige PV-Stromerzeugung in dem Batteriespeicher gespeichert werden kann. Damit kann die Unsicherheit der PV-Prognosen auch verringert werden.

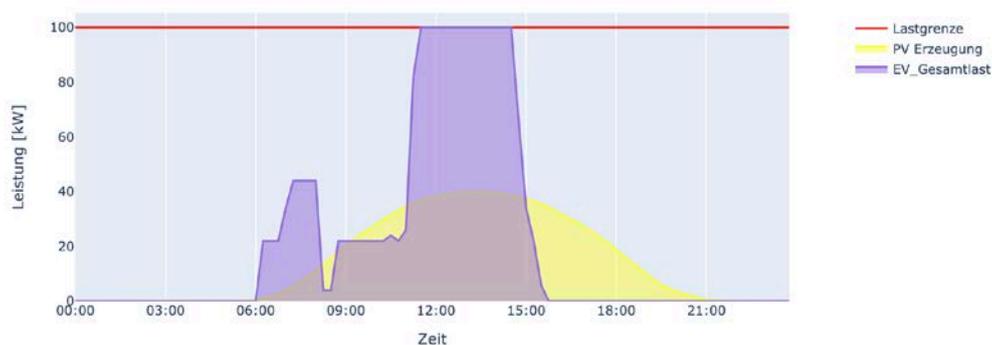


Abbildung 69: Ladeoptimierung mit PV-Stromerzeugung vom Parkhaus Wizemann Areal

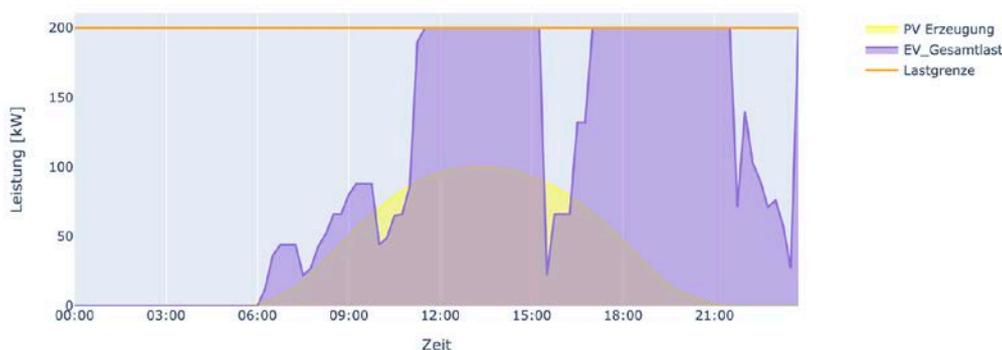


Abbildung 70: Ladeoptimierung mit PV-Stromerzeugung vom Parkplatz Marquardt mit Beispiel Lastgrenze 200 kW

Ladeoptimierung mit Strompreissignalen

Für den Ladeinfrastrukturbetreiber sind die Stromkosten einer der wichtigsten Kostenfaktoren. Die Strategie „tarifabhängiges Laden“ bzw. Ladesteuerung mit Strompreissignalen stellt eine gute Wahl dar, um die Stromkosten zu optimieren. Der Ladeinfrastrukturbetreiber kann die entsprechenden Verträge mit dem Netzbetreiber über flexiblen Strompreis aushandeln und so Anreize für den Ladeverlauf des Elektrofahrzeuges schaffen bzw. mit Hilfe eines Ladeoptimierungsalgorithmus preisoptimierte Ladepläne berechnen. In diesem Szenario orientieren sich das Preissignal am marktbasieren Day-Ahead EEX-Strompreis und wird auf den aktuellen Strompreis für bessere Demonstration skaliert. Wie in Abbildung 71 gezeigt, ist die hellblaue Linie das Strompreissignal.

Durch die Berücksichtigung des Preissignals kann das Laden von Elektrofahrzeugen in diesem Szenario die Hochpreisphase am frühen Morgen und am Abend so weit wie möglich vermeiden und stattdessen dieses verzögerte, aber günstigere Zeitfenster zwischen 12:00 bis 17:00 Uhr ausnutzen. In dieser Simulation werden insgesamt 505 kWh Strom benötigt. Die Stromkosten betragen 112 €, was einem durchschnittlichen Strompreis von 0,22 €/kWh entspricht. Ohne Preisoptimierung hätte die gleiche Situation in der Simulation 132,80 Euro gekostet. Dies entspricht einer Einsparung von 15,2% bei den Stromkosten.

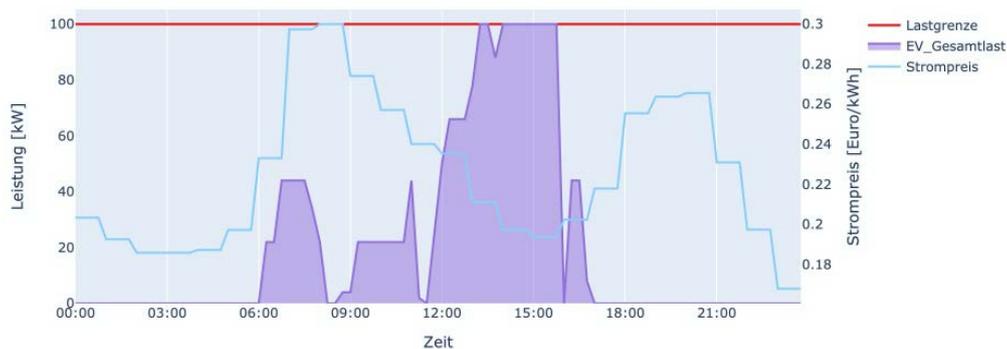


Abbildung 71: Ladeoptimierung durch Strompreissignale vom Parkhaus Wizemann Areal

Ladeoptimierung mit Grundlast-Prognose

Ist die Ladeinfrastruktur an den Netzanschluss des Firmengebäudes oder einer Produktionsstätte angeschlossen, hängt die an der Ladestation verfügbare Gesamtladeleistung dynamisch vom aktuellen Stromverbrauch ab. Das bedeutet, dass bei einem Anstieg der Grundlast die verfügbare Ladeleistung für Elektrofahrzeuge gedrosselt wird. Um die maximale Anschlussleistung oder die maximale Transformatorlast nicht zu überschreiten, muss das Laden entsprechend begrenzt oder verschoben werden.

