

Forschungsbericht BWPLUS

Smart_E_Park

SmartGrid E-Parkhaus Langer Graben Schwäbisch Hall

von

Prof. Dr.-Ing. Dieter Uckelmann, Prof. Dr. Bastian Schröter,
Robert Otto, Marcus Brennenstuhl, Eric Duminil, Andreas Otte, Maximilian Haag.

Hochschule für Technik Stuttgart

zafh.net – Zentrum für Nachhaltige Energietechnik,
ZeDFLoW – Zentrum für Digitalisierung in Forschung, Lehre und Wirtschaft

Förderkennzeichen: BWINP 21103 - 21104

Laufzeit: 15.11.2020 – 30.09.2022

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

Oktober 2022

Leitfragen zur Realisierung von E-Ladeinfrastrukturprojekten in Bestandsparkhäusern

Vorwort

Aktuelle politische und gesellschaftliche Entwicklungen haben zur Folge, dass der Anteil an Elektrofahrzeugen auf deutschen Straßen in den letzten Jahren rasant angestiegen ist. Diese Entwicklung führt bei vielen parkhausbetreibenden Organisationen zu dem Wunsch bzw. zu der Notwendigkeit, ihr Angebot hinsichtlich einer moderner Ladeinfrastruktur zu erweitern. Bei diesem Transformationsprozess sind die Verantwortlichen mit vielfältigen Herausforderungen konfrontiert, welche sich in drei übergeordnete Säulen („regulatorisch“, „technisch“ und „wirtschaftlich“) unterteilen lassen. Der vorliegende Abschlussbericht soll insbesondere technische und wirtschaftliche Aspekte beleuchten, um Stakeholdern schon in frühen Projektphasen bei der Planung und Realisierung von Ladeinfrastrukturen (in Bestandsparkhäusern) bei ihrer Entscheidungsfindung zu unterstützen.

Auf eine Betrachtung der regulatorischen Säule wird verzichtet, da aktuell der individuelle Projekterfolg in dieser Säule sehr stark von politisch einflussreichen Führungspersonen abhängt und sich somit derzeit noch kein allgemeingültiges Vorgehen ableiten lässt.

Die Ergebnisse wurden im Forschungsprojekt Smart_E_Park gewonnen, welches von der HFT Stuttgart (HFT) in Kooperation mit den Stadtwerken Schwäbisch Hall (SSH) durchgeführt wurde. Das Parkhaus „Langer Graben“ in Schwäbisch Hall, das im Rahmen einer Modernisierungsmaßnahme im Jahr 2019 mit E-Ladesäulen ausgestattet wurde, diente dabei als Untersuchungs- und Umsetzungsobjekt. Im Zuge der Sanierung planten die Stadtwerke Schwäbisch Hall zunächst eine der vier Parkebenen mit 108 Ladepunkten für E-Fahrzeuge auszustatten (perspektivisch alle vier Ebenen) und die vorhandene Trafostation entsprechend zu erweitern. Für die Verkabelung der Ladestationen ist ein innovatives kaskadiertes Anschlussystem mit intelligenten Verteilerboxen (für je 5 Ladepunkte) umgesetzt worden, wodurch die Verkabelung im Parkhaus mit wesentlich weniger Kupfer und somit deutlich kostengünstiger realisiert werden konnte als in bisherigen Umsetzungsprojekten. Neben den Controllern in den Verteilerboxen wurden weitere Controller jeweils pro Parkebene und ein zentraler Controller im Bereich der Hauptverteilung vorgesehen.

Durch diese kaskadierte Intelligenz konnte ein hoch effizientes Ladelastmanagement realisiert werden, das lokale Überlastungen in der Verteilung effizient vermeidet und durch die Anbindung an das Venios System (Tool zur Netzzustandsprognose) der Stadtwerke außerdem einen netzdienlichen Betrieb ermöglicht.

Als wissenschaftlicher Partner hat die HFT das Verbundvorhaben durch die Entwicklung von KI-basierten Methoden zur Vorhersage und Bewertung von Ladezyklen für das intelligente Parkhauslastmanagement unterstützt und die Umsetzung wissenschaftlich begleitet.

Über ein Monitoring wurden Daten über das Ladeverhalten und die Auslastung der Ladeinfrastruktur gesammelt, welche zur Optimierung der entwickelten Methoden herangezogen werden. Außerdem hat die HFT eine innovative und intuitive mobile Applikation zur Ladepunkreservierung und Echtzeit-Monitoring des Ladevorgangs entwickelt.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	2
Inhaltsverzeichnis	3
Leitfragen	4
Smart_E_Park	10
AP1 - Wissenschaftliche Projektbegleitung und Transfer	11
AP1.1 - Unterstützung bei der Planung und Umsetzung.....	12
AP1.2 - Datenbeschaffung: EV-Ladedateninformation aus Monitoring.....	13
AP1.3 - Skalierbarkeit & Übertragbarkeitspotential	13
AP1.4 - Transfer	15
AP2 - KI basierte Optimierung des Ladelastmanagements mit Smart Grid Anbindung.....	16
AP2.1 - Datenanalyse, Fehleranalyse sowie Aufbereitung gesammelter Daten.....	16
AP2.2 - Klassifizierung von Fahrzeugen zur Bestimmung der Ladekapazität.....	16
AP2.3 - Parkhaussimulation: Erstellung eines Modells für Ladelastmanagement auf Basis Erkennung von EV	16
AP2.4 - Analyse von Optimierungsfaktoren und Bestimmung von Verbesserungspotenzialen ...	19
AP3 - Monitoring und Optimierung.....	21
AP3.1 - Controlling von Monitoring-Daten zur Fehlererkennung	21
AP3.2 - Datenbankstrukturen: Aufbereitung von Daten.....	22
AP3.3 - Ladelastmanagement: Untersuchung unterschiedlicher Konzepte zur Verbesserung der Netzdienlichkeit.....	24
AP4 - Wirtschaftlichkeitsanalyse und Betreibermodelle.....	24
AP4.1 - Wirtschaftlichkeitsanalyse	25
AP4.2 - Betreibermodelle	32
AP5 - Entwicklung mobile Applikation	36
AP5.1 - Anforderungsanalyse und Datenakquise.....	37
AP5.2 - Architektur und Interaktionskonzept	38
AP5.3 - Entwicklung User Interface	39
AP5.4 - Integration und Bereitstellung von Schnittstellen	39
AP5.5 - Evaluation / Usability Tests.....	43
Erfolgskontrolle und Zusammenarbeit.....	44
Notwendigkeit der Zuwendung.....	45
Verwertung.....	45
Quellenverzeichnis	47
Abbildungsverzeichnis.....	51



Leitfragen
zur Realisierung von
E-Ladeinfrastrukturprojekten in
Bestandsparkhäusern

Technische Grundlagen

Bei der Realisierung von E-Ladeinfrastrukturprojekten in Bestandsparkhäusern gilt es zu gewährleisten, dass die ladenden Fahrzeuge bei Abholung über einen ausreichenden Ladestand verfügen, um entsprechend des vorgesehenen Einsatzzweckes genutzt werden zu können. Die hierfür beanspruchte Ladeleistung darf nicht zu einer Systemüberlastung z. B. im Bereich der Kabel und des Netzanschlusses führen. Weiter sind aktuelle Normen, die Netzdienlichkeit sowie zukünftige Technologien (wie z. B. bidirektionales Laden) zu berücksichtigen. Um diesen Ansprüchen gerecht zu werden, ist eine effiziente und effektive Kombination der physischen Ladeinfrastruktur vor Ort mit entsprechend optimiertem Ladelastrmanagement zu realisieren.

Ladeinfrastruktur

Die ideale Ladeinfrastruktur leitet sich von mehreren Faktoren ab, wobei die wesentlichen Aspekte durch die Auslastung, die Parkdauer und die örtlichen Begebenheiten, wie z. B. die Größe des Transformators (Trafo) und den Netzanschluss abgebildet werden.

Die Auslastung des Parkraums bestimmt, in welchem Umfang die Installation von Ladeinfrastruktur sinnvoll ist. Ausgehend von den Zielsetzungen des Koalitionsvertrags der aktuellen Bundesregierung werden bis 2030 auf deutschen Straßen mindestens 15 Millionen vollelektrische Fahrzeuge unterwegs sein [1], was bei einem angenommen gleichbleibenden Fahrzeugbestand (Stand 1. Januar 2021 rund 66,9 Millionen zugelassene Fahrzeuge in Deutschland) [2] einem Anteil von rund 22 % entspricht. Um zukünftiges Wachstum zu ermöglichen, eine langfristige Wettbewerbsfähigkeit zu erhalten und Schwankungen im täglichen Bedarf abdecken zu können, wird an dieser Stelle ein entsprechender Puffer eingeplant und eine Umrüstung von 30 % des ausgelasteten Parkraums empfohlen.

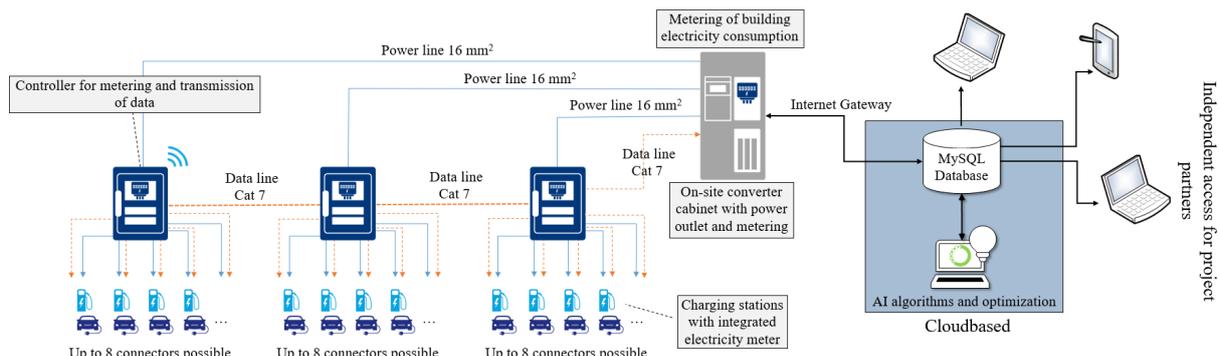


Abbildung 1: Monitoring Schema.

Da die Parkdauer gleichermaßen der höchst möglichen Ladedauer entspricht, lässt sich von der durchschnittlichen Parkdauer ableiten, welche Kapazität an den einzelnen Ladepunkten bereitgestellt werden muss, um im zeitlichen Rahmen der Parkdauer den gewünschten Ladestand zu erreichen. Meist sind parkhausbetreibende Gesellschaften dank der gängigen Parkticketsysteme gut über die durchschnittliche Parkdauer ihrer Gäste informiert. Sollte dies nicht der Fall sein, lässt sich die durchschnittliche Aufenthaltsdauer ansatzweise auf Grundlage der räumlichen Voraussetzung der Parkhausumgebung herleiten.

Liegt das Parkhaus z.B. zentral in Innenstadtlage und ist von kurz frequentierten Einkaufsmöglichkeiten umgeben, so lässt sich eine überwiegende Nutzung durch Kurzzeitparkende annehmen und eine relativ hohe Ladeleistung der Ladeinfrastruktur ist als Optimum abzuleiten.

Liegt das Parkhaus hingegen in der Nähe von überwiegend langfristig genutzter Infrastruktur, wie beispielsweise Arbeitsstätten, so kann angenommen werden, dass das Parkhaus überwiegend von

Langzeitparkenden genutzt wird. In diesem Fall ist eher eine Ladeinfrastruktur mit geringerer Ladeleistung und geringeren Investitionskosten zu empfehlen.

Die örtlichen Begebenheiten umfassen die im Parkhaus vorhandene Trafogröße und den Stromanschluss. Die Trafogröße bestimmt, ob die benötigte Anzahl der Ladepunkte mit entsprechend benötigter Leistung realisierbar ist – dabei ist zu beachten, dass die Herstellerangaben zum Trafo von den tatsächlich vorherrschenden Bedingungen abweichen können. Entsprechend ist eine phasenbezogene Spannungsprüfung am Trafo unerlässlich. Mit energiesparenden Trafos sind zusätzliche Kosten- und CO₂-Einsparungen möglich. Hinsichtlich des Stromanschlusses ist zu beachten, dass für bestimmte Ladeinfrastruktur ein Starkstromanschluss Grundvoraussetzung ist. Die Trafogröße und der Stromanschluss können nicht als Insel individuell betrachtet werden, sondern müssen immer im Zusammenhang mit dem geplanten Ladelastmanagement gesehen werden.

Ladelastmanagement

Im Parkhaus „Langer Graben“ in Schwäbisch Hall wurden 108 Parkplätze mit Ladeinfrastruktur ausgestattet, unter Idealbedingungen stehen jeweils maximal 22 Kilowatt (kW) Ladeleistung zur Verfügung. Dem gegenübergestellt steht der neue Trafo, welche mit einer maximalen Leistung von einem Megawatt ausgelegt wurde. Entsprechend kann aus kapazitiven Gründen nicht an allen 100 Ladepunkten die volle Leistung abgerufen werden, wodurch ein intelligentes Ladelastmanagement zur Steuerung der Ladevorgänge nötig ist – es gilt die Ladekapazität, das Stromangebot und die Stromnachfrage in Einklang zu bringen. Die Basis für ein hocheffizientes Ladelastmanagement wird von einem kaskadierenden Anschlussystem kombiniert mit intelligenten Verteilerboxen gebildet. Das Ladelastmanagement hat eine hohe Bedeutung, um den grundlegenden Ladebetrieb mit wirtschaftlich tragfähigen Konzepten zu erweitern, denn das Ladelastmanagement kann nicht nur Lasten ausgleichen und verteilen, sondern darüber hinaus auch einzelne Ladepunkte priorisieren und somit z. B. Kunden mit höherer Zahlungsbereitschaft höhere Ladeleistungen zur Verfügung stellen, wodurch kürzere Ladezeiten erreicht werden. Mit intelligentem Ladelastmanagement und vor allem auch durch das bidirektionale Laden und der damit verbundenen Möglichkeit die Batterien der E-Fahrzeuge als Energiespeicher zu nutzen, können Parkhäuser perspektivisch betrachtet bedeutende Rollen im Redispatch-Prozess einnehmen. Die entwickelte App bildet dabei das Bindeglied zwischen der technischen und der wirtschaftlichen Säule.

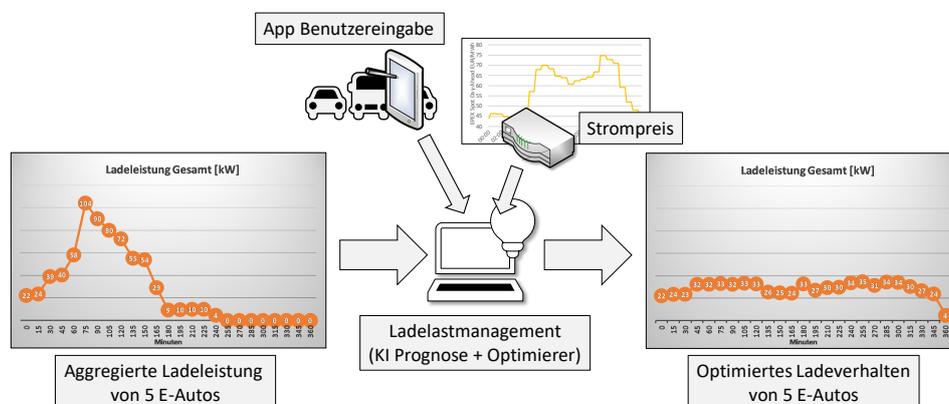


Abbildung 2: Ladelastmanagement.

Wirtschaftliche Grundlagen

Die Bereitstellung von Parkflächen in Parkhäusern sind für die Kommunen mit hohen Investitionen verbunden. Im Parkhaus „Langer Graben“ in Schwäbisch Hall betragen die Herstellungskosten je Parkplatz ca. 94.000 € und die Kosten der aktuellen Sanierung zusätzlich 16.000 €. Die Parkgebühren

reichen bei weitem nicht aus, um einen kostendeckenden Betrieb zu ermöglichen. Der Abmangel (Fehlbetrag) je Stellplatz (ohne laufende Kosten) beträgt ca. 140 – 150 € pro Monat.

Der Aufbau und der Betrieb von Ladeinfrastrukturen sind für Kommunen eine zusätzliche wirtschaftliche Belastung. Für eine kommerzielle Ladesäule, die mit 22 kW lädt, sind Investitionskosten von ca. 7.000 € bis 10.000 € zu erwarten [3]. Abgeschrieben über 6 Jahre kommen somit zwischen 97 und 138 € pro E-Ladeplatz pro Monat und Ladesäule als laufende Kosten des Parkplatzes hinzu. Die Kosten für die Ladeinfrastruktur und den Aufbau können dabei als Investition in die Zukunft verstanden werden, um schon heute ausreichende Lademöglichkeiten für den künftigen Bedarf an Elektrofahrzeugen in Innenstädten zu schaffen. Eine Refinanzierung allein aus den Ladegebühren ist in einem preissensitiven Markt zum heutigen Zeitpunkt für Stadtwerke kaum möglich, vergleichen doch die Besitzer von Elektrofahrzeugen die Ladegebühren je kWh im Parkhaus (je nach Betreiber zwischen ca. 29 und 79 Eurocent) [4] mit den Stromkosten in ihrem Privathaushalt (durchschnittlich 37,14 Eurocent im 1. Halbjahr 2022) [5]. Auch an gut besuchten Standorten in kleineren Städten und Gemeinden amortisieren sich die Ladesäulen nur schwierig über den Vertrieb des Stromes. Zudem stehen die Parkhausbetreiber im Wettbewerb mit Automobilherstellern und Energieversorgern, die ebenfalls eigene Ladeinfrastrukturen mit Geschäftsmodellen entwickeln.

Derzeit betragen die Preise für das Laden von Elektrofahrzeugen in den Parkhäusern in Schwäbisch Hall 29 Eurocent mit HallCard bzw. 40 Eurocent ohne [6]. Das Laden über die HallCard deckt dabei kaum die derzeitigen Energiekosten. Trotz des für den Verbraucher attraktiven Preises ist die Auslastung der Ladesäulen im Parkhaus „Langer Graben“ bisher eher als gering einzustufen. Eine deutlich höhere Auslastung der aufgebauten Ladeinfrastruktur wird erst möglich, wenn mehr Elektrofahrzeuge im Markt verfügbar sind.