Wie in Abbildung 72 zu sehen ist, wird in demselben Ladeszenario ein Teil des Ladevorgangs im Gegensatz zu Abbildung 68 auf die Zeit nach 19:00 Uhr verschoben.

Das durch das Training generierte KI-Modell ermöglicht es, Spitzen und Tiefpunkte in der Grundlast für künftige Zeitfenster zu erkennen, sodass der Algorithmus den Ladeplan für einige Elektrofahrzeuge im Voraus berechnen kann. Denn manche Flottenfahrzeuge stehen die Nacht über in den Parkplätzen und weisen eine hohe Ladeflexibilität in den Nachtstunden auf. Durch den Einsatz von dieser Optimierungsstrategie kann die (Jahres-)höchstlast am Netzanschlusspunkt gesenkt werden, um Kosten zu sparen.



Abbildung 72: Ladeoptimierung mit der Grundlast-Prognose von Marquardt

Bewertung des Status Quo und der möglichen Ladeoptimierungen

Die wesentlichen Bewertungskriterien des Status Quo und der mögliche Ladeoptimierungen stellen sich wie folgt dar (vgl. [18]):

- Lastspitzenvermeidung - Einhaltung der vorgegebenen Lastgrenze
- Umweltfreundlichkeit - CO₂-Vermeidung
- Wirtschaftlichkeit - Die Strombezugskosten berücksichtigt werden
- Nutzerfreundlichkeit - Erfüllung der Nutzerbedürfnisse
- Datenbedarf - Die benötigten Dateneingaben

Die ausführliche Bewertungsergebnisse sind in Tabelle 10 aufgeführt. Die Tabelle besteht aus zwei Teilen. Der obere Teil bewertet den Status Quo und der untere Teil hat die verschiedenen Ladeoptimierungen aufgelistet. Als das grundlegende Ziel ist die Lastspitzenvermeidung bei allen Algorithmen gut eingehalten. Die Grundlast ist für die Einhaltung der Anschlussleistung wichtig. Für die Wirtschaftlichkeit wird sich die Einführung von externen Preissignalen und die PV-Stromerzeugung sehr positiv auswirken. Die Nutzerfreundlichkeit orientiert sich größtenteils an die individuellen Nutzerbedürfnisse. Die Spalte Datenbedarf gibt an, wie viele externe Daten für die Implementierung des Algorithmus oder der Erweiterung erforderlich sind.

Tabelle 10: Bewertungstabelle für Status Quo und mögliche Ladeoptimierungen

	Algorithmus/ Erweiterung	Lastspitzenvermeidung	Umweltfreundlichkeit	Wirtschaftlichkeit	Nutzerfreundlichkeit	Datenbedarf
Status Quo	Gleichmäßige Verteilung	⊕⊕	-	-	○	○
mögliche Ladeoptimierungen	Nutzerbedürfnisse + PV-Ausbau	⊕⊕	⊕⊕	⊕⊕	⊕⊕	⊕⊕
	Nutzerbedürfnisse + Strompreissignal	⊕⊕	-	⊕⊕	⊕⊕	⊕⊕
	Nutzerbedürfnisse + Grundlast	⊕⊕	-	⊕	⊕⊕	⊕⊕
	⊕⊕ sehr gut ⊕ gut ○ zufriedenstellend ⊖ schlecht ⊖⊖ sehr schlecht – nicht vorhanden					⊕⊕ viel ⊕ mittel ○ wenig

2.2.5 Nutzen der Ergebnisse der prädiktiven Last- und Lademanagementmethoden

Die Prognosen der Ladelasten können in die Basisinformationen über die Ladestationen integriert werden und potenziellen Kunden helfen, Ihre Besuche besser zu planen. Die Anwendung in der Realität ähnelt der Darstellung bestimmter Adressen in Google Maps, je nach Wochentag werden die Stoßzeit der Ladestationen mit einem Balkendiagramm dargestellt. Es gibt bereits Diensteanbieter wie Moovility.me [19], die solche Dienste bereitstellt (siehe Abbildung 73).



Abbildung 73: Stoßzeit-Prognose vom Service Moovility [19]

Wenn externe Informationen wie Grundlast- und PV-Informationen in Echtzeit über Schnittstelle ausgelesen werden können, kann der vom Lademanagement-Algorithmus generierte Ladeplan weiter in das bestehende Backend-System integriert werden.

Die in AP5.2 entworfene Lademanagement-Algorithmen bilden die notwendige Grundlage für die weitere Entwicklung des intelligenten Ladens und sind von großer Bedeutung für das Wachstum von Elektrofahrzeugen und den Ausbau der erneuerbaren Energien. Mit der weiteren Umsetzung von Normen wie der ISO 15118 dürften sich auch neue Möglichkeiten eröffnen, wie z.B. mehr Betriebsdaten von Elektrofahrzeugen und die Nutzerbedürfnisse können mit den Ladestationen ausgetauscht werden, was zu einer intelligenteren und komfortableren Ladesteuerung beiträgt.

2.3 Nutzen, insbesondere praktische Verwertbarkeit der Ergebnisse und Erfahrungen

2.3.1 Erfahrungsbericht von Prognosen bei fehlender Datenlage

Eine Voraussetzung für erfolgreiche Prognose durch maschinelles Learning ist das Training des Modells mit qualitativ hochwertigen Daten. Aufgrund der Corona-bedingten Einschränkungen mussten viele Mitarbeiter von zuhause ausarbeiten, so dass die im Rahmen des Projekts erhobenen Ladedaten unzureichend und unbeständig waren, was die Genauigkeit der Ladelastprognose stark beeinträchtigte.

2.3.2 Erfahrungsbericht und Schwierigkeiten bei der Beschaffung und dem Aufbau von Ladeinfrastruktur im Unternehmen

Zu Beginn des Projekts standen die Projektteilnehmer vor der elementaren Frage der Gesamtkonzeptionierung des Systems und dem damit verbundenen Aufbau der Lade- und Speicher Infrastruktur (Hardware). Parallel dazu erfolgte seitens der Universität Stuttgart, des Fraunhofer IAO, als Unterauftragnehmer der Netze BW, und den zuständigen Ansprechpartnern von Marquardt die hierauf abgestimmte Konzeptionierung des Lade- und Lastmanagements der Ladeinfrastruktur in Verbindung mit dem Energiemanagement von Marquardt (Software).

Um einen reibungslosen Ablauf der im Rahmen des Projekts aufzubauenden Fahrzeugflotten zu gewährleisten, war die Anbindung aller obigen Systembestandteile in das Buchungs- und Flottenmanagementsystem des Fraunhofer IAO, der ubstack-Plattform, erforderlich. Da dieses bereits bestehende System insbesondere aufgrund der vorgesehenen Einbindung der sogenannten Bauer-Box von Pedelec-Ladestationen noch eine Vielzahl von zusätzlichen Schnittstellen zu beschreiben hatte, fanden auch diesbezüglich während der sich anschließenden und oben sowie im Folgenden näher beschriebenen Pilotphasen intensive Anpassungen statt.

Aufgrund der Komplexität des Gesamtvorhabens hatte sich Marquardt frühzeitig für die Einschaltung eines Generalplanungsunternehmens für Elektroarbeiten, der Fa. Omexom, entschieden.

Nach initialer Vorstellung des Projektantrags und bereits vorhandener Bestandteile (BHKW- und PV-Anlage) durch die Projektbeteiligten, erstellte diese einen ersten Entwurf des Aufbaus einer entsprechenden Systemarchitektur auf Basis von Fraunhofer IAO als sogenannter Charge Point Operator (CPO) einschließlich einer Rückfalllösung, falls die Fortsetzung des Vorhabens nach Projektende ohne das IAO erfolgen sollte (siehe folgende Folien).



Abbildung 74: Umsetzung IAO als CPO

Von besonderer Bedeutung bei der Beschreibung der Spezifikation (Lastenheft) der Ladeinfrastruktur waren hier die technischen Kommunikationswege der Projektbeteiligten untereinander und hier insbesondere die Schnittstellen zwischen den Backend-Lösungen von Fraunhofer und Bauer und der zu installierenden Ladeinfrastruktur. Schnell kristallisierte sich hier der Kommunikationsstandard OCPP 1.6 bzw. 2.0 als wesentlich, vor allem auch für die für einen späteren Zeitpunkt vorgesehene eichrechtskonforme Abrechnung (auch zu Dritten) heraus. Ein weiteres Eingrenzungskriterium für die Auswahl der Ladesysteme war die vorgesehene Nutzung der Mitarbeiter-Ladekarten auf Basis des sogenannten LEGIC-Systems (RFID).

Machte diese Anforderung bereits die Auswahl der AC- und DC-Ladesäulen bereits nicht gerade einfacher, so stellte sich bald heraus, dass es keine Pedelec-Ladeparksysteme mit LEGIC-Anbindung und OCPP-Schnittstellen geben sollte. Dafür bot die für ihre Pedelec-Ladesysteme bekannte Fa. Bauer eine Anpassungsentwicklung zur Anbindung des Fraunhofers-Backends an ihr firmeneigenes Backend an, um das Projektziel, Aufbau und Testbetrieb eines multimodalen E-Fuhrparks realisieren zu können.

So kam es schließlich, dass die Auswahl auf die Firmen Mennekes (AC-Ladesäulen), Alpitronic (DC-Hypercharger) sowie die Fa. Bauer (Pedelec-Akku-Ladeschränke) fiel.

Bei der AC-Lade-Infrastruktur, welche insbesondere für den Regelbetrieb der rein elektrisch betriebenen Flottenfahrzeuge (BEVs) sowie für die zumeist als Plugin-Hybrid betriebenen Fahrzeuge (PHEVs) der Dienstwagenberechtigten vorgesehen war, fiel die Auswahl auf eine Ladesäule mit zwei Ladepunkten mit maximal 22 kW, um mittels des dynamisch gesteuerten Lademanagements ausreichende Flexibilität vorhalten zu können.

Die DC-Ladesäule dient vor allem dem Zweck, kurzfristige und schnelle Lademöglichkeiten für das Management sowie Besucher von Marquardt bereitstellen zu können. Auch hier spielten wieder die oben genannten Eingrenzungskriterien sowie die baldige Verfügbarkeit für die Installation vor Ort eine Rolle. Um eine möglichst hohe Ladeleistung auch zur Erreichung möglichst hoher Lastspitzen (Projektziel) zu haben, entschied sich Marquardt für 1x150 kW statt 2x75 kW.

Sowohl die Verkabelung als auch die Installation der PKW-Ladesäulen gestaltete sich nicht zuletzt dank der bereits vorbereiteten Leerrohre als einigermaßen problemlos, so dass der Betrieb der Ladesäulen – zu Beginn noch ohne Anbindung an das IAO-Backend – begonnen werden konnte.

Schwieriger gestaltete sich, wie bereits angedeutet, mangels bestehender Blaupausen die Konzeptionierung der Pedelec-Ladeschränke in Verbindung mit der Backend-Anbindung in Vorbereitung eines möglichst multimodalen Flottenbetriebs. Dank des hohen Engagements der Projektbeteiligten gelang es, wenn auch mit einiger Verzögerung, die Pedelec-Ladeschränke nicht nur funktionsfähig zu haben, sondern diese auch analog zu den Ladesäulen in das Fraunhofer-Backend zu integrieren.

Im Folgenden sind die installierten und während des Projekts erfolgreich betriebenen Ladesysteme zu sehen.



Abbildung 75: Folien installierte Ladesysteme

Last but not least wurde der bereits vorausgewählte zur Pufferung hoher Lasten vorgesehene stationäre Speicher installiert. Zur Auswahl kam nicht zuletzt aufgrund der höheren Energiedichte die Lithium-Ionen- statt der sonst üblichen Lithium-Eisenphosphat-Technologie. Mittels der parallel seitens Fraunhofer entwickelten sogenannten FLEX-Box konnte der Speicher über Modbus-TCP an das Lade- und Lastmanagementsystem angeschlossen werden, um insbesondere die recht hohe Maximalleistung des Hyperchargers (150 kW) zumindest teilweise mit dem stationären Speicher (50 kW) abpuffern zu können.

Aus der folgenden Grafik ergeben sich die Leistungswerte des installierten Speichers sowie der zwischenzeitliche Stand des KI-LAN-Terminplans von Omexon zur Installation der gesamten Lade-Infrastruktur.



Abbildung 76: Folien Energiespeicher ADS-tec und Terminplan

Vor dem eigentlichen Betrieb der Ladesäulen hatte noch deren Anmeldung und Registrierung bei der Bundesnetz-Agentur zu erfolgen.

Aus den beiden folgenden Grafiken ergeben sich zusammenfassend die Gesamtarchitektur der mittels Ubstack buchbaren Ladesysteme sowie die Systemarchitektur mit dem Backend von Fraunhofer IAO, über welches sämtliche oben beschriebenen Hardware-Bestandteile – wie im Projektantrag formuliert – betrieben werden konnten.