Zur Ermittlung weiterer Finanzierungsmöglichkeiten wurden mittels eines Business Model Canvas unterschiedliche Ansätze erarbeitet und den Stadtwerke Schwäbisch Hall vorgestellt. Einige Ansätze, wie die Einbeziehung des Fachhandels für Ladegutscheine, wurden verworfen, um nicht falsche Anreizmodelle für (Elektro-)Autofahrer gegenüber Fußgängern, Radfahrern oder Nutzern des ÖPNV zu schaffen. Durch die neu entwickelte App zur Ladeplatzreservierung ergibt sich jedoch die Möglichkeit die Reservierung von Ladestationen zu bepreisen. Beträge von bis zu 2 € je Reservierung scheinen für die Zukunft realistisch, sobald die Auslastung der Ladestationen steigt und die Verfügbarkeit von freien Ladestationen nicht mehr vorausgesetzt werden kann. Dann wird auch die Möglichkeit der dynamischen Bepreisung des Ladens in Abhängigkeit von der Auslastung an Bedeutung gewinnen. Eine unterschiedliche Bepreisung nach Ladegeschwindigkeit (bzw. AC-/DC-Laden) wird schon heute von einigen Anbietern genutzt.

Über die rein wirtschaftliche Betrachtung hinaus steht für die Stadtwerke Schwäbisch Hall jedoch eine gute Kundenbeziehung im Vordergrund. Insofern haben die (Preis-)Transparenz für den Kunden, sowie Mehrwertfunktionen wie Reservierungsfunktion, Einbeziehung von Staumeldungen und Tagesbaustellen, Car-Sharing Angebote etc. einen hohen Stellenwert. Viele dieser Dienste lassen sich über eine entsprechende App realisieren (vgl. AP5 – Entwicklung mobile Applikation).

Checkliste

Was muss ich beachten, wenn ich mein Parkhaus elektrifizieren möchte?

Wenn Sie Ihr Parkhaus entsprechend der aktuellen Entwicklungen auf eine hauptsächlich durch E-Mobilität geprägte Zukunft vorbereiten wollen und planen die entsprechend notwendige Ladeinfrastruktur in Ihrem Parkhaus zu implementieren, dann dienen Ihnen die Leitfragen dieser Checkliste als erste Orientierung vor der Fachplanung. Die nachfolgenden Leitfragen und dazugehörige Beschreibungen geben Ihnen eine Hilfestellung, um Schritt für Schritt die nötigsten Informationen und Entscheidungsgrundlagen zusammenzutragen, die Sie vor der eigentlichen Umsetzung benötigen.

01

Standort

Wie hoch ist die Auslastung meines Parkhauses? Die Auslastung des Parkhauses bestimmt wie viele Parkplätze mit Ladeinfrastruktur ausgestattet werden sollten. Wenn das Parkhaus eine regelmäßige Vollauslastung erfährt, dann empfiehlt es sich bis zum Jahr 2030 ca. 30 % des vorhandenen Parkraums mit Ladeinfrastruktur auszustatten.

Wie lange ist die durchschnittliche Parkdauer im Parkhaus? Die Parkdauer beeinflusst direkt die Ladedauer, woraus sich wiederum die benötigte Leistung der zu installierenden Ladeinfrastruktur ergibt. Ist die durchschnittliche Park- bzw. Ladedauer nicht bekannt, können Näherungswerte durch die Parkhausumgebung abgeleitet werden – so lässt langfristig genutzte Infrastruktur in der Nähe (z. B. Flughafen, Arbeitsstätten) auf eine entsprechend lange Parkdauer schließen.

02

Technik

Wie groß ist der im Parkhaus vorhandene Trafo? Die Trafogröße gibt vor wie viel Ladeleistung an den einzelnen Ladepunkten zur Verfügung gestellt werden kann. Der Einsatz eines intelligenten Ladelastmanagements erweitert hierbei den technisch realisierbaren Spielraum.

Entspricht die Trafoleistung den Herstellerangaben? Unter Umständen kann die tatsächliche phasenbezogene Trafoleistung von den Herstellerangaben abweichen. Daher ist die Durchführung einer phasenbezogenen Spannungsprüfung am Trafo unerlässlich.

Ist im Parkhaus ein Starkstromanschluss vorhanden? Teilweise wird für die Realisierung von Ladeinfrastruktur ein Starkstromanschluss benötigt.

03

Strategie

Planen Sie bidirektionales Laden zu ermöglichen? Parkhäuser haben dank der Ladekapazität der dort abgestellten BEV (Battery Electric Vehicle) ein enormes Potenzial im Bereich des bidirektionalen Ladens, so können die Fahrzeuge bei Bedarf auch wieder netzdienlich Entladen werden und somit perspektivisch eine wichtige Rolle durch Teilnahme an Energie- und Leistungsmärkten (im Redispatch-Prozess, durch Bereitstellung von Regelleistung und -Arbeit) einnehmen. Bei der Implementierung der dafür notwendigen Voraussetzungen können frühzeitig Weichen für später etablierbare Geschäftsmodelle gestellt werden.

04

Wirtschaft

Können anliegende Geschäfte an der Herstellung der Ladeinfrastruktur beteiligt werden? Die Herstellungskosten der Ladeinfrastruktur ist mit erheblichen Kosten verbunden, welche alleine über die Parkplatzmiete und den Stromverkauf nicht in einem angemessenen Zeitrahmen amortisiert werden können, daher gilt es alternative Einnahmequellen zu finden.

Soll es möglich sein, zusätzliche Ladeleistung zu kaufen? Mittels intelligenten Ladelastmanagement können einzelne Ladepunkte priorisieren werden und somit z. B. Kunden mit höherer Zahlungsbereitschaft höhere Ladeleistungen abrufen, wodurch kürzere Ladezeiten erreicht werden.

Soll eine Reservierungsfunktion realisiert werden?

05

Weiterführende Informationen

Die Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur koordiniert im Auftrag des BMDV unter dem Dach der NOW GmbH alle Aktivitäten zum Ausbau der Ladeinfrastruktur in Deutschland. Hier finden Sie weitere Informationen und Unterstützung bei der konkreten Planung und Umsetzung Ihrer Ladeinfrastruktur:

<https://nationale-leitstelle.de/https://nationale-leitstelle.de/>

<https://www.now-gmbh.de/sectoren-themen/mobilitaet-infrastruktur-bereitstellung/ladeinfrastruktur/>

Förderfinder:

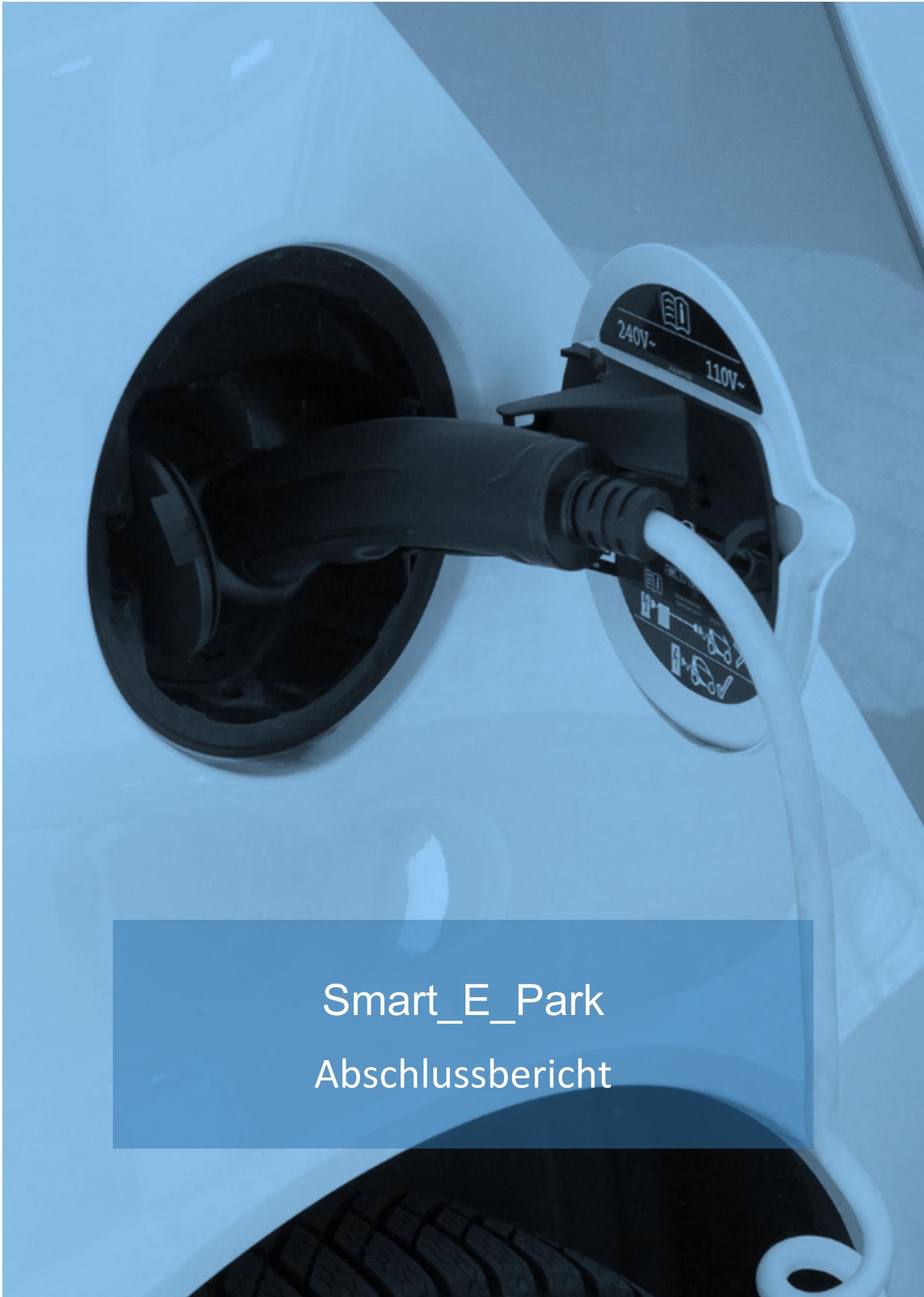
<https://www.now-gmbh.de/foerderung/foerderfinder>

Der technische Leitfaden von DKE et al. vom Oktober 2021: „LADEINFRASTRUKTUR ELEKTROMOBILITÄT“ behandelt aus technischer Sicht die Aspekte des Ladens, Planung, Betrieb von Ladesäulen: <https://www.vde.com/resource/blob/988408/87ed1f99814536d66c99797a4545ad5d/technischer-leitfaden-ladeinfrastruktur-elektromobilitaet---version-4-data.pdf>

Im Leitfaden der e-mobil BW GmbH, der Landesagentur für neue Mobilitätslösungen und Automotive Baden-Württemberg „Eine schnelle Einführung in die Welt der Elektromobilität-Basiswissen kurz gefasst“ (Februar 2021) werden ergänzend auch Fahrzeug- und Antriebskonzepte und die Transformation der Automobilwirtschaft beleuchtet: [https://www.e-](https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/e-mobilBW_Leitfaden_Eine_schnelle_Einfuehrung_in_die_Welt_der_Elektromobilitaet.pdf)

[mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/e-mobilBW_Leitfaden_Eine_schnelle_Einfuehrung_in_die_Welt_der_Elektromobilitaet.pdf](https://www.e-mobilbw.de/fileadmin/media/e-mobilbw/Publikationen/Studien/e-mobilBW_Leitfaden_Eine_schnelle_Einfuehrung_in_die_Welt_der_Elektromobilitaet.pdf)

Für Investoren: Das FlächenTOOL ist eine digitale Plattform, die über potentiell für den Ausbau von Ladeinfrastruktur geeigneten Liegenschaften informiert: <https://www.now-gmbh.de/sectoren-themen/mobilitaet-infrastruktur-bereitstellung/ladeinfrastruktur/>



Smart_E_Park
Abschlussbericht

Projektergebnisse

AP1 - Wissenschaftliche Projektbegleitung und Transfer

Im Zuge der Sanierung des Parkhaus P1: Langer Graben, die 22 Monate andauerte, wurde im Rahmen dieses Pilotprojekts eine der vier Parkebenen mit 108 Parkflächen exemplarisch vollständig mit Ladepunkten mit intelligenter Netzanbindung ausgestattet (vgl. Abbildung 3). Des Weiteren wurden alle der knapp 500 Stellplätze für eine potentiell notwendig werdende Erweiterung der Anbindung an die E-Ladeinfrastruktur vorbereitet. Es wurden E-Ladesäulen installiert, die über je zwei Ladepunkte mit maximal 22 Kilowatt Ladeleistung verfügen.



Abbildung 3: Sanierte Parkplätze mit Ladepunkt Parkhaus Langer Graben (Bildquelle HFT-Stuttgart).

Die Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH betreiben in Schwäbisch Hall in sechs Parkhäusern und auf mehreren Parkplätzen über 2.800 Stellplätze und hatten im Jahr 2021 Einfahrtszahlen von über 1,3 Mio. Fahrzeugen. Vier der Parkhäuser sowie ein Parkplatz sind mit E-Ladestationen ausgestattet. Im Jahr 2021 starteten Maßnahmen zur Wiederbelebung der Haller Innenstadt. Bspw. konnte vom 15.07. bis zum 15.10. innerhalb der Parkhäuser und Parkplätze der Stadtwerke Schwäbisch Hall kostenfrei geparkt werden. Zudem wurden die Kasenautomaten der Stadtwerke für kontaktloses Bezahlen aufgerüstet. Auch mobiles Bezahlen per Apple- und Google-Pay ist nun möglich. Eine Kostenreduktion wurde auch durch Wechsel zu Kartenzahlterminals erreicht.

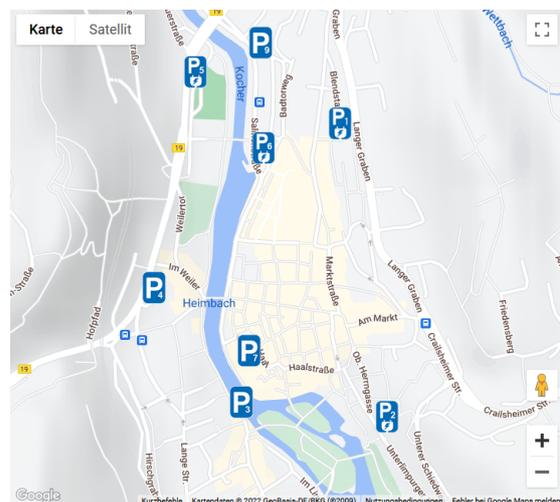


Abbildung 4: Parkplätze in der Haller Innenstadt; Quellen: Google, <https://stadtwerke-hall.de/parkmoeglichkeiten/>, zuletzt abgerufen: 29.09.2022

Mit der HallCard ermöglichen die Stadtwerke Schwäbisch Hall dabei das bargeldlose Parken auf allen von den Stadtwerken bewirtschafteten Parkeinrichtungen sowie der Bäder im Stadtbereich. Seit Anfang 2021 ist die HallCard auch als E-Mobilitätskarte nutzbar. Weitere Vorteile der HallCard sind UHF-Aufkleber für die Windschutzscheibe zur automatisierten Öffnung der Schranken und minutengenauer Abrechnung der Parkzeit. Mit der HallCard wird das Parken an Sonn- und Feiertagen kostenfrei für Nutzer. Auch der Einzelhandel erstattet oft einen Teil der Parkgebühren. Zusätzliche Elektrotankstellen runden das Angebot der Stadtwerke ab.

AP1.1 - Unterstützung bei der Planung und Umsetzung

Die Durchführung des Vorhabens fand vom 15.11.2020 bis zum 30.09.2022 statt. Inhalt des Projekts war die wissenschaftliche Begleitung der Umsetzung der Sanierungsmaßnahme im Parkhaus „Langer Graben“. Die Umsetzung der Ladeinfrastruktur wurde von den SSH und deren Partnern durchgeführt. Durch Lieferengpässe konnte der zeitliche Rahmen nicht ganz eingehalten werden, die HFT war dabei stets in die aktuellen Entwicklungen eingebunden. Die Installation der Ladeinfrastruktur sowie des Monitorings erfolgte nach der Lieferung innerhalb weniger Monate, sodass der Zugriff auf die Ladeinfrastruktur im November bereitgestellt werden konnte.



Abbildung 5: Wiedereröffnung „Langer Graben“ (von links): Stadtwerke-Geschäftsführer Ronald Pfitzer, Landrat des Landkreises Schwäbisch Hall Gerhard Bauer, Stadtwerke-Abteilungsleiter Peter Busch, Stadtwerke-Geschäftsführer Gebhard Gentner und Oberbürgermeister von Schwäbisch Hall Daniel Bullinger; Quelle: Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH, Geschäftsbericht 2021.

Für die Umsetzung des Ladelastmanagement und des Monitorings wurde von den SSH die Firma enisyst GmbH beauftragt. enisyst ist ein Tochterunternehmen der Stadtwerke, das sich auf smarte Energiemanagementlösungen spezialisiert hat. In der Planungsphase des Forschungsprojekts wurde von der enisyst GmbH zusammen mit der HFT ein Prototyp des Ladelastmanagement Algorithmus in einer Software-in-the-Loop Umgebung getestet. Das erfolgreiche Testszenario war die Grundlage für weitere Arbeiten in „Smart_E_Park“. Des Weiteren wurde zusammen mit enisyst die Datenbankstruktur, die Datenerfassung sowie die Umsetzung des Systems auf einer virtuellen Maschine konzipiert. Dies ermöglicht der im Projekt entwickelten App, die Daten in einem einheitlichen Datenformat (JSON) abzurufen, zu visualisieren und via API bereitzustellen.

Um Kosten und Ressourcen (Kupferkabel) zu sparen, wurde ein Verteilsystem mit vernetzten Unterverteilern für jeweils bis zu fünf Ladepunkte umgesetzt und auf Hausanschluss-, Parkdeckverteiler- und Unterverteilerebene mit einem kaskadierten intelligenten Ladelastmanagement ausgestattet. Das Parkhaus konnte am 15. Oktober 2021 wieder öffnen. Sanierungsgegenstand war neben der Erneuerung der gesamten Technik insbesondere auch ein helleres Erscheinungsbild und die Integration eines Farbleitsystems zur besseren Orientierung.

Spezifikation des Systems:

Als Wallboxen kommen zum Einsatz: EVE Double Pro-Line und EVE Single Pro-Line mit Zuleitung 22 kW, 5x6 mm².

Der Aufbau der Verteilerschränke (IP54) erfolgte mit dem intelligenten Stromverteiler eni.hub der enisyst GmbH, mit 3 Verteilerfeldern und bis zu 24 Abgängen. Ein Einbau von Smart Meter Gateways ist vorgesehen. Pro Verteiler sind 18 Leitungsschutzschalter für die Wallbox EVE Double und 1 Leitungsschutzschalter für die Wallbox EVE Single installiert. Es sind sowohl Stromzähler mit Wandlerkern und dezentraler enisyst Controller eingebaut:

- 18 Eve Double, 1 Eve Single Verteiler in Ebene A,
- 20 Eve Double, 4 Eve Single Verteiler Ebene B,
- 14 Eve Double Verteiler in Ebene C

Der Netzwerkschrank wird von den SSH beigestellt und verwaltet (Spezifikationen: 19 Zoll (IP65), mit Sichttür und Patchpanel für 24 RJ45 Leitungen mit Lichtwellenleiteranschluss).

AP1.2 - Datenbeschaffung: EV-Ladedateninformation aus Monitoring

Das Ziel von AP 2.3 war die Simulation des Parkhauses mit Ladeinfrastruktur zur Betrachtung verschiedener potentieller BEV Park- und Ladeszenarien. Die benötigten Inputs für die Simulation wurden dabei in drei Kategorien unterteilt:

1. Fahrzeugspezifische Daten:

- Quantitative Daten (Anzahl registrierter Fahrzeuge in Deutschland),
- Baujahr,
- Bauform,
- Reichweite,
- Batteriekapazität,
- Verbrauch,
- Leistungsaufnahme (Anzahl Phasen und maximale Ladeleistung),
- Anschaffungskosten.

2. Elektrische Ladepprofile:

- Ladepprofile von EV an teilöffentlichen Ladesäulen,
- Ladedauer (zur Abschätzung des Ladeverhaltens),
- Maximale Ladeleistung.

3. Belegung von teil- und öffentlichen Parkhausanlagen:

- Belegung des Parkhauses in Abhängigkeit von der Zeit,
- Parkdauer.

Die fahrzeugspezifischen Daten wurden dabei sowohl direkt von den Herstellern bezogen, als auch von der EV-Database [7], einem Anbieter von fahrzeugspezifischen Daten. Die elektrischen Ladepprofile wurden von der enisyst GmbH bezogen und bereitgestellt, da an ihrem Firmenstandort ein Ladesäulen-Monitoring bereits seit längerem im Einsatz ist. Mit dem Voranschreiten des Projektes wurden nach und nach auch die Daten der Ladesäulen im Parkhaus „Langer Graben“ zugänglich. Für die Simulation der Parkraumbellegung wurden zunächst Belegungsdaten von Musterparkhäusern in Köln [8] und Münster [9] verwendet. Gegen Projektende konnte eine Schnittstelle zur Live-Datenerhebung und -historisierung für das Parkhaus „Langer Graben“ geschaffen werden.

AP1.3 - Skalierbarkeit & Übertragbarkeitspotential

Der Erkenntnisgewinn des Forschungsprojekts „Smart_E_Park“ hat verschiedene Lösungen und Entwicklungen angestoßen. Hierbei stellt sich auch die Frage der Verallgemeinerung. Wie können die

Ergebnisse, Lösungen und Anwendungen eines Forschungsprojektes dazu beitragen, zukünftige Umsetzungen effizienter und normierter zu gestalten. Aus den Projekterfolgen resultierend lassen sich drei Skalierungspotentiale besonders hervorheben:

1. Monitoring der Parkraum- & Ladeinfrastruktur

E-Ladeinfrastrukturen bietet die Möglichkeit Ladevorgänge genau zu erfassen. Die hierbei historisierten Daten lassen zum Teil auf den Fahrzeugtyp zurückschließen, aber auch auf das Lade- und Nutzerverhalten (AP2 - KI basierte Optimierung des Ladelastmanagements mit Smart Grid Anbindung). Kombiniert mit weiteren Merkmalen, wie den Standort, das Wetter und die Auslastung der E-Ladeinfrastruktur, können Simulations- und Prognosemodelle entwickelt bzw. validiert werden. Mit diesen Erkenntnissen und der entwickelten Methodik sollen weitere Parkhäuser in Schwäbisch-Hall mit einer E-Ladeinfrastruktur ausgestattet werden. Für die Planung soll hierbei das entwickelte Planungstool und Verfahren zum Einsatz kommen.

Das Monitoring, das im Projekt umgesetzt wurde, stellt dabei ein resilientes System dar, das Nutzer:innen einen Überblick via App (AP5 - Entwicklung mobile Applikation) über die aktuelle Park- und Ladesituation gibt. Die Resilienz ist durch ein Überwachungsalgorithmus (AP3 - Monitoring und Optimierung) gegeben, der die Daten auf ihre Qualität und die Konsistenz überprüft. Der Algorithmus kann dabei verschiedene Schnittstellen zu Fehlermeldung verwenden, in unserem Fall handelt es sich um den Messenger-Dienst, in dem ein Bot implementiert ist. Die Übertragung der Methodik auf weitere Parkhäuser ist dabei problemlos möglich. Aus der Perspektive der Skalierbarkeit macht es Sinn, alle Parkhäuser mit einem Monitoring dieser Art auszustatten, da so der Weg für zukünftige Geschäftsmodelle geebnet werden kann.

2. Prognose/Simulation der Auslastung von Parkraum- & Ladeinfrastruktur

Skalierung: Die Umsetzung der entwickelten Methodik würde bedeuten, dass die Speicherkapazität und der Ladebedarf von Parkhausanlagen zukünftig für ganze Städte und Regionen prognostizierbar wären. Damit ist eine aktive Netzentlastung und die Vermeidung der Abregelung von erneuerbaren Energien besser umsetzbar. Des Weiteren würde so das Potential, der gekoppelten energetischen Speicherung weiter gefördert werden. Parkhäuser wären so nicht mehr nur dynamische Stromsenken, sondern auch dynamische Batterien, die positive und negative Regelleistung beziehen und abgeben können. Parkhausanlagen sind zum Teil direkt an das Mittelspannungsnetz erschlossen, was im Umkehrschluss eine bessere Einbindung in die Stromnetzstabilisierung mit einem signifikanteren Wirkungsbereich bedeutet. Dieser energetische Kontext bietet außerdem im Rahmen von Prognosen spezifischer Lastgänge die Möglichkeit, am Strommarkt aktiv zu werden. Dies stellt eine Möglichkeit dar, die Kosten für die Strombeschaffung zu reduzieren.

Übertragbarkeit: Die Parkhaussimulation ist für die Planung von E-Ladeinfrastrukturen sowie der Ladelastabschätzung problemlos auf andere Parkhäuser übertragbar. Wichtig hierbei ist jedoch, dass parkhausbezogene Daten für eine genaue Analyse herangezogen werden. Speziell geht es hierbei um die Belegungsdaten.

3. Anwendung und Umsetzung von Business-Modellen

Die entwickelte App (AP5 - Entwicklung mobile Applikation) stellt eine einfach zu skalierende Komponente dar, die durch Ausbau der Funktionalität (Lade Priorisierung, Flexible Ladetarife für die Bereitstellung von Flexibilität) und einbinden weiterer Ladeinfrastruktur deutlich mehr Reichweite generieren kann. Des Weiteren kann das System eine Blaupause für andere Betreiber:innen von Ladeinfrastruktur und Parkhäusern bieten. Das Konzept der Nutzung des Parkhauses als „Mobilitäts-Hotspot“ (AP4 - Wirtschaftlichkeitsanalyse und Betreibermodelle) in Kooperation mit Sharing-Unternehmen kann Parkhausbetreiber:innen nicht nur einen erhöhten Kundennutzen bieten, sondern kann zudem Zusatzeinnahmen durch die Vermietung der bereitgestellten Flächen und gewerbliche Ladevorgängen generieren. Dieses Konzept ließe sich auf eine Vielzahl innerstädtischer Parkhäuser übertragen. Ein Poolbetrieb und die Teilnahme an Energie- und Leistungsmärkten lässt sich auf verschiedenste Parkhäuser sowie generell auf Ladepunkte mit gleicher Betreiberstruktur übertragen und nach oben beliebig skalieren. Dies ermöglicht Einsparungen beim Strombezug (z.B. durch Teilnahme am Sekundärregelleistungs-Arbeitsmarkt) bei gleichzeitiger Netzdienlichkeit. Eine Skalierung ist in diesem Fall sogar notwendig, um auf genügend Fahrzeuge zurückgreifen zu können, damit zum einen die Eintrittshürden (Mindestleistung) erfüllt werden als auch die notwendige Flexibilität bereitgestellt werden können. Das bidirektionale Laden bietet weitere Impulse und Möglichkeiten, u.a. um an Energie- und Leistungsmärkten als Prosumer aktiv zu werden.

AP1.4 - Transfer

Zusätzlich zu den in AP1.3 - Skalierbarkeit & Übertragbarkeitspotential beschriebenen Erkenntnissen und weiteren Maßnahmen sind die innerhalb der Projektlaufzeit entstandenen Publikationen, Konferenzbeiträge und Zeitungsartikel im Kapitel „Verwertung“ dargestellt.

Weitere Transferpotentiale auch über die Projektlaufzeit hinaus bietet insbesondere die iCity Partnerschaft der HFT. In einem vom BMBF geförderten Projekt laufen im Zeitraum von 2017 – 2025 über 30 Forschungsprojekte mit einem Gesamtprojektvolumen von über 10 Millionen Euro. Über 65 Partner:innen sind dabei im Themenfeld der Intelligenten Stadt in unterschiedlichen Konstellationen eingebunden und können sich im Sinne der Professionalisierung des Partnerschaftsmanagements proaktiv miteinander vernetzen. Die Stadtwerke Schwäbisch Hall sind dabei ein aktiver Teil von iCity mit den laufenden Projekten IQG4iCity und DiaOpt4iCity, die sich mit der Wärmenetzoptimierung der Katharinenvorstadt in Schwäbisch Hall beschäftigen. Eine organische Multiplikation der Ergebnisse in der iCity Partnerschaft ist daher gegeben.

AP2 – KI-basierte Optimierung des Ladelastmanagements mit Smart Grid Anbindung

AP2.1 - Datenanalyse, Fehleranalyse sowie Aufbereitung gesammelter Daten

Die in AP1 konsolidierten Datensätze wurden geprüft, aufgearbeitet und bei Bedarf in eine maschinenlesbare Form transformiert. Nach AP 1.2 wurden die fahrzeugspezifischen Daten, die von der EV-Datenbank bezogen wurden, durch die Herstellerdaten verifiziert. Bei den elektrischen Ladeprofilen erfolgte eine Überprüfung der Leistungsangaben durch die Länge des Profils und des jeweiligen Wertes. Kurze Ladeprofile zeugen von einem unterbrochenen Ladevorgang. Negative Werte auf eine Fehlerinterpretation durch das Zählsystem.

Für die Parkraumbelastung konnten zu Projektbeginn die Belegungsdaten des Parkhauses „Langer Graben“ nicht abgerufen werden, da dies sich zu dem damaligen Zeitpunkt in der Sanierung befand. Aus diesem Grund wurden Dummy-Daten über das OpenData-Programm in NRW von den Städten Köln sowie Münster bezogen. Die einzelnen Datensätze wurden aufgearbeitet und erweitert. Die Datensätze (Belegungsdaten) der Parkhäuser in Köln und Münster wurden um die jeweiligen Wetterdatensätze sowie die EV-Datenbank (technische Daten, Anzahl registrierter Fahrzeuge in Deutschland, Herstellerschlüsselnummer und Typschlüsselnummer) ergänzt. Die Ladeprofile wurden von der enisyst GmbH und den SSH als Zählerprofile der akkumulierten Energiemenge in 10-Minutenschritten für die jeweilige Ladesäule bereitgestellt. Die einzelnen Profile werden extrahiert, indem der Ladeabschluss detektiert wird.

Fehlgeschlagene Ladevorgänge entstanden sehr wahrscheinlich durch eine unsaubere Spannungsversorgung sowie durch das Entriegeln des Fahrzeuges und haben sich dadurch ausgezeichnet, dass ein Ladevorgang oft nur eine sehr geringe Leistung in einem Zeitschritt aufzeigte. Diese wurden aus dem Datensatz entfernt. Die aus diesem Prozess gewonnenen Profile stellen einen vergleichbaren, zeitlich definierten Ladevorgang dar.

AP2.2 - Klassifizierung von Fahrzeugen zur Bestimmung der Ladekapazität

Mittels der guten Datenbasis durch das Monitoring der Ladestation von enisyst sowie aus dem Parkhaus „Langer Graben“ in Schwäbisch Hall konnten die Ladeprofile und die daraus resultierende geladene Energiemenge, sowie Rückschlüsse auf Fahrzeugtypen erhoben werden. So handelt es sich bei Fahrzeugen mit einer maximalen Ladeleistung von 3,6 kW in über 95% der Fälle um Plugin-Hybrid-Fahrzeuge die eine Batteriekapazität von 10-15 kWh aufweisen. Die durchschnittliche Beladung der Fahrzeuge liegt in diesem Fall bei ca. 9,5 kWh, was bedeutet, dass die Batterien beim Anschluss an eine Ladesäule zumeist (in ca. 80% der Fälle) nahezu komplett entladen sind. Bei Fahrzeugen mit einer Ladeleistung von mehr als 3,6 kW handelt es sich überwiegend um BEVs. Die Ladeprofile werden nach ihrer maximalen Ladeleistung separiert und anschließend mit dem Verfahren „K-MEANS“ geclustert. „K-MEANS“ ist ein Algorithmus aus dem Bereich des Machine Learning (ML), der die Ladeprofile nach Ähnlichkeiten sortiert. Hieraus ergeben sich in der Regel drei primäre Cluster. 1. Fahrzeuge mit einer geringen Ladedauer (ca. 1-3 Stunden), 2. Fahrzeuge mit einer mittleren Ladedauer (ca. 3-6 Stunden) und 3. Fahrzeuge mit einer langen Ladedauer (ca. 6-10 Stunden und mehr), wobei anteilig nur sehr wenige Fahrzeuge tatsächlich länger als 6 Stunden laden.

AP2.3 - Parkhaussimulation: Erstellung eines Modells für Ladelastmanagement auf Basis Erkennung von EV

Ziel: Die Entwicklung eines Modells zur Berechnung von Ladelasten in Parkhäusern soll auf Basis statistischer und stochastischer Methoden den zeitlich aufgelösten anfallenden Ladelastbedarf

prognostizieren. Das Modell kann Last- und Bedarfsprofile generieren, um die intersektorale Planung für eine Strommarktbelastung zu vereinfachen.

Kurzbeschreibung: Um mögliche Lasten für Parkhausanlagen mit einer Ladeinfrastruktur zu definieren, werden neben den technischen Daten (Anzahl der Ladeinfrastruktur, Leistung der Ladesäulen, etc.) statistische Informationen zur Belegung, Parkdauer und individueller Beladung herangezogen [10]. Diese Informationen werden aus unterschiedlichen bestehenden Datenquellen genutzt und finden Einzug in das Modell. [11][12]

Für die Bestimmung der Belegung von Parkhäusern werden Daten des Parkhausleitsystems genutzt. Hierdurch ist es möglich, die zeitliche Auslastung von Parkhäusern zu erfassen. KI-Anwendungen ermöglichen es, Auslastungsszenarien der Parkhäuser zu berechnen. Anhand historischer Daten lernt der Algorithmus die temporären Belegungsmuster, welche eine Prognose ermöglichen, mit der sich ein Belegungsprofil des Parkhauses ableiten lässt [13]. Diese Prognose stellt die Stütze für weitere Berechnungen dar. So wird für die genaue Anzahl der im „Langen Graben“ tatsächlich parkenden Fahrzeuge auf einen entsprechenden BEV-Datensatz zugegriffen. Eine gewichtete Stochastik (die Gewichte stellen hierbei den Fahrzeugpreis sowie die registrierte Menge der Fahrzeuge in Deutschland dar) hilft hierbei bei der Auswahl der BEVs. Der SOC (State-of-Charge) stellt nach aktuellem Stand der Ladekommunikation eine Unbekannte dar, weshalb dieser im Modell selber keine tragende Rolle für die Ladeinfrastruktur spielt. Jedoch ist er für die statistische und stochastische Entscheidung relevant. Dies bedeutet, dass dem ausgewählten Fahrzeug aktuell stochastisch ein SOC zugewiesen wird, allerdings nur, um damit die Lade- und Parkdauer einzugrenzen sowie um das Ladeprofil mit der Leistungsabhängigkeit darzustellen.