Abbildung 77: Folien ubstack technische Umsetzung KI-LAN

2.3.3 Erfahrungsbericht zur Einführung der Elektromobilität im Unternehmen: Befragungen zu den Abläufen der ersten Pilotphase

Im Anschluss an die erste Pilotphase mit 20 ausgewählten Mitarbeitern wurde eine Befragung anhand eines Fragebogens durchgeführt. Dabei wurde auf die Erfahrungen der Teilnehmer hinsichtlich der Abläufe der Nutzung der Elektrofahrzeuge (E-Smarts und Pedelecs) eingegangen.

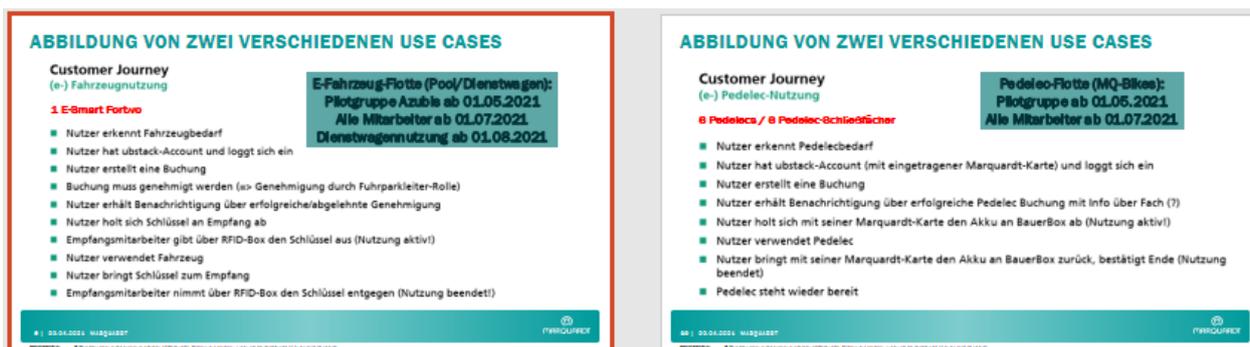


Abbildung 78: Folien der Customer Journeys für die Nutzung von E-Smarts und Pedelecs

Anhand von 18 Fragen wurden dabei die Meinungen der Teilnehmer und mögliche Anmerkungen abgefragt.

Zusammengefasst kann festgehalten werden, dass die Teilnehmer die Abläufe als ziemlich angenehm wahrgenommen haben. Vor allem die Bedienung des Displays der Pedelec-Ladeschränke wurde als sehr einfach und intuitiv aufgefasst.

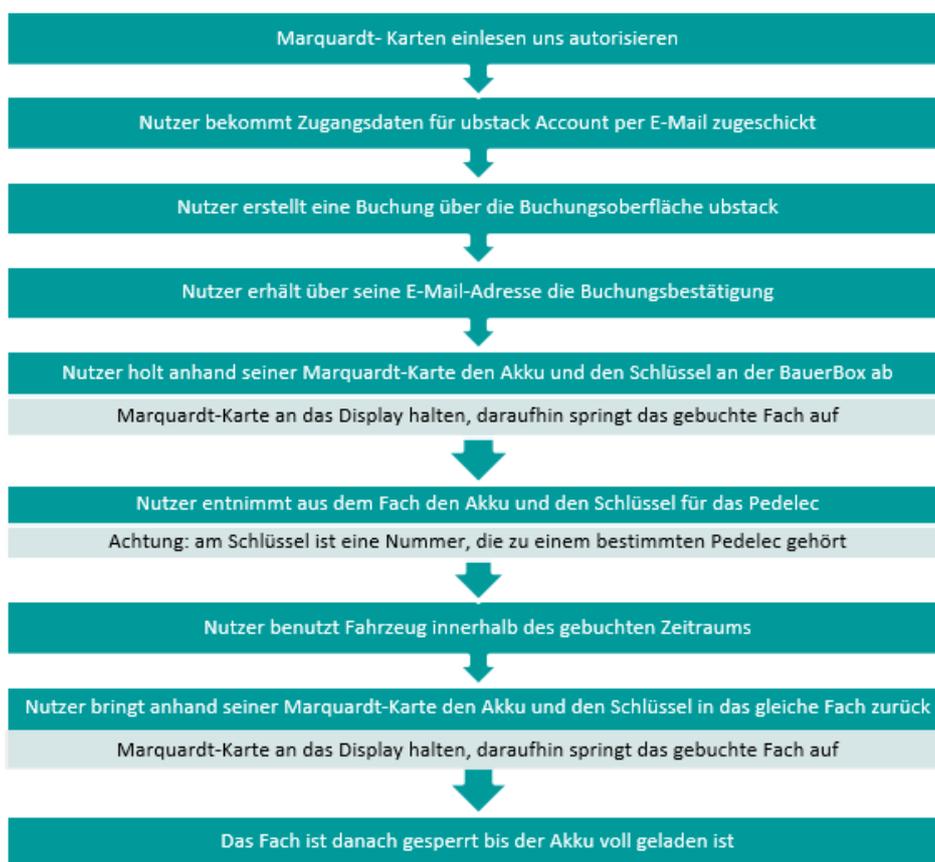


Abbildung 79: Ablaufdiagramm der Probanden für die Nutzung der Pedelecs

Ebenso war die Bedienung der Ladestationen der E-Autos einfach zu handhaben. Die während des Projekts erstellten Handbücher wurden vorwiegend als sehr verständlich empfunden und als eine große Hilfe wahrgenommen. Die Handhabung der ubstack-Oberfläche wurde überwiegend als ziemlich einfach aufgefasst.

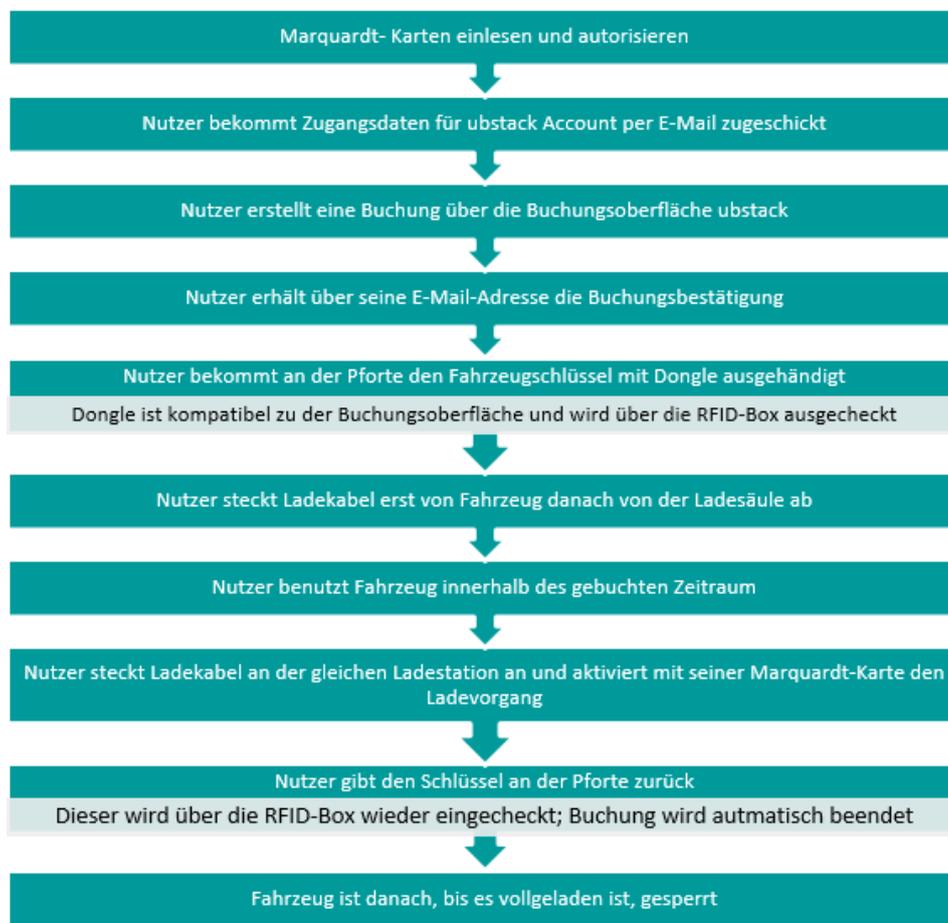


Abbildung 80: Ablaufdiagramm der Probanden für die Nutzung der E-Smarts

Probleme gab es teilweise mit dem Buchungsmanagementsystem, welche aber auch dank des Pilotprojekts erkannt und zeitnah zwischen den Projektbeteiligten besprochen und behoben werden können.

Bei den Ladestationen wurde erwähnt, dass sich Ladekabel teilweise nicht von der Ladestation lösen ließen.

2.3.4 Vor- und Nachteile der Integration eines Lade- und Lastmanagementsystems

In beiden Nutzungsszenarien des Projektes wurde ein Lade- und Lastmanagementsystem integriert, um die Ladeleistungen softwaretechnisch begrenzen zu können. Somit sollte auch die technische Grundlage für ein netzdienliches Laden geschaffen werden. Bei der Umsetzung eines Lade- und Lastmanagements in den Nutzungsszenarien hat sich ergeben, dass basierend auf den benötigten Anwendungsfällen des Lade- und Lastmanagements unterschiedliche Technologien und Kommunikationsprotokolle notwendig sind.

Im Nutzungsszenario „Laden beim Arbeitsplatz im ländlichen Raum“ soll zum einen das bestehende Energiemanagementsystem der Liegenschaft auch die Ladeleistung der Lader bei einem drohenden Engpass auf ein Minimum drosseln und später auch wieder freigeben können. Hierfür ist eine Anbindung des lokalen Energiemanagementsystems an das Lade- und Lastmanagementsystem sowie die garantierte Umsetzung von kurzen Reaktionszeiten notwendig. Zum anderen soll das Lademanagementsystem basierend auf der gemessenen Ladeleistung im Vergleich zu dynamischen Grenzwerten die aktuelle Ladeleistung so justieren, damit dieser Grenzwert nicht überschritten wird. Der Grenzwert soll dabei dynamisch durch die Liegenschaft und den Verteilnetzbetreiber angepasst werden können, um so auf geplante Lastgänge der Liegenschaft oder

des vorgelagerten Netzes reagieren zu können. Auch sollen hierbei die Ladeleistungen der Fahrzeuge nicht statisch geregelt werden, sondern im besten Fall anhand von Daten aus einem angebundenes Buchungssystem von Dienstwagen und Telematikdaten aus den Fahrzeugen direkt dynamisch auf dem Batteriestand und der geplanten Abfahrtszeit geregelt werden. Für diesen Anwendungsfall des Lademanagements sind viele Daten aus unterschiedlichen Quellen notwendig, welche im Lade- und Lastmanagementsystem aggregiert werden müssen.

Im Projekt wurden diese Anwendungsfälle in zwei unterschiedliche Lademanagementsysteme aufgeteilt, welche den unterschiedlichen Anforderungen entsprechen: Es wurde ein *lokales Lademanagementsystem* auf der „FLEX-Box“ installiert, um die schnellen lokalen Regelzeiten aus dem übergeordneten Energiemanagementsystem mittels digitaler Eingänge und Modbus-TCP lokal und zuverlässig zu kommunizieren. Das übergeordnete Energiemanagementsystem hat mittels digitaler Eingänge einen Abschaltbefehl an die „FLEX-Box“ übermittelt, welche diesen dann über Modbus-TCP an alle Ladepunkte übertragen hat. Um die Fahrzeuge nicht einschlafen zu lassen und nach der Abschaltung die Ladevorgänge wieder beginnen zu können, wurde die Ladeleistung pro Ladepunkt auf 8 Ampere geregelt. Durch die Modbus-TCP-Steuerung konnten die Regelwerte innerhalb von 30 Sekunden umgesetzt werden. Die Vorteile eines *lokalen Lademanagementsystems* sind die sichere Verfügbarkeit und die kurzen Reaktionszeiten. Auch kann so auf lokale Systeme zugegriffen werden, welche keine Internetverbindung besitzen oder nicht nach außen kommunizieren können. Die Nachteile ergeben sich durch die Notwendigkeit einer speziellen Hardware vor Ort, welche an alle notwendigen Systeme angebunden werden muss. Durch die Installation in der Liegenschaft ergibt sich die Schwierigkeit, dass externe Systeme schlechter angebunden werden können, da sämtliche Sicherheitsaspekte für eine Kommunikation des lokalen Systems mit der Außenwelt erneut implementiert werden müssen.