Diese Daten werden an die `Charging_Lib` übergeben, einem im Modell integrierten Prozess zur Berechnung des Fahrzeugladestands durch ein spezifisches Ladeprofil und der jeweiligen Leistung pro Phase. Abhängig vom Zeitschritt gibt die `Charging_Lib` somit den neuen SOC im Modell an das simulierte Fahrzeug zurück. Dieser Prozess erfolgt auch bei der Berechnung von ganzen Flotten individuell auf Fahrzeugebene. Die neuen Daten werden in einer Matrix zwischengespeichert und nach jedem Iterationsschritt überschrieben. Um dabei auch die Dynamik in einem Parkhaus zu simulieren, muss ein reger Fahrzeugwechsel simuliert werden, der durch ein stochastisch gewichtetes Prinzip erfolgt. Primäre Parameter hierbei sind die Belegung, der SOC sowie die Parkdauer. In einem ersten Schritt wird die Belegung geprüft. Steigt die Anzahl der Fahrzeuge oder stagniert sie, erfolgt eine gewichtete Entscheidung für den Wechsel des BEV im Modell. Indikatoren für die Gewichtung sind hierbei die Parkdauer und der SOC. Wenn die Belegung des Parkhauses fällt, greift dasselbe Prinzip, jedoch wird die aktuelle Fahrzeugmenge auf die aktuelle Belegung angepasst. Die Gewichtung für diese Entscheidungsmatrizen ist derzeit statisch und muss in potentiellen Folgeprojekten untersucht werden. Konkret sind weitere Entwicklungen bei der Prozessoptimierung nötig, bspw. bei der Parametrisierung der Gewichtung. Die geladene Leistung der Fahrzeuge wird anschließend als Lastprofil wiedergegeben, jedoch können auch ladesäulenspezifische Ausgaben gemacht werden. Das Ergebnis des Modells ist ein Lastprofil, das sich durch die Akkumulation der einzelnen Ladeprofile ergibt. In der zukünftigen Weiterentwicklung des Modells sollen die statischen stochastischen Gewichte durch dynamische ergänzt werden um aktuelle Trends und Veränderungen im Ladeverhalten darzustellen (bspw. ein Rückgang der Parkhausbelegung sowie ein geringerer Ladebedarf bei den Fahrzeugen). Weiterhin müssen die Schnittstellen zum Ladelastrmanagement ausgebaut werden, sodass eine Regulierung der Ladeleistung ermöglicht werden kann, wenn es diesen Bedarf. Das Modell der Ladelastrsimulation im Parkhaus ermöglicht es Ladeprofile durch die alltägliche Belegung zu simulieren. Die Ergebnisse können für die Planung und Umsetzung der Ladeinfrastruktur genutzt werden, für die Entwicklung von Geschäftsmodellen oder der intersektoralen Integration ebenso.

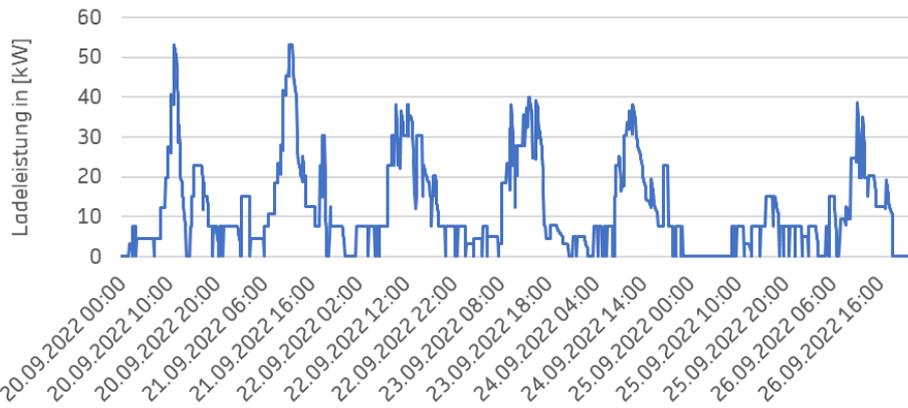


Abbildung 6: Ladelastprofil einer Woche eines Parkhauses mit 10 elektrifizierten Ladesäulen.

Umsetzung:

Die Simulation erfolgt in der Programmiersprache Python und arbeitet unter anderen mit den Standardbibliotheken zur Matrizenkalkulation und Datenverarbeitung (bspw. Numpy, Pandas, etc.). Die Umsetzung erfolgt als Klasse, welche es ermöglicht den entwickelten Code als Programmbibliothek zu importieren, welche die Anwendung in eigenen Umgebungen deutlich vereinfacht.

Die Klasse `simpark` beschreibt eine Programmbibliothek, die in ein Python-Skript importiert und aufgerufen werden kann. Diese umfasst weitere Subroutinen, die als Funktionen umgesetzt worden sind. Das Abrufen bzw. die Einbindung der Simulation erfolgte durch das aufrufen der `simpark`-Funktion.

```
sp = simpark(timestep= 15, cp_pitches= 100, timestamp_s= "2022-09-05
00:00:00", timestamp_e="2022-09-06 00:00:00")
df, Power_Demand, CS_Profile = sp.sim_garage()
```

Die Initiierung des Codes erfolgt über die Funktion `simpark()`. Für die Ausführung sind Standardwerte hinterlegt. Diese müssen ggf. angepasst werden. Der Zeitschritt (`timestep`) der Simulation wird in Minuten wiedergegeben. Aktuell beträgt der kleinste mögliche Zeitschritt, der für die Simulation angewendet werden kann, eine Minute und der größte 15 Minuten. Die Anzahl der Stellplätze (`cp_pitches`) sollte größer 10 sein, da andernfalls eine statistische Relevanz des Modells nicht gegeben ist. Der Simulationszeitraum kann über den Start- und Endzeitstempel festgelegt werden (`timestamp_s` und `timestamp_e`). Für den Berechnungszeitraum ist die einzige Begrenzung der Arbeitsspeicher des Rechners mit dem die Anwendung ausgeführt wird. Ein entsprechend großer Zeitraum sowie eine kleiner Zeitstempel verlängern die Rechenzeit derzeit noch deutlich.

Die enthaltenen Funktionen der Klasse `simpark` rufen sich in der weiteren Programmabfolge selber auf. Nachfolgend eine kurze Auflistung und Beschreibung der wichtigsten Unterfunktionen:

Belegungsfunktion (`occupany regression`)

Für die Parkhausbelegung wird ein Regressionsmodell verwendet, das auf historischen Daten basiert. Mittels Belegungsdaten wird ein ML-Algorithmus (Random Forest) trainiert, der mit 95 % Genauigkeit (bestimmt durch den Determinationskoeffizient) prädikativ die zukünftige Belegung wiedergeben kann.

Verteilung SOC (`capacity_roulette`)

Die Verteilung des aktuellen SOC erfolgt durch ein gewichtetes randomisiertes Modell. Die Gewichtung soll zukünftig aus Monitoringdaten erfasst werden, da im Projekt noch keine verallgemeinerte Aussage über das Ladeverhalten gemacht werden kann.

Stochastische Fahrzeugauswahl (rand_bev)

Im Datensatz des KBA ist der Fahrzeugbestand batteriebetriebener Fahrzeuge erfasst. Die Verteilung der Fahrzeuge nach diesem Datensatz wird als Gewichtung für die Fahrzeugauswahl genutzt. Hierbei handelt es sich derzeit ausschließlich um Bundesdaten. Zukünftig soll die Genauigkeit durch regionale Daten erhöht werden. rand_bev übernimmt diese Aufgabe und wählt so für die Anzahl der Fahrzeuge, die das Parkhaus neu belegen sollen, die jeweiligen Modelle und deren technischen Attribute aus. Die Fahrzeuge werden dann jeweils noch um eine randomisierte Parkdauer und einen SOC ergänzt. Der SOC stammt hierbei aus der Funktion capacity_roulette.

Belegungswechsel (prop_of_erase)

Ein Belegungswechsel kann durch zwei Bedingungen ausgelöst werden:

1. Die Parkhausbelegung nimmt ab
2. Randomisierter Wechsel

Sinkt die Zahl der Parkhausbelegung, wird anhand des SOC und der Parkdauer eine Gewichtung berechnet, die die Wahrscheinlichkeit für einen Wechsel bzw. die Reduktion eines Fahrzeuges erhöht. Außerdem gibt es randomisierte Ereignisse, die ohne gewissen Grund einen zufälligen Wechsel bzw. eine Reduktion herbeiführen.

Simulation des Betriebes (sim_garage)

In dieser Funktion erfolgt die Ausführung der oben genannten Funktionen in der richtigen Reihenfolge. Des Weiteren wird hier die importierte Ladesäulenbibliothek geladen, um spezifische Ladeprofile für Fahrzeuge abzufahren. Die Funktion gibt die bezogene Leistung für den betrachteten Zeitraum aus und ermöglicht außerdem eine Ausgabe der einzelnen Profile sowie eine ladesäulenbezogene Darstellung.

Fehlermeldungen (errors)

Diese Funktion umfasst einen Katalog an Fehlermeldungen, die aufgezeigt werden, wenn die Bibliothek falsch verwendet wird.

AP2.4 - Analyse von Optimierungsfaktoren und Bestimmung von Verbesserungspotenzialen

Die Validierung und Optimierung der Simulation erfolgte mit den Monitoringdaten des Parkhauses „Langer Graben“ in Schwäbisch-Hall. Die Daten des Parkhauses konnten ab November 2021 historisiert werden, eine maximale Auslastung der E-Ladeinfrastruktur wurde allerdings noch nicht erreicht, was die Validierung der Simulation erschwert. Um dennoch eine Validierung durchführen zu können, wurden die bereits erfassten Ladevorgänge untersucht, um Benchmarks für die Vergleichbarkeit zu identifizieren.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Ladedauer, die Parkdauer, die Ladeleistung und die beladene Energiemenge als Benchmark und Vergleichsindikatoren geeignet sind, um das Modell mit Realwerten zu validieren. Die durchschnittliche Ladedauer beträgt beispielsweise bei den gemessenen Werten 80 Minuten. In dem Modell beträgt diese 72 Minuten. Durch die Anpassung der Gewichte für die Stochastik, kann so das Modell an die Realität angepasst und validiert werden.

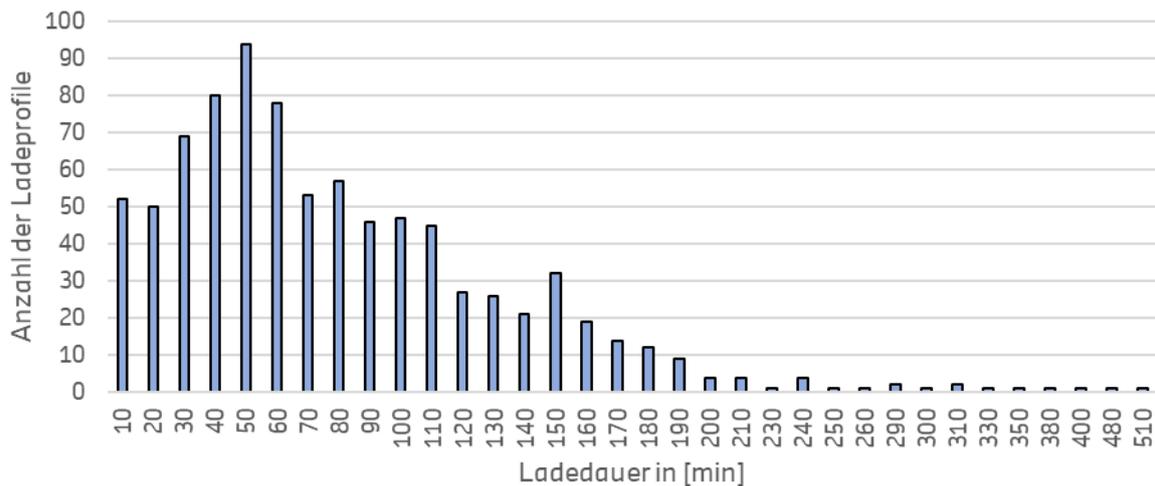


Abbildung 7: Anzahl der Ladeprofile und die damit verbundene Ladedauer im Parkhaus „Langer Graben“

Als weiteres Benchmark wurde die geladene Energiemenge genannt (vgl. Abbildung 8). Diese beträgt durchschnittlich 9,7 kWh. Im Simulationsmodell beträgt dieses im Durchschnitt 10 kWh. Der Mittelwert dient hier vorläufig als Orientierung. Langfristig soll die Verteilung der Werte in der Simulation sowie im Monitoring verglichen werden und so die Qualität des Simulationsmodells optimiert werden.

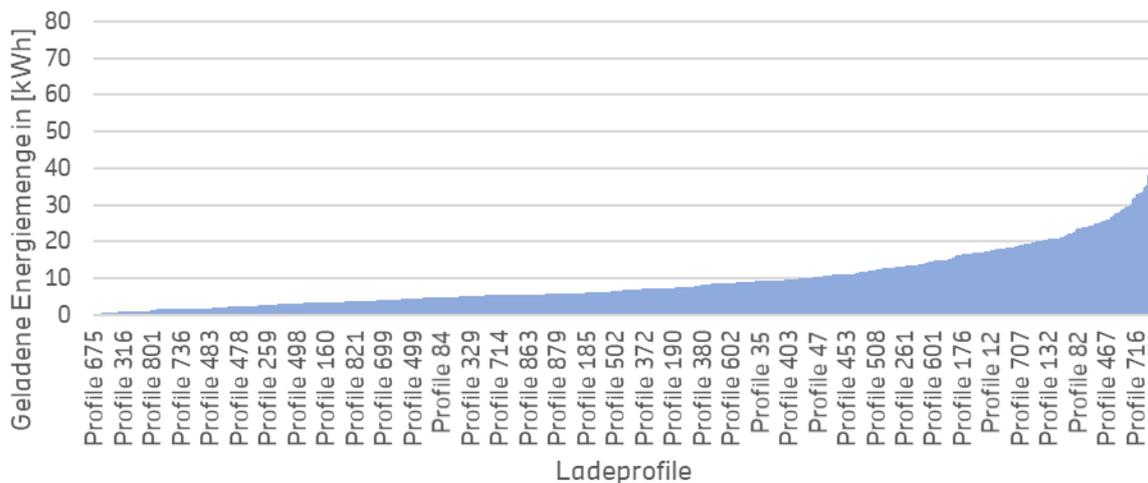


Abbildung 8: Durchschnittlich geladene Energiemenge aus dem Monitoring „Langer Graben“ Schwäbisch-Hall.

Am 20.09.2022 wurde von allen Projektbeteiligten eine in-situ Messung mit einer gleichzeitigen Auslastung durch 8 EV im Parkhaus „Langer Graben“ durchgeführt, die mit einer Quartierbegehung verbunden wurde, um den lokalen Bedarf und das Potenzial möglicher Folgeprojekte in Schwäbisch Hall zu besprechen (vgl. auch AP5.5).

Aus der Ladeleistung kann teilweise abgeleitet werden welche Fahrzeugtypen beladen werden. PHEV laden zumeist nur mit einer Leistung um die 4 kW und eine akkumulierte Energiemenge bis zu 15 kWh. Dies lässt sich nicht verallgemeinert aussagen, jedoch sind hier Tendenzen ersichtlich.

Aus den daraus gegebenen Informationen lässt sich eine Anwendungspyramide bilden, welche die Qualität der Simulation wiedergibt. Übergeordnet stellen die mittlere Ladedauer sowie die mittlere geladene Energiemenge ein Indikator für die Vergleichbarkeit dar. Die nächste Stufe stellt die Vergleichbarkeit für die jeweiligen Ladeleistungen dar. Eine weitere Detaillierungsstufe vergleicht die Gruppen der Ladedauer (vgl. Kapitel AP2.2 - Klassifizierung von Fahrzeugen zur Bestimmung der Ladekapazität) mit den jeweiligen Profilen aus der Simulation mit den Realdaten.

Die daraus gewonnenen Informationen, wie die Ladedauer, die Lademenge sowie die maximale Leistung sollen zukünftig die Gewichtung der jeweiligen Prozesse in der Simulation automatisiert beeinflussen. Für die Funktionen in Kapitel AP2.3 - Parkhaussimulation: Erstellung eines Modells für Ladelastmanagement auf Basis Erkennung von EV, die mit einer Gewichtung für die Fahrzeugauswahl, den SOC und die Ladedauer arbeiten, bedeutet dies eine Optimierung der Gewichtung und folglich genauere Simulationsergebnisse.

Aspekte der Gleichzeitigkeit beim Ladeprozess konnten aufgrund der geringen Auslastung des Parkhauses im Projektverlauf nicht als Benchmark genutzt werden. Eine Betrachtung anderer Parkhäuser in Ballungsräumen wird für Folgeprojekte vorgeschlagen.

AP3 - Monitoring und Optimierung

AP3.1 - Controlling von Monitoring-Daten zur Fehlererkennung

Die automatisierte Qualitätskontrolle von Monitoring Daten wird im Bereich der Energieforschung noch selten umgesetzt. Datenfehler werden oft erst bei der Anwendung zur weiteren Auswertung entdeckt [14]. Häufig werden manuelle visuelle Messdatenkontrollen durchgeführt, wie in Lindig et al. beschrieben [15]. In anderen datenintensiven Forschungsbereichen, wie der Klimaforschung [16] und der Meeresforschung [17], [18] sowie der Medizin [19], [20] ist die Anwendung deutlich weiter fortgeschritten. Im Bereich der Energieforschung gibt es jedoch auch Versuche, dedizierte Systeme zu implementieren. So haben Shrivastava et al. [21] einen mehrstufigen Ansatz entwickelt, der sich ebenfalls auf ML-Techniken stützt und versucht, durch heuristische Optimierung den Aufwand zu reduzieren. Die Anwendung auf breiterer Ebene steht jedoch noch aus.

Im Forschungsprojekt „Smart_E_Park“ wurde, um eine gleichbleibende Qualität der Daten zu gewährleisten, eine automatisierte Fehlerprüfungsroutine implementiert. Dabei läuft auf einem Cloud-Server ein Python-Skript, das die Monitoring-Datenbank täglich für die letzten 24 Stunden auswertet. Es prüft, ob vordefinierte Minimal- und Maximalwerte (vgl. Tabelle 1) nicht überschritten werden und ob die Messwerte iterieren, um zu verhindern, dass "eingefrorene" Werte aufgezeichnet werden.

Tabelle 1: Auszug der entsprechenden Sensorliste mit vordefinierten Min-/Max-Werten.

id_Sensors	min	max	Unit	Sensor
10000200	0	30	kW	A:PW3zIAIfen1_Power
10000500	0	10	kWh	A:KWHA3zIAIfen1_energy
10000201	0	30	kW	A:PW4zIAIfen2_Power
10000501	0	10	kWh	A:KWHA4zIAIfen2_energy
10000202	0	30	kW	A:PW5zIAIfen2c2_Power
10000502	0	10	kWh	A:KWHA5zIAIfen2c2_energy
10000203	0	30	kW	A:PW6zIAIfen3_Power
10000503	0	10	kWh	A:KWHA6zIAIfen3_energy

Die Ergebnisse der Fehleranalyse werden in einer Logdatei dokumentiert und die zuständige Personalie via Messenger Benachrichtigung (z.B. mit Telegram, vgl. Abbildung 9) bzw. Email informiert.