Für das *globale Lademanagementsystem* wurde die ubstack-Plattform verwendet, da diese über ihre Module FLEX, CHARGE und MOVE Zugang zu allen notwendigen Systemen und Akteuren der Partner erhält. Die Informationen der Ladestationen werden über [OCPP 1.6](#) direkt an das Ladestationsbackend ubstack CHARGE übermittelt. Ebenfalls werden die Steuerbefehle aus dem Backend an die Ladestationen übertragen. Im Rahmen der Funktionstests des Projektes zeigte sich, dass eine Reaktionszeit von mehreren Minuten auftreten kann und die Kommunikation nicht unbedingt zuverlässig ist. Die Grenzwerte der Liegenschaft und des Verteilnetzbetreibers sind durch das Modul FLEX direkt abrufbar, ebenso die Buchungsdaten aus dem Modul MOVE. Dort hätten die Telematikdaten von Fahrzeugen auch integriert werden können, was innerhalb der Projektlaufzeit aber aufgrund der unterschiedlichen Fahrzeuge und Datenschnittstellen nicht umgesetzt wurde. Die Vorteile eines *globalen Lademanagementsystems* ergeben sich durch die einfache Integration der unterschiedlichen Drittsysteme. Diese werden benötigt, um eine Regelung außerhalb von einfachen statischen Grenzen durchführen zu können. So können anhand der Telematik- und Buchungsdaten Ladungen gezielt verschoben werden. Die Nachteile bestehen in der langsameren Reaktionszeit und der Unsicherheit möglicher Verbindungsabbrüche. Auch müssen alle Komponenten über das Internet mit dem *globalen Lademanagementsystem* kommunizieren können, was nicht immer sicherheitstechnisch gewünscht oder möglich ist.

Durch die Aufteilung in ein *lokales* und ein *globales Lademanagementsystem* ergibt sich die Frage nach der Steuerungshierarchie. Im Projekt wurde das *lokale Lademanagementsystem* als höher priorisiertes System gesehen, da es den minimal möglichen Ladewert definiert und damit immer unterhalb des *globalen Lademanagementsystems* liegt. Somit wird im schlimmsten Fall die Nutzererfahrung der Elektromobilität eingeschränkt, weil ein Fahrzeug nicht rechtzeitig geladen wurde, aber der Fokus auf die Einhaltung der Lastgrenzen der Liegenschaft und des Verteilnetzbetreibers eingehalten.

Im Nutzungsszenario „Laden im Parkhaus für Gewerbekunden und beim Veranstaltungszentrum“ werden die Ladestationen über das Backend mittels [OCPP 1.6](#) (alternativ mittels [MQTT](#)) statisch gesteuert. Für ein dynamisches Lastmanagement vor Ort wäre der Einbau einer lokalen Komponente mit einer Modbus-TCP-Verbindung zu den Gebäudezählern notwendig gewesen. Dies wurde allerdings im Projekt nicht umgesetzt. Auch hier ist eine Anbindung einer lokalen Komponente in ein *globales Lademanagementsystem* notwendig, um die passenden Daten zur intelligenten Steuerung zur Verfügung zu haben. Für den Fall des beschriebenen *prognosebasierten Lademanagements* werden die Vorteile des *globalen Lademanagementsystems* noch um ein System erweitert, welches spezielle Fahrpläne für die Ladeinfrastruktur erstellt. Dadurch können die Ladeleistungen im Voraus genau geplant werden und die maximale Last durch die Ladeinfrastruktur ist schon vorab bekannt. Neben den erweiterten Vorteilen ergeben sich aber auch größere Nachteile. Die im Projekt entwickelte prototypische Implementierung eines *prognosebasierten Lademanagements* benötigte sehr viele Daten, um eine gute Prognose und damit realistische Fahrpläne zu generieren. Dafür ist ein Minimum von einem Jahr an Ladedaten notwendig, welche im Projekt nicht zur Verfügung standen. Auch steigen die Komplexität und der Kommunikationsaufwand der Systeme. Im Projekt wurden drei unterschiedliche Systeme verwendet und unterschiedliche Kommunikationsprotokolle: [OCPP 1.6/MQTT](#), [OCPI](#) und proprietäres REST-basiertes HTTP. Die Reaktionszeit der Systeme und damit der gesamten Lademanagementanwendung sinkt dadurch und die Ausfallrisiken steigen.

2.4 Konzept zum Ergebnis- und Forschungstransfer auch in projektfremde Anwendungen und Branchen

Die Ziele und Vorhaben des Projektes wurden von allen Partnern zu Beginn von KI-LAN in Pressemitteilungen veröffentlicht und während der Projektlaufzeit in Presseartikeln, wissenschaftlichen Publikationen sowie Abschlussarbeiten weiterdistribuiert.

Nach Abschluss des Projektes werden die Projekthinhalte und Ergebnisse in einer Abschlussveranstaltung präsentiert und diskutiert. Dabei sollen nochmals die wesentlichen Erfahrungen des Projektes geteilt und mögliche Anknüpfungspunkte diskutiert werden.

Innerhalb des Projektes wird eine *Best Practice Broschüre* erarbeitet. Diese legt ihren Fokus auf die unterschiedlichen Förderprogramme innerhalb Deutschlands mit dem Hauptaugenmerk auf Baden-Württemberg. Mit dieser Broschüre soll es Unternehmen, Institutionen und Privatpersonen ermöglicht werden, die aktuellen Fördermöglichkeiten auf einen Blick zu erkennen und dadurch ein passendes Förderprogramm für sich zu identifizieren. Dadurch soll eine Hürde - die Hürde der Informationsbeschaffung bzgl. der Fördermöglichkeiten - für Unternehmen und auch Privatpersonen gesenkt werden. Hierfür gibt die Broschüre einerseits einen Überblick über Fördermöglichkeiten für Elektrofahrzeuge selbst und andererseits Informationen bzgl. der Förderlandschaft für Ladeinfrastruktur. Dabei werden unter anderem die geförderten Technologien, die Förderhöhe, die Fördervoraussetzungen sowie die Antragsstellung selbst beschrieben.

Weiterhin haben die Projekthinhalte, deren Ergebnisse sowie die Erfahrungen während des Projektes bei den Projektpartnern weitere Ideen und Anregungen geschaffen und es wurde darüber hinaus eruiert, wie basierend auf den bestehenden Ergebnissen und der installierten Hardware Weiterentwicklungen realisiert werden können. Diese Projektergebnisse und -erfahrungen bieten die Möglichkeiten für die Erarbeitung wissenschaftlicher Publikationen, der Schaffung neuer Geschäftsmodelle und des Transfers in neuen Projekten mit Dritten.