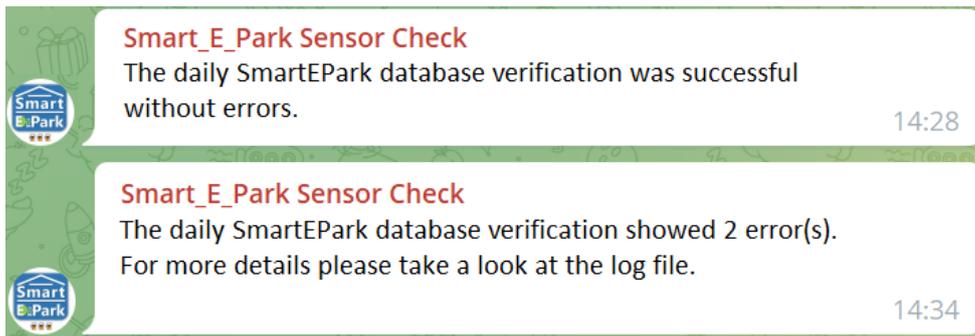


Abbildung 9: Bot zur Verifizierung von Überwachungsdaten, implementiert in der Telegram-Messenger-App.

Dabei zeigte sich, dass die automatische Qualitätskontrolle der Messdaten im Laufe dieses Forschungsprojekts sich als sehr nützlich erwiesen hat. Es wurden am Anfang nach Inbetriebnahme mehrere Ausfälle von Controllern festgestellt, die andernfalls zu einem Verlust von Daten über einen längeren Zeitraum geführt hätten. Es hat sich auch gezeigt, dass die Grenzwerte aufgrund von unerwartetem Verhalten der Messensoren (z.B. unrealistische negative Spannungsmessungen zu Beginn jedes Ladevorgangs, die herausgefiltert werden mussten) mehrmals nachjustiert werden mussten. Außerdem wurde erkannt, dass die automatische Qualitätsprüfung der Überwachungsdaten so gestaltet sein muss, dass sie den Benutzer nicht mit Meldungen überflutet, um den Fokus auf das Wesentliche zu lenken. Die Zusammenfassung der Fehler über einen oder mehrere Tage in einer Meldung mit weiteren Details in Logdateien kann hier Abhilfe schaffen.

Die Nutzung dieser automatisierten Messdatenkontrolle wird in zukünftigen Monitoring Projekten beibehalten und durch die Anwendung von Methoden des ML ergänzt. Dafür wurden bereits im Rahmen von „Smart_E_Park“ Ansätze der Mustererkennung von Fehlerwerten sowie die statistische Aufbereitung von Fehlerwerten entwickelt, jedoch noch nicht abschließend in den laufenden Betrieb implementiert. Dies wird in Zukunft helfen, Fehlerquellen schneller zu identifizieren und vorherzusagen.

AP3.2 - Datenbankstrukturen: Aufbereitung von Daten

Die Messdaten werden in einer cloudbasierten MySQL-Datenbank gespeichert. Dabei wird von 325 Messpunkten die Leistung in [kW], die Energie in [kWh] und der Strom in [A] aufgezeichnet. Das Schema ist in Abbildung 10 abgebildet.

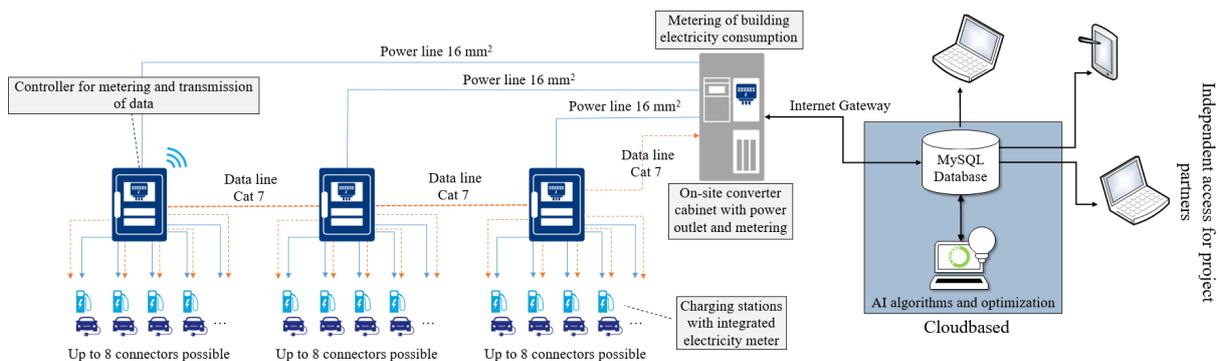


Abbildung 10: Monitoring Schema.

Alle Projektpartner haben Zugriff auf diese Daten. Die Auswertung kann entweder über einen direkten Zugriff auf die Datenbank mittels Python und grafischer Auswertung (z.B. Grafana) oder mit dem

Monitoring Tool Monisoft erfolgen. Die Datenbank wurde entsprechend der Spezifikationen für den Zugriff mittels Monisoft erstellt (siehe Abbildung 11).

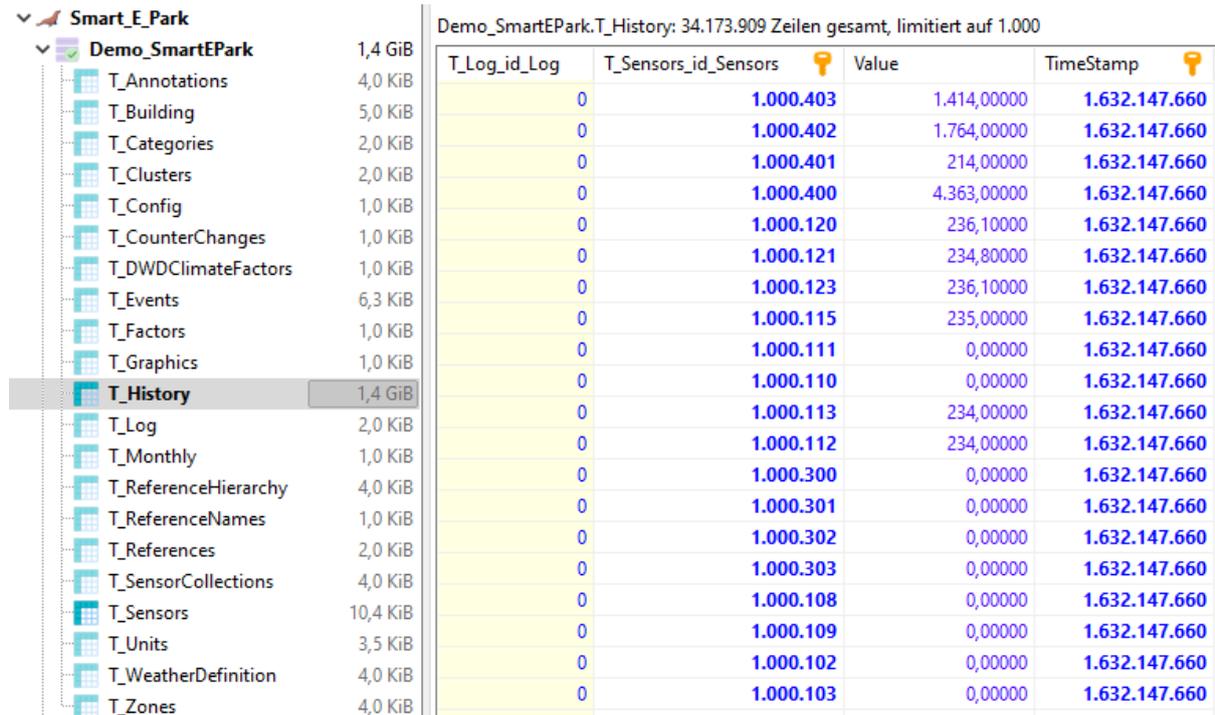
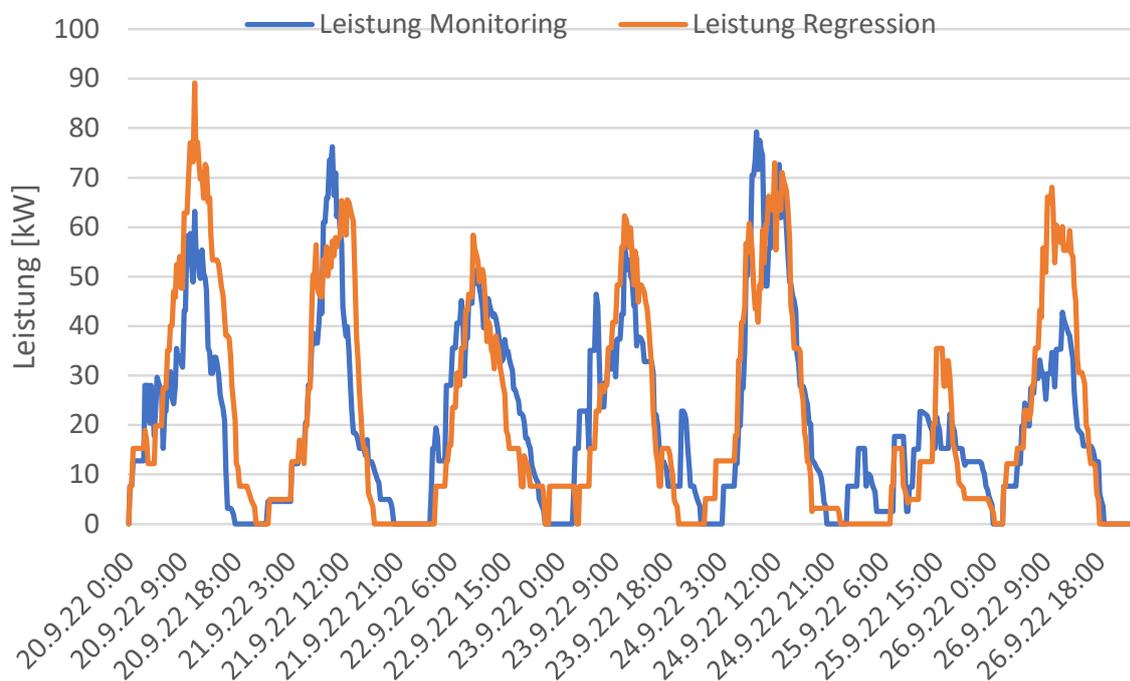


Abbildung 11: MySQL Monitoring Datenbank nach Schema Monisoft.

Um trotz der in AP 3.1 entwickelten Methodik der automatisierten Monitoring Daten Kontrolle auftretende Fehlstellen korrigieren zu können, wurde auf der ML basierten Parkhaussimulation (AP 2.3) ein System entwickelt um die Fehlstellen durch Simulationenwerte zu ersetzen. Bislang weist dies ein Bestimmtheitsmaß R^2 für die Prädiktion eines Tages von 79,5 % auf. Für die Prädiktion der Fehlstellen einer Woche liegt R^2 bei 73,3 % (siehe auch Abbildung 12). Mittelfristig ist das Ziel hierbei ein R^2 von größer 90 % zu erreichen. Hierfür sind jedoch bislang die Datenlage bzw. die Häufigkeit der Ladevorgänge zum trainieren und anpassen der Gewichtung des Modells nicht ausreichend genug.



AP3.3 - Ladelastmanagement: Untersuchung unterschiedlicher Konzepte zur Verbesserung der Netzdienlichkeit

Im Parkhaus „Langer Graben“ wurde ein Trafo mit einer Leistung von 1 MW in Verbindung mit 108 Ladepunkten zu je 22 kW verbaut. Diese Ladepunkte sind in 3 Verteilstränge zu je 36 Ladestationen mit einer maximalen Leistung von 250 kW aufgeteilt. Dies bedeutet, dass die Infrastruktur nicht auf eine größere Last ausgelegt ist. Dies wurde bewusst so vorgesehen, um die Investitionskosten im Bestand geringer zu halten.

Um bei voller Belegung eine Überlast zu vermeiden, wurde ein Ladelastmanagement entwickelt und implementiert, das mittels Ramp-Up und Ramp-Down Algorithmus die maximale Ladelast durch eine deterministische ganzzahlige Optimierung, die eine phasengenaue Stromverteilung inkludiert, bestimmt. Dabei wird ebenfalls bei möglichen Fällen einer Stromunsymmetrie ein Ausgleich sichergestellt. Dies geschieht für alle Fahrzeuge gleichzeitig und ermöglicht zusätzlich auch das Abfliegen von spezifischen Lastprofilen, wie es z.B. für die Teilnahme an Energie- und Leistungsmärkten notwendig ist (siehe auch AP 4.1). Die gleichmäßige Aufteilung auf alle Fahrzeuge erfolgt, da bei AC-Laden in Verbindung mit dem in Deutschland benutzten IEC-61851-Standard aktuell kein Datenaustausch in Hinblick auf den Ladezustand bzw. der benötigten Energiemenge stattfinden kann. Bei Priorisierung von Ladevorgängen kann hiervon eine Ausnahme gemacht werden. Der Algorithmus ist dabei in Python umgesetzt und läuft in Echtzeit auf einem Cloudserver. Vor Implementierung vor Ort erfolgte ein Test in einer speziell dafür entwickelten Software-in-the-Loop Umgebung. Die Kommunikation zwischen Ladepunkten, Backend und der Controllersoftware eni.os erfolgt über Modbus TCP. Das Ladelastmanagement kommuniziert über eine REST-API mit eni.os. Die zentrale Kommunikation erfolgt dabei über eni.os, welches über die Zähler und Ladesäulendaten verfügt. Dabei kalkuliert das Ladelastmanagement die Sollstromstärke mit denen die Ladepunkte den Ladevorgang durchführen. [22]

Das entwickelte und implementierte Ladelastmanagement stellt die Schnittstelle zu möglichen Flexibilitätskonzepten, wie sie in AP 4 beschrieben werden, dar. Hierfür wurden unterschiedliche Lademodi vordefiniert und durch das Verwenden der REST-API eine einfach zu implementierende Kommunikationsstruktur geschaffen. Es ist angedacht, die entwickelten Konzepte in Kooperation mit den Stadtwerke Schwäbisch Hall in Zukunft im Realbetrieb umzusetzen.

AP4 - Wirtschaftlichkeitsanalyse und Betreibermodelle

Die im Klimaschutzprogramm angestrebten Ziele verbuchen erste Erfolge in der Elektromobilität, welche sich in der zunehmenden Anzahl an registrierten Elektrofahrzeugen niederschlägt. Der Ausbau der Elektromobilität im motorisierten Individualverkehr setzt eine durchgängige und zuverlässige Ladeinfrastruktur voraus. Bis 2030 sollen daher bis zu eine Million Ladepunkte im öffentlichen Raum Deutschlands realisiert werden. Die Erweiterung der Ladeinfrastruktur kann einen hohen Beitrag zur Akzeptanz in der Bevölkerung leisten und die Kaufentscheidung eines BEV begünstigen.

Wird aktuell noch vorrangig zuhause geladen, bergen Parkhäuser mit ihrer bestehenden räumlichen Infrastruktur ein hohes Potential zur Verdichtung der Ladesäuleninfrastruktur im halb-öffentlichen Raum. Nutzer von Elektroautos in Deutschland laden ihr Auto durchschnittlich zu 65-70 % Zuhause, zu 15 % an öffentlichen Ladesäulen und zu 7 % bei der Arbeit. [23]

Die häufigsten Mängel von Ladesäulen umfassen das uneinheitliche Bezahlungssystem, unzureichende Transparenz der Ladekosten sowie die Notwendigkeit einer speziellen Registrierung für den Ladevorgang [24]. Durch die ISO 15118 (Straßenfahrzeuge – Kommunikationsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladestation) wird jedoch der Grundstein für die zukünftige Bezahlung des Ladevorgangs

anhand der im Fahrzeug hinterlegten Zahlungsdaten (Plug & Charge) gelegt. Der Ausbau der Ladeinfrastruktur hat den größten Einfluss auf den BEV-Markt [25]. Eine flächendeckende Ladeinfrastruktur ist die Grundvoraussetzung für den Markthochlauf der Elektromobilität. Der Ausbau der Ladeinfrastruktur stößt jedoch auf erhebliche Investitionsprobleme. Grund hierfür ist, dass die Investition in eine Ladesäule sich nicht durch ihren Stromverkauf decken lässt und der Markt bestenfalls in ein paar Jahren eine Refinanzierung ermöglichen kann. Damit besteht eine Interdependenz zwischen den Marktentwicklungen von BEVs und Ladeinfrastruktur, welche zu einem klassischen „Henne-Ei Problem“ führt [26]. Die Ziele des Meilensteins 4.1 Wirtschaftlichkeitsanalyse und Betreibermodelle sind in dem Forschungsantrag wie folgt formuliert:

AP4.1 - Wirtschaftlichkeitsanalyse

Potential von Ladelastmanagement und Teilnahme an Flexibilitätsmärkten

Die Kopplung des Transport- und Stromsektors zeichnet sich zurzeit aufgrund der verfügbaren Technologien und politischen Anreize speziell im PKW Bereich ab. So wird prognostiziert, dass in Deutschland der Anteil von BEV und E-Hybrid Fahrzeugen (PHEV, englisch: Plug-in Hybrid Electric Vehicle) von 1,2 % in 2020 auf über 22 % im Jahr 2030 ansteigen wird. Dies entspricht 11,6 Millionen Fahrzeugen im Jahr 2030 [37]. Dies resultiert in einem steigenden Stromverbrauch und in möglichen Problemen zu Spitzenladelastzeiten. So wird prognostiziert, dass durch BEV bis zum Jahr 2030 jährlich 44 TWh für PKW (70 TWh für die gesamte Elektromobilität ohne Schienenverkehr) zusätzlich erzeugt werden müssen [38]. Gleichermäßen bietet sich dadurch auch ein enormes Potential. Nach Figgner et al. hatten dabei die in Deutschland bis zum Ende 2021 zugelassenen 1.270.000 BEV und PHEV eine kumulierte Batteriekapazität von 39,6 GWh in Verbindung mit einer gesamt möglichen AC-Ladeleistung von 7,7 GW sowie einer DC-Ladeleistung von 51,8 GW bei einem PHEV Anteil von ca. 50 % [39]. Damit besitzen BEV und PHEV bereits heute ein ähnliches Speicher- und Leistungspotential wie alle in Deutschland installierten Pumpspeicherkraftwerke, die über ein Speicherpotential von 39 GWh [40] und ein Leistungspotential von 6,2 GW – 6,7 GW verfügen [41]. Würde man diesen Anteil von PHEV und die durchschnittliche pro Fahrzeug verbaute Batteriekapazität als bis zum Jahr 2030 konstant annehmen, so ergäben sich in Verbindung mit der Prognose von 11,55 Millionen Fahrzeugen [37] eine installierte Kapazität von 457,4 GWh, eine AC-Ladeleistung von 88,9 GW (haushaltsübliche Wallbox) und eine DC-Ladeleistung von 598,3 GW. Würde man also nur 10 % Prozent (entspräche ca. 20 – 30 km Reichweitenverlust bei Abfahrt ohne Vollladen) dieser installierten Speicherkapazität nutzen so wären im Jahr 2030 45,7 GWh verfügbar. Würde man 20 % der Batteriekapazität nutzen, so wären 91,4 GWh verfügbar. Zum Vergleich, die gesamte in Deutschland installierte Kraftwerksleistung beträgt zurzeit 223 GW [42]. Um dieses Potential zu erfassen, können verschiedene Ladelastmanagement Strategien als auch bidirektionales Laden z.B. im Rahmen von Vehicle-to-Grid und Vehicle-to-Home zum Einsatz kommen. Ökonomisch kann dies über eine preisbasierte Interaktion realisiert werden. Der Zweck einer preisbasierten Interaktion ist es, die Energieversorgungskosten zu reduzieren, die verfügbaren Reserven zu erhöhen und Preisfluktuationen zu reduzieren. Diesbezüglich gibt es viele Geschäftsmodelle um Lastmanagementpotentiale in Stromnetze zu integrieren [43]. Dies kann dabei in kurzen oder mittelfristigen Zeiträumen geschehen. Eine Möglichkeit ist, dass die Preissignale dabei vom Strommarkt vorgegeben werden. Dabei muss klar zwischen verschiedenen möglichst passenden Markttypen wie z.B. Energie- (Day-Ahead, Intraday) oder Leistungsmärkten unterschieden werden. Über die letzten Jahre hat vor allem der steigende Anteil von Erneuerbaren Energien (EE) die Marktstrukturen verändert. So kann oftmals durch eine Ertragsprognose der EE die zum Frequenzausgleich benötigte Leistung kurzfristig vorhergesagt werden, was zu einem Anstieg der kurzzeitigen Handlungsoptionen (z.B. Intraday) am Spotmarkt führt. So hat sich der Handelsumfang des EPEX (European Power Exchange) Intraday Marktes zwischen 2014 und 2019 beinahe verdoppelt (von 47,0 TWh zu 91,6 TWh) [44]. Gleichermäßen waren an den deutschen Regelleistungsmärkten, speziell

im Bereich der Sekundärregelleistung (SRL), das Handelsvolumen rückläufig (vgl. Abbildung 13; [45],[46]). Dies lässt sich u.a. damit begründen, als dass die Einspeisung von EE mit niedrigen Kosten auch die Spotmarktpreise senkt, weshalb mehr konventionelle Kraftwerke in den Regelleistungsmarkt gedrängt werden, was dort ebenfalls zu einem Einbruch der Preise führen kann. [47]

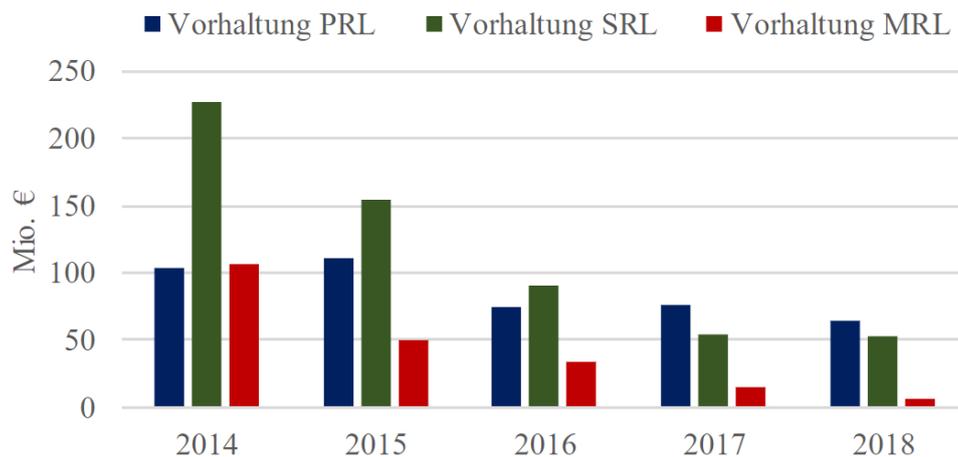


Abbildung 13: Kosten der Regelleistung als Systemdienstleistung. Eigene Darstellung, Datenquelle: [48].

Die Sekundärregelleistung hatte lange den größten Kostenanteil im Vergleich der Regelleistungsarten, dies hat sich jedoch in den letzten Jahren angeglichen, als dass Primär- und Sekundärregelleistung in etwa gleichauf liegen, wohingegen die Tertiärregelleistung (MRL) an Bedeutung verliert, (siehe auch Abbildung 14). [48]

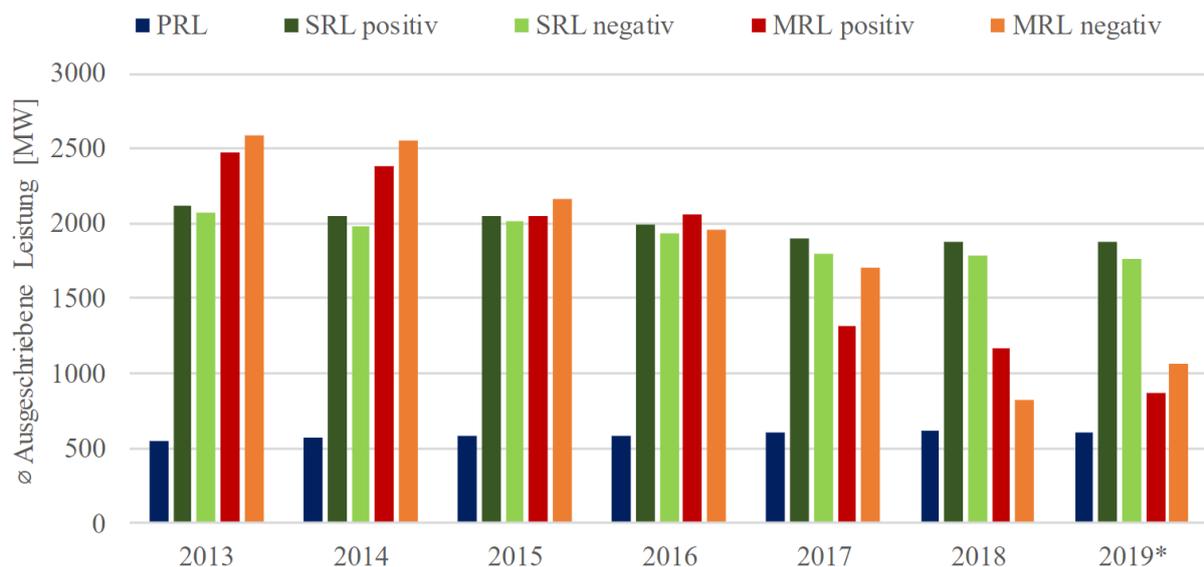


Abbildung 14: Durchschnittlich ausgeschriebene Regelleistung in Deutschland. Eigene Darstellung, Datenquellen außer 2019* [49].

Diese Entwicklung verdeutlicht sich in der ausgeschriebenen Regelleistung (vgl. Abbildung 14) und in den Leistungspreisen, die im Durchschnitt für ein Leistungsangebot über einen Monat erzielt werden können bzw. konnten (vgl. Abbildung 15). [49]

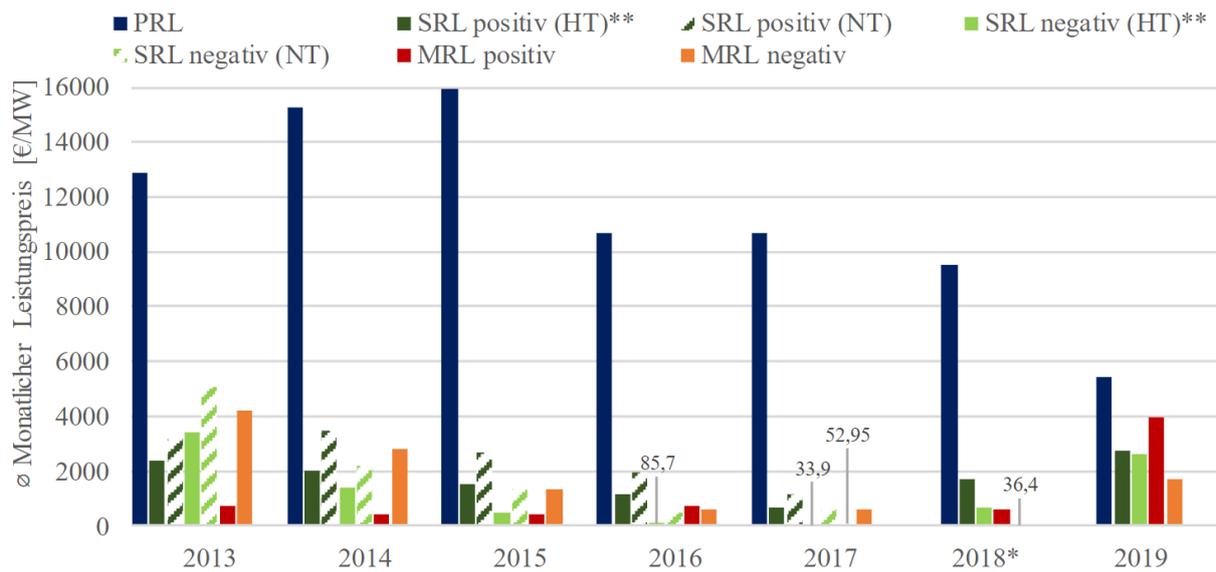


Abbildung 15: Durchschnittlicher monatlich erzielbarer Leistungspreis. **Ab Juni 2018 findet bei SRL keine Unterscheidung mehr zwischen HT und NT Tarifen statt. Somit wird ab 2018 der SRL Gesamtleistungspreis dargestellt. Eigene Darstellung, Datenquellen: [49]; außer 2018*: [50],[51]

Hierbei lässt sich eine starke Fluktuation der Leistungspreise erkennen, die sich u.a. mit saisonalen und marktüblichen Schwankungen erklären lässt. Die deutlich höheren Leistungspreise der Primärregelleistung sind damit zu begründen, dass die Primärregelleistung einerseits höhere zeitliche Anforderungen an die Verfügbarkeit und andererseits keine Arbeitspreise als zweite Kostenkomponente aufweist. Über die vergangenen Jahre lässt sich bei der Entwicklung der Regelleistungspreise jedoch grundsätzlich ein Rückgang erkennen.

Dies wird auch mit der sukzessiven Senkung der Mindestteilnahmeleistung des Regelleistungsmarktes auf 5 MW bzw. seit 2018 auf 1 MW begründet, was den Markt für kleinere Anbieter weiter geöffnet und damit einer, zumindest im Bereich der Primär- und Sekundärregelleistung, gleichbleibenden Nachfrage, ein größeres Angebot entgegengesetzt. Im Zuge dessen können auch die Netzentgelte und damit letztendlich auch die Strompreise für die Endkunden reduziert werden. [52]

Die nachfolgende Abbildung 16 zeigt die Entwicklung der Mindestarbeitspreise für negative und positive Sekundär- und Tertiärregelleistung und als Vergleich die Entwicklung des Strompreises am EPEX Spotmarkt (Day Ahead, Base).

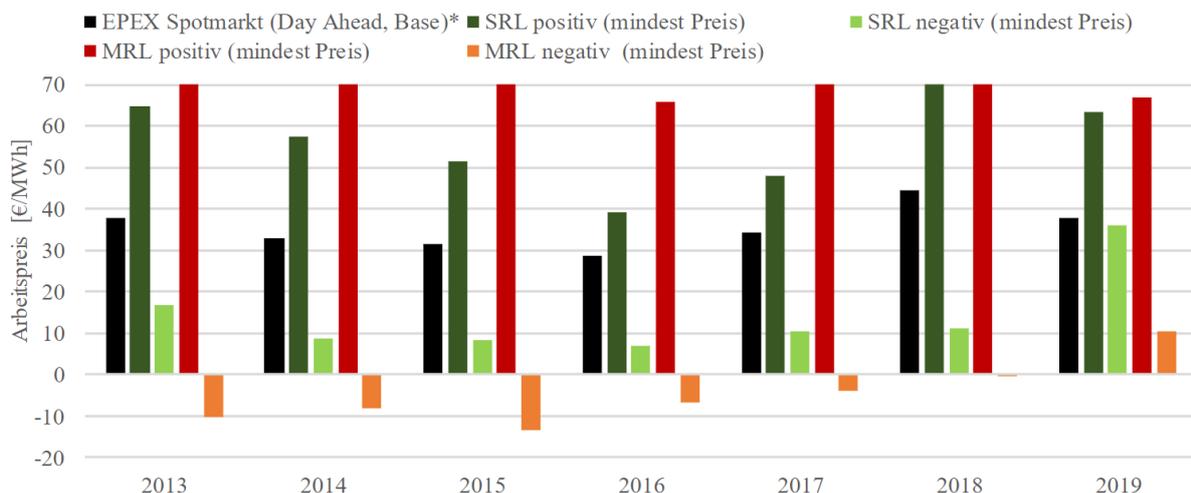


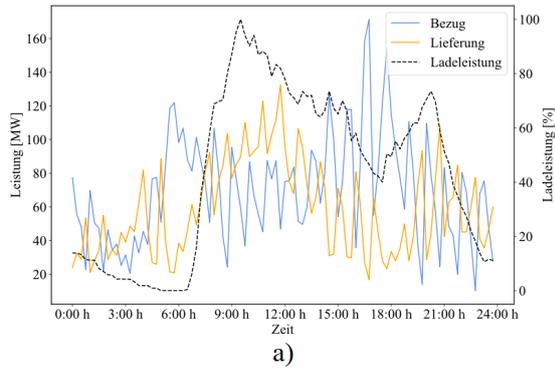
Abbildung 16: Mindest SRL und MRL Arbeitspreis im Vergleich zu Spotmarkt Preisen. Eigene Darstellung, Datenquellen: [49] außer EPEX* [53].

Dabei zeigt sich, dass der durchschnittlich erzielbare Mindestarbeitspreis bei positiver Energieflussrichtung deutlich über dem bei Teilnahme am Day-Ahead Spot Handel erreichbaren Preis, bzw. bei negativer Energieflussrichtung deutlich unter dem zu bezahlenden Bezugspreis am Intraday Spot Handel liegt. Die Entwicklung der sinkenden Leistungspreise bei konstant bleibenden Arbeitspreisen führte dazu, dass der Arbeitspreis an Relevanz im Vergleich zum Leistungspreis gewann, um wirtschaftliche Geschäftsmodelle darstellen zu können. Dabei bestimmt der Arbeitspreis, wie oft ein teilnehmendes System im entsprechenden Zeitraum aktiviert wird. Tabelle 2 gibt abschließend einen Überblick über die Energie- und Leistungsmärkte und deren Rahmenbedingungen, die in Deutschland für Lastmanagement in Frage kommen.

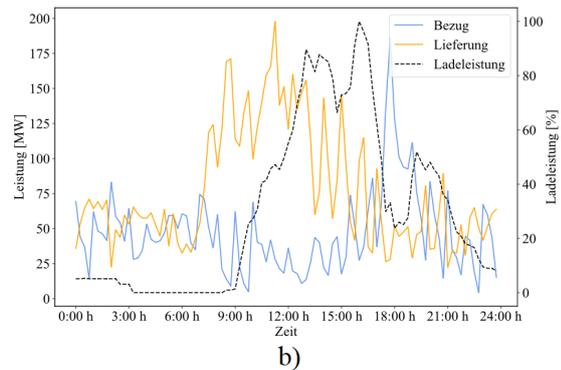
Tabelle 2: Vergleich der Strommärkte und ihre Nutzbarkeit für intelligentes Lastmanagement. In Anlehnung an [54] mit Daten aus [55],[56],[57],[58].