3 Zusammenfassung

Im Rahmen von KI-LAN wurden zwei Reallabore unter verschiedenen Nutzungsszenarien aufgebaut. Ein Reallabor im urbanen Raum und ein weiteres im ländlichen Raum. Während der Projektlaufzeit konnten daher gemeinsame und unterschiedliche Aspekte betrachtet und bearbeitet werden. Gemeinsame Schwerpunkte waren unter anderem die Beschaffung sowie der Aufbau der Ladeinfrastruktur und der Einsatz weiterer proprietärer Hardware und der Fokus auf ein netzdienliches Lademanagement. Neben der hardwaretechnischen Anbindung waren aufgrund der Vielzahl der Komponenten auch die softwareseitige Anbindung und die Steuerung der Ladeinfrastruktur eine gemeinsame Herausforderung der beiden Reallabore. Dabei mussten die robuste Kommunikation aller Softwarekomponenten und die intelligente Steuerung der Ladeinfrastruktur gewährleistet werden, um einen Ausbau des Netzanschlusspunktes zu vermeiden.

Die Unterschiede der Reallabore zeichnen sich durch die vom Standort vorgegebenen Rahmenbedingungen bzw. Anforderungen, das Nutzungsverhalten und die verschiedenen Hardware- und Softwarelösungen aus. Im Reallabor im ländlichen Raum wurden neben elektrischen Automobilen zusätzlich Pedelecs, E-Scooter und Cargo-E-Bikes eingesetzt. Weiterhin konnte ein Speicher die Spitzenlast der im Projekt aufgebauten DC-Ladestation reduzieren. Bei dem Arbeitgeber im urbanen Raum konnte bezüglich des Nutzungsverhaltens analysiert werden, wie sich die Last entwickeln wird. So wurde für das Parkhaus explizit zwischen der Nutzung von Gewerbekunden über den Tag und den Freizeit- beziehungsweise Eventkunden am Abend und am Wochenende unterschieden.

Für das Projekt wurde ein Lastprofilgenerator an das Anwendungsfeld „Parkhäuser und Tiefgaragen“ angepasst. Der Generator konnte verwendet werden, um den Strombedarf bei zusätzlicher Ladeinfrastruktur zu ermitteln. Als Eingabedaten für den Lastprofilgenerator wurde der Datensatz „Mobilität in Deutschland 2008“¹ (MiD2008) zusätzlich mit Daten aus einer aktuellen BEV Fahrzeugdatenbank angereichert. So konnte unter der Annahme, dass das Nutzverhalten von E-Fahrzeugen gleich dem Nutzverhalten von konventionellen Fahrzeugen entspricht, eine Ladeprognose für ein Jahr durch ein Simulationsmodell erstellt werden. Mit den erstellten Ladeprognosen wurden potenzielle Lasten für das Labor im urbanen Raum ermittelt. Hier konnte für den urbanen Standort auf die zwei Nutzungsszenarien "Arbeit" und "Freizeit und Veranstaltung" aufgeteilt, die erwartete Parkdauer, Fahrtstrecke und Ladeleistung der Nutzer bestimmt werden.

Zusammen mit dem Aufbau und der Nutzung von der Ladeinfrastruktur wurden verschiedene Wirtschaftlichkeitsaspekte und eine mögliche Rentabilitätssteigerung untersucht. Hier wurden zu der Rentabilität der Ladeinfrastruktur drei weitere Szenarien analysiert, welche die Rentabilität beeinflussen können. Zusätzlich zu der Abrechnung der Ladevorgänge wurde der Einsatz eines Lademanagementsystems, der Einfluss von Eigenstromproduktion und weiteren Einnahmequellen durch die Ladeinfrastruktur betrachtet. Für beide Reallabore konnte für das Jahr 2030 eine Prognose der Rentabilität erstellt werden. In beiden Fällen rentiert sich die Ladeinfrastruktur nur mit Einsatz einer Rentabilitätssteigerungsmaßnahme. Während der Verlust durch die Nutzung der Ladeinfrastruktur im urbanen Reallabor noch überschaubar sein wird, ist für den Arbeitgeber im ländlichen Raum aufgrund des teuren Gleichzeitigkeitsfaktors eine höhere Verlustsumme prognostiziert.

Anhand der Erkenntnisse durch die Wirtschaftlichkeit und die Ermittlung von Preismodellen konnte eine Betriebsstrategie für die Ladeinfrastruktur abgeleitet werden. Dabei wurden vier mögliche Geschäftsmodelle

¹ <http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/mid2008-publikationen.html>, DLR, infas, Mobilitätsstudie 2008

mit einem jeweils anderen Fokus bestimmt. Der Ladestationsbetreiber kann entsprechend den Fokus entweder auf Nachhaltigkeit, einer starken Frequentierung durch Unterhaltungswert, einem niedrigen Preis oder einer Servicegarantie legen.

Um den Ausbau des Netzanschlusspunkts zu verhindern, kam an beiden Standorten ein Lade- und Lastmanagementsystem zum Einsatz, welches bei einer entsprechenden Last oder vorgegebenen Ladeplänen die Ladeleistung der Ladestationen regelt. Eine Validierung des statischen Lademanagements wurde bei beiden Standorten mit einem "Stresstest" durchgeführt. Hier konnte gezeigt werden, dass entsprechend einer vorgegebenen Schranke die Ladestationen gesteuert und somit die obere Lastgrenze eingehalten wird.

Für ein dynamisches und prognosebasiertes Lademanagement wurden weitreichende Forschungsarbeiten geleistet. So wurden die im Projekt gesammelten Erkenntnisse für die Entwicklung von Algorithmen zur Erstellung von Ladeplänen und weitere Forschungsarbeiten eingesetzt. Daraus entstand ein prototypisches Softwarepaket, welches zwar innerhalb der Projektlaufzeit nicht zum Einsatz in den Reallaboren kam, aber mit Simulationen und Daten aus den Laboren validiert werden konnte. Basierend auf den im Projekt gewonnenen Messdaten wurde ein KI-Modell in das Softwarepaket integriert, welches Lastspitzen auf Grundlage von verschiedenen Eingabedaten und Zielsetzungen vorhersagen kann. Dieses Modell kann gemeinsam mit dem Lademanagementalgorithmus eingesetzt werden, um die Last der Elektrofahrzeuge besser zu verteilen. Im Modell wurden unter anderem die Grundlast, Photovoltaik-Stromerzeugung, Strompreise und der Nutzerbedarf berücksichtigt.

Im Projekt wurde auch die Dimensionierung und Auslegung eines Speichers untersucht. Hier wurde auf Basis einer Leistungsbilanzierung eine mögliche Speicherdimensionierung und Nutzung simuliert und es wurden Konzepte erarbeitet, wie mehr regenerative Energie für die elektrische Versorgung der Liegenschaft genutzt werden kann.

Zukünftig wird das dynamische und prognosebasierte Lademanagement das softwareseitige Ziel für den weiteren Hochlauf der Elektromobilität sein. Damit kann der Netzanschlusspunkt optimal genutzt und die Wünsche aller beteiligten Akteure können entsprechend berücksichtigt werden. Darunter fallen die Reduzierung der Jahresspitzenlast für den Standort, die Steuerung durch den Verteilnetzbetreiber, um das Mittelspannungsnetz nicht zu überlasten, die Preisoptimierung oder der gewünschte State of Charge (SOC) für die E-Fahrzeuge und die ausgiebige Nutzung von Energiespeichern sowie Erneuerbaren Energien. Für diese Ziele ist der Informationsaustausch der entsprechenden Akteure sicherzustellen und weitere gemeinsame Softwarelösungen sind zu entwickeln. Durch die steigende Komplexität der Systeme und die steigenden Anforderungen wird auch immer mehr die Notwendigkeit für intelligente Komponenten deutlich.

Um ein netzdienliches Lade- und Lastmanagement in Unternehmen zu integrieren, muss ein Anreizsystem für die Strombezugspreise durch den Gesetzgeber geschaffen werden. Ziel eines netzdienlichen Lademanagementsystems muss es sein, den ökologisch erzeugten Strom - in Zeiten von hoher PV- oder Windstromerzeugung - zur gleichen Zeit in die Fahrzeuge zu laden. Um Unternehmen stärker zu animieren, den Strom für die Elektrofahrzeuge in diesen Zeiten zu beschaffen, muss das notwendige Preissystem im Mittelspannungsnetz flexibilisiert und an die ökologische Stromerzeugung angepasst werden.

Literaturverzeichnis

- [1] Schiffler, Alexander, Ebert, M, Reichmuth, M, Wauer, N (27.05.2020): Energiepreisbericht für den Energiemarkt
- [2] Kords, M (05.01.2021): Strompreise an Ladesäulen für Elektroautos in Deutschland nach Betreiber im Jahr 2020. <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/882563/umfrage/strompreise-an-e-auto-ladesaeulen-nach-betreiber-in-deutschland/>. Abgerufen am 27.03.2021
- [3] o.V. (2021): Leitzins. <https://www.lynxbroker.de/boerse/boerse-kurse/boerseninfo/leitzins/>. Abgerufen am 27.03.2021
- [4] Mögel, A (31.08.2018): Entwicklung eines Business Case für die Elektrifizierung eines Bestandsparkhauses unter Berücksichtigung zukünftiger Mobilitätstrends. Bachelorarbeit, HS Esslingen
- [5] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung (2020): Klimaschutz Verkehr. <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/verkehr-1672896>. Abgerufen am 31.03.2021
- [6] Kraftfahrt-Bundesamt (2020): Bestand an Pkw in den Jahren 2011 bis 2020 nach ausgewählten Kraftstoffarten. https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/fz_b_umwelt_archiv/2020/2020_b_umwelt_z.html?nn=2601598. Abgerufen am 27.03.2021
- [7] Shell Deutschland Oil GmbH (2009): Shell PKW-Szenarien bis 2030. Fakten, Trends und Handlungsoptionen für nachhaltige Auto-Mobilität
- [8] Kost, C, Shammugam, S, Jülch, V, Nguyen, H-T, Schlegl, T (03.2018): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. 3. Auflage
- [9] Werbestandorte Media (13.12.2018): Wie hoch sind die Einnahmen aus der Vermietung von Werbeflächen? <https://werbestandorte.media/news/details/news/wie-hoch-sind-die-einnahmen-aus-der-vermietung-von-werbeflaechen/#:~:text=In%20Abh%C3%A4ngigkeit%20vom%20Standort%20und,kostenlos%20und%20unverbindlich%20ein%20Angebot>. Abgerufen am 31.03.2021
- [10] Wizemann GmbH & Co. KG: Wizemann Areal Startseite. <https://www.wizemann-areal.de/>. Abgerufen am 27.03.2021.
- [11] Kost, C, Shammugam, S, Jülch, V, Nguyen, H-T, Schlegl, T (03.2018): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. 3. Auflage
- [12] Marquardt GmbH (2021): Startseite Marquardt GmbH. <https://www.marquardt.com/>. Abgerufen am 29.03.2021
- [13] Marc Schmid (03.2021): Informationen zum Lademanagement des Fraunhofer Instituts IAO

[14] Cao D., Lerch J., Stetter D., Neuburger M., Wörner R., „Application and machine learning methods for dynamic load point controls of electric vehicles (xEVs), Earth and Environmental Science“, E3S Web of Conferences 191, 04003 (2020)

[15] Mikromodellierung für die Region Stuttgart. Schlussbericht. 2013, Herausgeber: Institut für Verkehrswesen am Karlsruher Institut für Technologie
Autoren: Heinz Hautzinger, Martin Kagerbauer, Nicolai Mallig, Manfred Pfeiffer, Dirk Zumkeller

[16] TransnetBW (2021). Kennzahlen. <https://www.transnetbw.de/de/transparenz/marktdaten/kennzahlen>, Abruf am: 02.08.2021

[17] Seddig, K. (2020). Elektromobile Flotten im lokalen Energiesystem mit Photovoltaikeinspeisung unter Berücksichtigung von Unsicherheiten. Karlsruher Institut für Technologie (KIT), S.95-100

[18] Mummel, J.; Soleymani, L.; Kurrat M., Ladesteuerungskonzepte für Elektrofahrzeugflotten zur Weiterentwicklung der Verteilnetze 18.09.-19.09., NEIS Konferenz 2014, Hamburg

[19] <https://moovility.me/>, Abruf am: 18.08.2021

4 Anhänge

- Übersicht über die aktuellen Fördermöglichkeiten für Elektrofahrzeuge und Ladeinfrastruktur in Baden-Württemberg