	Energieflussrichtung	Mindest Energiemenge / Leistung	Auktion	Modulation	Reaktionszeit	Angebotszeitraum
Primärregelleistung	Symmetrisch	1 MW	Alle 4 h	Kontinuierlich	Hoch (<30 s), meist nur möglich, wenn das Kraftwerk bereits in Betrieb ist	4 h
Sekundärregelleistung	Positiv oder negativ	1 MW	Täglich	Diskrete Stufen	< 5 min	4 h
Tertiärregelleistung	Positiv oder negativ	1 MW	Täglich	Diskrete Stufen	Start in 15 min (planmäßiges Produkt)	4 h
Day-Ahead	Positiv: Kauf oder Verkauf	0,1 MWh	Bis 12 Uhr des Vortags	Nein	Nur nach Plan, Lieferung innerhalb von 15 min	1 h oder Produktdauer
Intraday (stündlich)	Positiv: Kauf oder Verkauf	0,1 MWh	Ab 15 Uhr des Vortags bis 5 min vor Lieferbeginn	Nein	Bis zu 5 min vor Lieferung nach Plan	1 h
Intraday (15 min)	Positiv: Kauf oder Verkauf	0,1 MWh	Ab 16 Uhr des Vortags bis 5 min vor Lieferbeginn	Nein	Bis zu 5 min vor Lieferung nach Plan	15 min
Kapazitätsmarkt	Positiv: Kauf oder Verkauf			Nein	Gering, mehrere Stunden oder Tage vor Lieferung	Tage bis zu Wochen

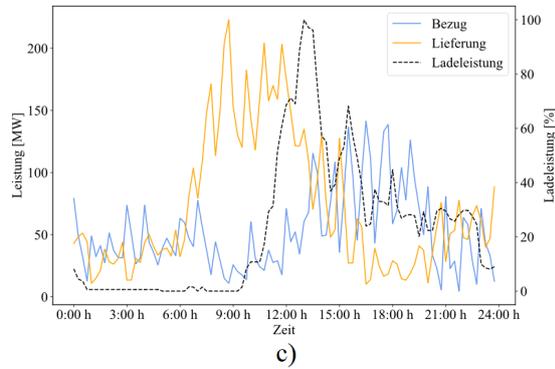
Abbildung 17 zeigt die Gegenüberstellung von gemitteltem SRL Bezug bzw. der Lieferung über den Zeitraum vom 21.12.2021 bis 06.09.2022 der zuständigen Regelzone (TransnetBW) mit der normierten gemessenen Ladeleistung aller Ladepunkte im Parkhaus „Langer Graben“. Es wird zwischen Werktag, Samstag und Sonntag unterschieden. Dabei entspricht der Bezug der abgerufenen positiven (SRL / MRL positiv) bzw. die Lieferung der abgerufenen negativen Energie (SRL/MRL negativ). Die Werte sind mittlere 15-minütige Leistungswerte. Die negative Energie deckt sich dabei werktags mit der Spitze der gemessenen Ladeleistung im Parkhaus. Samstags und sonntags verschiebt sich diese Spitze weiter in Richtung der Nachmittagsstunden. In diesem Kontext wäre durch das Bereithalten von Restflexibilität mittels gedrosselter Ladeleistung oder verzögertes Laden von ausgewählten Fahrzeugen eine Teilnahme im Poolbetrieb sinnvoll.



a)



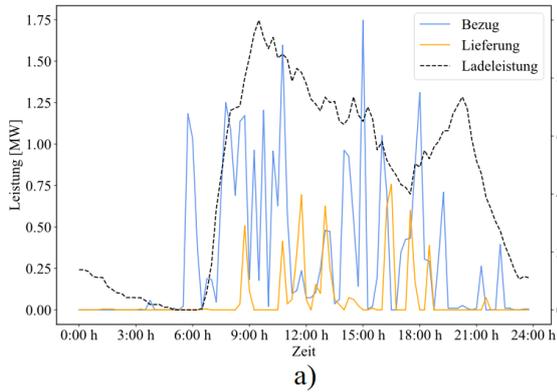
b)



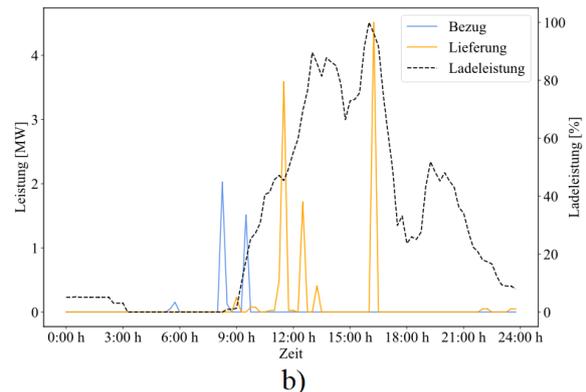
c)

Abbildung 17: SRL Bezug, Lieferung und normierte gemessene Ladeleistung des Parkhauses gemittelt über den Zeitraum vom 21.12.2021 – 06.09.2022. a) Werktag, b) Samstag, c) Sonntag.

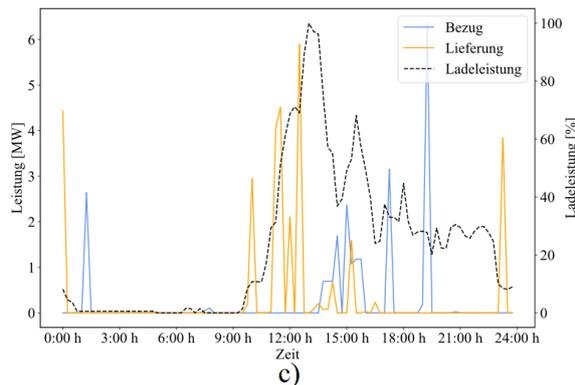
Abbildung 18 zeigt die Gegenüberstellung von gemitteltem MRL Bezug bzw. der Lieferung über den Zeitraum vom 21.12.2021 bis 06.09.2022 der zuständigen Regelzone mit der normierten gemessenen Ladeleistung aller Ladepunkte im Parkhaus „Langer Graben“. Hierbei zeigt sich bei Bezug und Lieferung ein sehr geringer Bedarf an MRL. Das Netz wird also bereits im Rahmen der SRL-Aktivierung stabilisiert.



a)



b)



c)

Abbildung 18: MRL Bezug, Lieferung und normierte gemessene Ladeleistung des Parkhauses gemittelt über den Zeitraum vom 21.12.2021 – 06.09.2022. a) Werktag, b) Samstag, c) Sonntag.

Um das wirtschaftliche Potential einer Teilnahme von BEV am SRL Markt zu ermitteln, wurden für den Zeitraum vom 01.01.2022 - 21.06.2022 sekundliche SRL Bedarfsdaten verwendet und mit den entsprechenden Preisdaten des SRL Leistungs- und Arbeitsmarktes (4h Raster) versehen. Diese Daten wurden mit gemessenen Ladelastdaten aus dem Parkhaus Langer Graben kombiniert. Dabei wurde die Annahme getroffen, dass die Ladeleistung am Leistungsmarkt als negative Regelleistung über den vollen Zeitraum zur Verfügung steht und der Energiebezug über den Arbeitsmarkt erfolgt. Dies geschieht für alle Zeitschritte, an denen der SRL Bedarf negativ ist. Für Ladevorgänge, die außerhalb dieses Zeitraums fallen sowie für die Kosten des Normalbetriebs wird ein Strombezugspreis von 0,40 €/kWh angesetzt.

Der Geldfluss für jeden Zeitschritt wird nach der folgenden Gleichung berechnet:

$$M_i = Q_{SRL} * (-m_{SRL} - m_c) * (1 + MWSt) + Q_{Tarif} * m_{Tarif}$$

Dabei sind M_i das Einkommen bzw. die Kosten in EUR, m_{SRL} ist der SRL-Nutzungspreis in EUR/kWh, m_c die Summe der Zuschläge und Steuern in Höhe von 0,135 EUR/kWh (vgl. Tabelle 3), m_{Tarif} ist der Standardstromtarif (0,40 EUR/kWh), Q_{SRL} die Menge der bezogenen Regelleistungs-Energie in kWh und Q_{Tarif} die eingesparte Menge an Tarifstrom in kWh.

Tabelle 3: Zuschläge und Steuern für Strombezug Stand: 09.2022.

EEG-Umlage [EUR/MWh]	Entfällt ab 01.07.2022
KWK-Zuschlag [EUR/MWh]	3,78 EUR/MWh
§19 Strom NEV-Umlage [EUR/MWh]	4,37 EUR/MWh
Offshore-Haftungsumlage [EUR/MWh]	4,20 EUR/MWh
Umlage für abschaltbare Lasten [EUR/MWh]	0,03 EUR/MWh
Netznutzungsentgelt [EUR/MWh]	80,80 EUR/MWh
Strom Steuer [EUR/MWh]	20,05 EUR/MWh
MwSt. [EUR/MWh]	21,51 EUR/MWh
Gesamt [EUR/MWh]	134,74 EUR/MWh

Tabelle 4 zeigt dabei die auftretenden Kosten, Erlöse und Einsparungen für eine Teilnahme auf Basis des jeweils mindesten, sowie des mittleren Arbeits- und Leistungspreises. Negative Kosten sind dabei ein Einnahmenüberschuss, ein negativer Erlös stellt anfallende Kosten dar. Dabei zeigt sich für den mindesten Arbeits- und Leistungspreis, dass dadurch die Strombeschaffungskosten um 20 % (551 €) sinken würden. Dies ist maßgeblich auf die geringeren Energiekosten durch die Teilnahme am Arbeitsmarkt zurückzuführen. Die Teilnahme am Leistungsmarkt kann vernachlässigt werden. Bei mittlerem Arbeits- und Leistungspreis würde bei Bezuschlagung aller Gebote ein deutlicher Gewinnüberschuss von 14.345 € auftreten. Dem liegt jedoch die Annahme zugrunde, dass alle Gebote verwirklicht werden, was bei mittlerem Arbeits- und Leistungspreis unrealistisch ist, da die Bezuschlagung anhand einer Merit Order Liste geschieht und es kaum möglich ist die eintretenden Preise genau genug zu prognostizieren, um das eigene Gebot entsprechend anzupassen.

Tabelle 4: Kosten und Erlöse bei Ladebetrieb mit SRL-Bezug.

	Kosten für Betrieb mit SRL Bezug	Kosten Normalbetrieb	Erlös Leistungsmarkt	Erlös Arbeitsmarkt
Mindest Arbeits- und Leistungspreis	2265 €	2816 €	13 €	-583 €
Mittlerer Arbeits- und Leistungspreis	-14.345 €	2816 €	52 €	15.984 €

Grundsätzlich lässt sich sagen, dass ein Poolbetrieb für die Teilnahme aufgrund von Mindestenergie- bzw. Leistungsmenge notwendig ist. Des Weiteren sind aktuell Zukunftsprognosen für die Marktentwicklung aufgrund der sehr volatilen Rahmenbedingungen schwierig. In Zukunft ist es in Hinblick auf die Teilnahme an Regelleistungsmärkten wichtig, gezielte Gebotsstrategien für einen BEV-Pool zu entwickeln. Gleichzeitig muss für die Teilnahme am Leistungsmarkt immer die notwendige Flexibilität vorgehalten werden. Da die Erlöse für die Teilnahme am Leistungsmarkt jedoch sehr gering ausfallen, empfiehlt es sich nur direkt am Regularbeitsmarkt teil zu nehmen. Hier sind auch die Prognosefenster deutlich geringer, da Gebote noch kurzfristig gemacht bzw. geändert werden können.

Einfluss auf die Batterielebensdauer

Bezüglich des Einflusses des netzdienlichen Ladens auf die Lebensdauer der Fahrzeugbatterie ist das Hauptproblem, dass bislang keine praxisnahen Langzeiterfahrungen verfügbar sind. Hier wurden bislang Studien anhand von Laborversuchen und Simulationen durchgeführt, die zu sehr unterschiedlichen und teils widersprüchlichen Schlussfolgerungen kamen. So wurden in Wang et al. mittels eines semi-empirischen Modells die Batteriedegradation für verschiedene Vehicle-to-Grid Dienstleistungen, wie Regelleistung und Lastspitzenglättung untersucht [59]. Im schlechtesten bewerteten Fall war dabei auf einen Zeitraum von zehn Jahren durch das Erbringen von Regelleistung eine zusätzliche Verminderung der Batteriekapazität um 3,6 % sowie durch das Erbringen von Lastspitzenglättung eine Verminderung um 5,6 % zu erkennen. Des Weiteren wurden in der Studie Degradationskosten von 0,20 US \$ für das Erbringen von zwei Stunden Regelleistung, von 0,38 US \$ für das Erbringen von zwei Stunden Lastspitzenglättung sowie von 1,18 US \$ für eine Lastverschiebung über 24 Stunden ermittelt. Thompson et al. kommen im Rahmen einer umfassenden Literaturreview mit Fokus auf das Verhalten verschiedener Batterietechniken zu der Schlussfolgerung, dass bezüglich der Alterung durch Ladezyklen die Menge an entnommener Energie grundsätzlich ausschlaggebender, als die Anzahl der Zyklen ist [60]. Jedoch spielen dabei die Art und Weise, wie die Energie entnommen wird (Entladeleistung, Zelltemperatur) ebenfalls eine wichtige Rolle. Thompson et al. schließen daraus, dass ein dediziertes Implementieren von bidirektionalem Laden durch die kontinuierliche Batterieüberwachung sowie durch ein kontrolliertes Be- und Entladen die Batterielebensdauer erhöhen kann.

Ausblick

Die prognostizierte BEV Entwicklung bis zum Jahr 2030 zeigt ein sehr großes Speicher- und Flexibilitätpotential, wenn man die Möglichkeit von bidirektionalem Laden und ein übergeordnetes intelligentes Ladelastmanagement voraussetzt. Flexibilität kann dabei grundsätzlich in verschiedenen Bereichen bzw. Märkten zur Verfügung gestellt werden. Abgesehen von Einspeiselasptitzenglättung und Eigenstromnutzung im Rahmen von Vehicle-to-Home Anwendungen kommt im Kontext von Parkhäusern und sonstigen Ansammlungen von E-Ladepunkten ein Poolbetrieb in Frage, der es ermöglicht die Hürden für die Teilnahme an verschiedenen Märkten (z.B. Regelleistung) zu überschreiten. Dabei lässt sich die Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt aufgrund von Reaktionszeit und notwendiger Messtechnik ausschließen. Eine Teilnahme am

Sekundärregelleistungsmarkt und insbesondere an dessen Regelarbeitsmarkt ist hingegen im Poolbetrieb denkbar und deckt sich mit den in diesem Projekt erfassten Ladelastgängen und Belegungszeiten, wohingegen die Teilnahme am Tertiärregelleistungsmarkt lediglich ein geringes Potential bietet. Alternativ ist ein Einsatz im Rahmen des Redispatch denkbar. Dies soll basierend auf den Erkenntnissen dieses Projektes im Rahmen der zukünftigen Forschung in Verbindung mit dem in AP 3.3 entwickelten Ladelastmanagement detaillierter betrachtet werden.

AP4.2 - Betreibermodelle

Vorgehensweise:

Die Wirtschaftlichkeit wurde auf Basis einer Literaturrecherche und in Gesprächen mit den SSH untersucht und diskutiert. In Bezug auf die Betreibermodelle gab es einen mehrstufigen Ansatz, der die Anwendung (App) und die Geschäftsmodelle in Bezug setzt:

- *Business Model Development*: Mit zwei unterschiedlichen studentischen Gruppen wurden auf Basis des Business Model Canvas kreative Ideen und innovative Ansätze generiert.
- *Business Model Discussion*: Die generierten Geschäftsideen wurden im Anschluss den SSH vorgestellt und mit diesen diskutiert.
- *Kreatives Prototyping*: Zusammen mit Studierenden wurden unterschiedliche Prototypen (Software-Mockups) zur Generierung von innovativen und anschaulichen Ansätzen erstellt
- *App-Entwicklung*: Die Ergebnisse des Business Model Development und des kreativen Prototypings sind in die App-Entwicklung eingeflossen

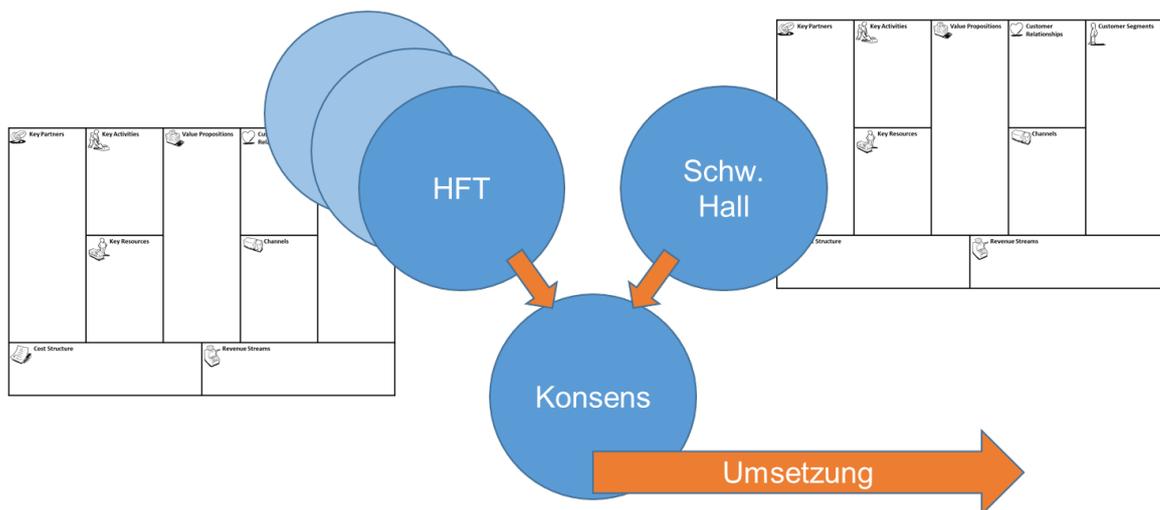


Abbildung 19: Geschäftsmodell ePark - von der Idee zur Umsetzung.

Ergebnisse:

Die Ausarbeitung kreativer Geschäftsmodelle ist auf Basis des Business Model Canvas erfolgt. Die an der HFT entwickelten Ideen wurden mit den SSH diskutiert, gewichtet und sind in die Entwicklung der App eingeflossen (vgl. Abbildung 20).

Die folgenden neun Bereiche des Business Model Canvas wurden diskutiert (die Punkte mit hoher Priorität für die Stadtwerke sind fett markiert; die Punkte ohne Relevanz gestrichen; neue Punkte unterstrichen):

Key Partners <ul style="list-style-type: none"> Stadt und kommunale Einrichtungen (z.B. ÖPNV) Andere Städte / Betreiber Energieversorger, Stromprovider (für die Ladestationen) Installationsdienstleister (für die Ladestationen) Softwareunternehmen (für die Parkraumnutzung) Anbieter von Add-on Dienstleistungen (z.B. Kofferraumbelieferung) Mobilitätsdienstleister (Car-Sharing, ...) 	Key Activities <ul style="list-style-type: none"> Bereitstellung Parkplätze/ Ladestationen App-Entwicklung (vorgesehen in ePark) App-Betrieb Geschäftsmodell entwickeln (vorgesehen in ePark) Datenanalyse (vorgesehen in ePark) Kooperationen, Verträge mit Partnern 	Value Proposition <ul style="list-style-type: none"> Transparenz für die Kund:innen, Transparente und bedarfsgerechte Abrechnungsmodelle Schnelles Laden Ladepunkte finden und reservieren (schnell, einfach, ...) Mietmöglichkeit (Car-Sharing) Kompatible Stecker Ladezustand aus der Ferne ablesen Kosteninformationen ablesen Niedrige Kosten Einfache Bezahlung Flexible Tarifmodelle Anreizsystem für „bidirektionales Laden“ Mehrwertdienste (ÖPNV, lokale Staainformationen, Weiterleitung, ...) Statistische Auswertungen, Datenerhebung (für Endkunden, Key Partner, ...) Kofferraumbelieferung 	Customer Relationship <p>Direkt</p> <ul style="list-style-type: none"> (Einzelbesucher, via App, direkte Parkhausnutzung, Membership/HallCard) Online (Web, Mail, Social Media) <p>Indirekt (Rahmenverträge, Energieversorger Besucher anderer Städte)</p>	Customer Segments <ul style="list-style-type: none"> Privatkunden / eAuto-Besitzer: Gelegenheitsparker, Dauerparker, Kurzzeitparker Gewerbliche Kunden: Dienstleistungsunternehmen, Kooperationspartner, Flottenbetreiber
Cost Structure <ul style="list-style-type: none"> Ladesäulen Ladeinfrastruktur App-Entwicklung Marketing Wartung Stromkosten (fix/flexibel) Mitarbeiter 		Revenue Streams <ul style="list-style-type: none"> Parkgebühren Ladeggebühren (pay-per-use /volumen- /zeitabhängig, Flat-Rate, ...) Bonuschema: 10 x kostenpflichtiges Laden, 1 x freies Laden Werbeeinnahmen, Werbung in der App Reservierungsgebühren Dynamische Bepreisung (nach Auslastung, ...) Premium-Angebote (Ladestand abrufen, ÖPNV-Nutzung, ...) Rückspeisung in das Netz Datenverkauf 		

Abbildung 20: Business Model Canvas – „Smart_E_Park“

Aus der Diskussion wurde deutlich, dass die Stadtwerke Schwäbisch Hall einen hohen ethischen Anspruch an ihre Dienstleistung stellen. Der Weiterverkauf von Daten oder die Nutzung von Werbeeinnahmen wurden als kritisch angesehen. Ebenso wurden Bonussysteme für Ladeinfrastrukturnutzer als ökologisch nicht zielführend angesehen, da Fußgänger, Fahrradfahrer und ÖPNV-Nutzer dann noch mehr gefördert werden müssten.

Als wichtig wurden Transparenz für die Kund:innen, die Einbeziehung der vorhandenen Systeme (Parkautomat, HallCard), die Anbindung weiterer Mobilitätsdienste (ÖPNV, Car-Sharing), die Einbeziehung von Staumeldungen und Tagesbaustellen, sowie die Einbindung von Reservierungsgebühren und dynamischer Bepreisung angesehen. Viele dieser Dienste lassen sich über eine entsprechende App realisieren (siehe mobile App, AP5).

Die als wichtig erachtete Nutzung des Parkhauses als „Mobilitäts-Hotspot“ ist nicht Bestandteil des Projekts „Smart_E_Park“. Allerdings wird dieser Punkt bereits in anderen Projekten behandelt. Unter „Mobilitäts-Hotspots“ werden Standorte verstanden, die eine hohe Anzahl von unterschiedlichen Mobilitätsdiensten aufweisen. Die Grundkonzepte Parken und Laden können in diesem Ansatz durch Mobilitätsangebote wie Ride- und Car-Sharing sowie dem Verleih von E-Rollern, E-Fahrrädern und E-Scootern ergänzt werden. „Mobilitäts-Hotspots“ eignen sich vor allem in Gebieten mit hohem Verkehrsaufkommen, wie beispielsweise Parkhäuser mit Innenstadtlage oder mit günstiger Verkehrsanbindung. Da Innenstädte meist von Verkehrsüberlastungen betroffen sind, greifen Kunden immer häufiger auf alternative Angebote zurück. Gefragt sind daher schnelle Fortbewegungsmöglichkeiten und die Gewinnung an Flexibilität in urbanen Räumen. Diese Bedürfnisse können durch die Umgestaltung von Parkhäusern in Mobilitätshäusern erfüllt werden. Eine Kooperation mit solchen Sharingunternehmen bieten Parkhausbetreiber:innen nicht nur einen erhöhten Kundennutzen, sondern generieren zudem Zusatzeinnahmen. Diese können durch die Vermietung der bereitgestellten Flächen und den gewerblichen Ladevorgängen erwirtschaftet werden. Ein erfolgreiches Praxisbeispiel für dieses Konzept ist die Hofbräuhaus Parkgarage in München. [28]

Für die Preisgestaltung der Reservierungsgebühren wurden fünf verschiedene Ansätze diskutiert:

1. Pauschaler Reservierungszuschlag (z.B. 0,5€) – eher 1-2 €
- ~~2. Pauschaler Reservierungszuschlag steigend pro Zeiteinheit~~
3. Prozentualer Zuschlag zur Lademenge
4. Prozentualer Zuschlag zur Lademenge unter Anrechnung von 1
- ~~5. Kategorisierter pauschaler Reservierungszuschlag anhand der Leistung des Ladepunktes~~

Ansatz 1 „Pauschaler Reservierungszuschlag“ wurde unter Berücksichtigung der Transparenz als gut geeignet angesehen. Ein Reservierungszuschlag von bis zu 2 € wurde als realistisch angesehen. [29][30]

Die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit brachte z.T. ernüchternde Ergebnisse. Die Bereitstellung von Parkflächen in Parkhäusern sind für die Kommunen mit hohen Investitionen verbunden. Im Parkhaus „Langer Graben“ in Schwäbisch Hall betragen die Herstellungskosten je Parkplatz ca. 94.000 € und die Kosten der aktuellen Sanierung zusätzlich 16.000 €. Die Parkgebühren reichen bei weitem nicht aus, um einen kostendeckenden Betrieb zu ermöglichen. Der Abmangel (Fehlbetrag) je Stellplatz (ohne laufende Kosten) beträgt ca. 140 – 150 € pro Monat.

Der Aufbau und der Betrieb von Ladeinfrastrukturen belasten Kommunen zusätzlich. Eine kommerzielle Ladesäule, die mit 22 kW lädt, kostet ca. 7.000 € bis 10.000 € [31]. Abgeschrieben über 6 Jahre kommen monatlich somit zwischen 97 € und 138 € pro E-Ladeplatz im Monat zu den Kosten des Parkplatzes hinzu. Die Kosten für die Ladeinfrastruktur und den Aufbau werden als Investition in die Zukunft verstanden, um ausreichende Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge in der Stadt zu schaffen. Eine Refinanzierung allein aus den Ladegebühren ist in einem preissensitiven Markt kaum möglich, vergleichen doch die Besitzer von Elektrofahrzeugen die Ladegebühren je kWh im Parkhaus (je nach Betreiber zwischen ca. 29 und 79 Eurocent) [32] mit den Stromkosten in ihrem Privathaushalt (durchschnittlich 37,14 Eurocent im 1. Halbjahr 2022) [33]. Zudem stehen die Parkhausbetreiber im Wettbewerb mit Automobilherstellern und Energieversorgern, die ebenfalls Ladeinfrastrukturen und Geschäftsmodelle aufbauen. Derzeit betragen die Preise für das Laden der Elektrofahrzeuge in den Parkhäusern in Schwäbisch Hall 29 Eurocent (mit HallCard) bzw. 40 Eurocent. Das Laden über die HallCard deckt dabei kaum die derzeitigen Energiekosten. Trotz des attraktiven Preises ist die Auslastung der Ladesäulen im Parkhaus „Langer Graben“ bisher gering. Dies deckt sich mit Erfahrungen einer Auswertung von 27.000 Ladepunkten in Deutschland, nach der Ladepunkte im Durchschnitt nur zwischen 15 und 20 Prozent belegt sind [34]. Die Auslastung der neu aufgebauten Ladeinfrastrukturen wird erst möglich, wenn mehr Elektrofahrzeuge im Markt verfügbar sind. Doch auch "an häufig frequentierten Standorten lassen sich die Investitionskosten über den Vertrieb des Stromes nicht wieder einspielen" [36].

Durch die neu entwickelte App zur Ladeplatzreservierung ergibt sich die Möglichkeit die Reservierung von Ladestationen zu bepreisen. Beträge von bis zu 2 € je Reservierung scheinen für die Zukunft realistisch, sobald die Auslastung der Ladestationen steigt und die Verfügbarkeit von freien Ladestationen nicht mehr vorausgesetzt werden kann. Dann wird auch die Möglichkeit der dynamischen Bepreisung des Ladens in Abhängigkeit von der Auslastung an Bedeutung gewinnen. Eine unterschiedliche Bepreisung nach Ladegeschwindigkeit (bzw. AC-/DC-Laden) wird schon heute von einigen Anbietern genutzt.

Ausblick

Für die zukünftige nachhaltige Nutzung einer App ist eine Make-or-Buy-Entscheidung der Stadtwerke notwendig. Die prototypisch erstellte App (Make) ermöglicht die flexible Umsetzung der Anforderungen. Dagegen steht der Aufwand für die Weiterentwicklung der App in Eigenregie oder

über einen Dienstleister. Alternativ können am Markt vorhandene Lösungen – unter Einschränkung der Flexibilität – genutzt werden.

Die Firma Chargecloud bietet beispielsweise eine White-Label-Lösung für Ladesäulenanbieter an, d.h. sie sind Softwaredienstleister und entwickeln Anwendungen für diverse Betreiber. Die angebotenen Funktionalitäten unterscheiden sich zunächst kaum von anderen Apps. Auch hier gibt es eine Kartenfunktion, die alle Ladesäulen in der Umgebung und deren relevanten Informationen anzeigt. Die App stellt eine Statistik der Ladevorgänge mit Standzeit, Verbrauch und Kosten zur Verfügung. Chargecloud verspricht den Betreibern Tarife und Preise individuell nach Kundengruppen kalkulieren zu können und Preiskomponenten flexibel (tages- und uhrzeitabhängig) zu kombinieren. Auch die Zahlungsmethoden werden flexibel gestaltet. Es kann aus einer Reihe von Bezahlern wie unter anderem VISA, Mastercard, Paypal, Google Pay oder Apple Pay ausgewählt werden. Die Zahlung wird durch das Scannen eines QR-Codes vereinfacht.

Zudem sind die Entwicklungen in Bezug auf die ISO 15118 Straßenfahrzeuge – Kommunikationsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladestation zu berücksichtigen. Die bidirektionale Kommunikation zwischen Elektrofahrzeugen und Ladestationen ermöglicht die automatische Autorisierung und Bezahlung des Ladevorgangs anhand im Fahrzeug hinterlegter Zahlungsdaten (Plug & Charge). Die Einbindung des Last- und Tarifmanagements für bedarfsgerechtes Laden (siehe z.B. Mahle chargeBIG) kann zudem einen Beitrag zur Skalierung der Ladepunkte und zur Reduzierung der Kosten je Ladepunkt leisten. Das bidirektionale Laden, welches als Ziel in dem Koalitionsvertrag der Bundesregierung [1] festgeschrieben ist, wird weitere Impulse für eine wirtschaftliche Nutzung der Ladeinfrastrukturen geben.

AP5 - Entwicklung mobile Applikation

Im Arbeitspaket 5 erfolgte die Entwicklung einer Web App. Die App bietet verschiedene Dienstleistungen an, wie eine Übersicht zur Ladeinfrastruktur, detaillierte Ladeverläufe, Anschluss an den ÖPNV, Wetterinformationen sowie statistische Daten zu den Belegungszeiträumen und der geladenen Energiemenge seit dem Betriebsbeginn der Anlage. Die App ist über den Link <https://langergraben.app> oder via QR-Code (siehe Abbildung 21) abrufbar.

Die Datenvisualisierung erfolgt für zwei Nutzergruppen. So sind die Daten teils öffentlich zugänglich, teils benötigt es einen Account um bspw. den Service einer Ladesäulenreservierung durchzuführen. Die App befindet sich aktuell im Beta-Betrieb und wird noch nicht aktiv von den Stadtwerken Schwäbisch-Hall verwendet.

Langer Graben – App:

<https://langergraben.app>



Abbildung 21: QR-Code für die App.

AP5.1 - Anforderungsanalyse und Datenakquise

Während der Anforderungsanalyse wurden zwei wichtigen Anwendungsfälle erkannt:

Anwendungsfall 1 (Max Mustermann, E-Auto-Fahrer und Pendler):

„Ich fahre um 7:00 Uhr aus Schorndorf los und möchte mir vorab in Schwäbisch Hall eine Ladesäule in einem Parkhaus mit meinem Smartphone reservieren. Die Kosten pro kWh sollen mir angezeigt werden. Die App soll mich zu meinem Ladeplatz lotsen. Wenn ich das Ladekabel verbunden habe, möchte ich eine Push-Meldung erhalten, die mir den Parkplatz und die Bedingungen (Kosten, ...) für das Laden anzeigen. Zudem möchte ich mir die Busverbindungen in Schwäbisch Hall optional anzeigen lassen können. Während des Parkens möchte ich den Ladestatus abrufen können. Wenn der PKW vollgeladen ist, möchte ich eine Push-Meldung mit den entstandenen Kosten erhalten. Die Parkgebühren und die Ladegebühren sollen mit meinem Smartphone gezahlt werden können. Wenn ich gezahlt habe, soll sich die Schranke an der Parkhausausfahrt öffnen.“

Anwendungsfall 2 (Erika Mustermann, Parkhausbetreiberin Schwäbisch Hall):

„Ich möchte unabhängig von Zeit und Ort einen Überblick über die Ladesituation in meinem Parkhaus haben. Welche Ladeplätze sind belegt? Welche sind reserviert? An welchen Plätzen wird mit wieviel Leistung geladen? Zudem würde ich gerne einen statistischen Vergleich der Auslastung, Stromverbräuche und Einnahmen über Tage, Wochen und Monate sehen. Außerdem möchte ich von den Kunden wissen, wie lange sie voraussichtlich den Parkplatz mit Ladesäule belegen werden, damit ich den Ladestrom zwischen den Ladesäulen gut ausbalancieren kann. Die Kunden sollen mir auch ihre Batterieladepazität und den max. Ladestrom ihres Fahrzeugs mitteilen.“

Außerdem sollten Open-source Technologien verwendet werden, um Probleme mit Lizenzen zu vermeiden.

Die App sollte auf Linux laufen, um flexibel mit der Plattform zu bleiben (Laptop, Server, Container oder virtuelle Maschine). Die Schnittstelle sollte so programmiert sein, dass die Messwerte aus verschiedenen Quellen kommen können (z.B. aus einer Datenbank oder als JSON-Dateien über REST). Damit sollte es kein großer Aufwand sein, die App zu skalieren und Daten für weitere Ebenen, andere Parkhäuser oder andere Städte anzuzeigen.

Die App sollte selbst Daten über REST zu Verfügung stellen, um die Integration von anderen Diensten bei den Projektpartnern zu vereinfachen.

AP5.2 - Architektur und Interaktionskonzept

Architektur: Die App wurde als sogenannte „Progressive Web App“ implementiert und nutzt hierbei das Framework der Programmierbibliothek Flask [61].

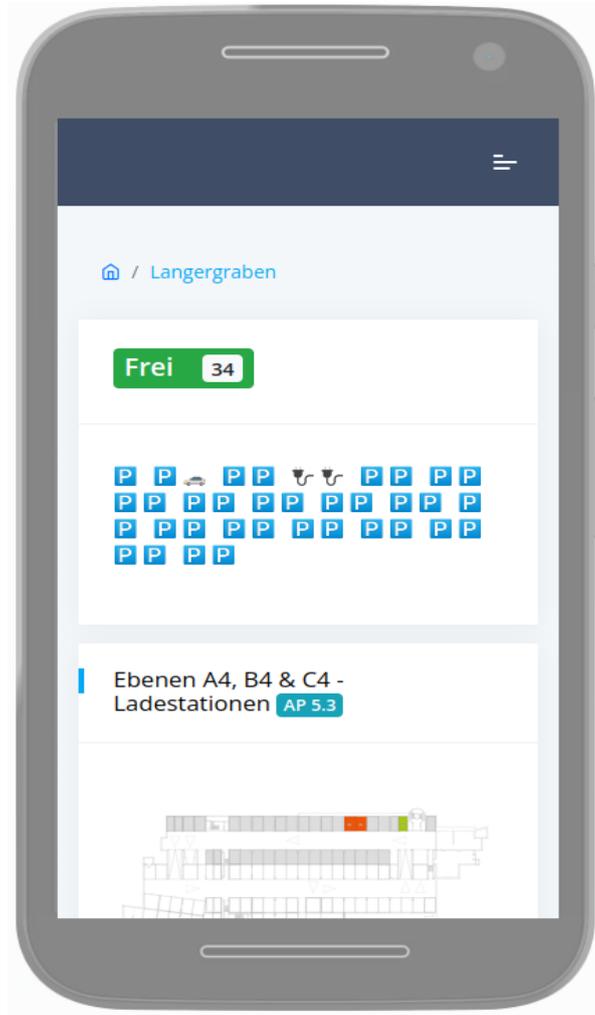


Abbildung 22: Mock-Up der Progressive Web-App auf dem Smartphone.

Diese Bibliothek findet Anwendung in der Programmiersprache Python, in der die App auch umgesetzt wurde. Für die Authentifizierung in der App wird auf eine PostgreSQL-Datenbank zurückgegriffen, deren Kommunikation zwischen dem Flask-Login via SQLAlchemy durchgeführt wird. Das Frontend, sprich die sichtbare Benutzeroberfläche basiert auf Bootstrap, welches auf HTML, CSS und Javascript zurückgreift. Flask Datta-able stellt eine Art Musterwebseite dar, welche lizenzfrei für die Eigenentwicklung verwendet werden kann. Dies sichert die MIT Lizenzierung, mit der die Anwendung genutzt werden kann. AppSeed wiederum wird verwendet, um diese Musterwebseite zu generieren.

Die Umsetzung als Progressive Web App ermöglicht die angepasste Nutzung auf dem Smartphone sowie dem PC. Die App wird auf einer virtuellen Maschine mit dem Betriebssystem Ubuntu 20.04.4 betrieben, welche in der „Amazon Web-Service Cloud“ gehostet ist.

AP5.3 - Entwicklung User Interface

Das User Interface beschreibt das Frontend der Applikation, die im Rahmen des Projektes entwickelt wurde. Hierbei wurde auf eine nutzerfreundliches Set-Up gesetzt, dass in vier unterschiedliche User-Konfigurationen unterteilt ist. Dabei handelt es sich um folgende Nutzergruppen:

- Öffentliche Nutzer:innen (Allgemeine Features)
- Registrierte Nutzer:innen (Personalisierte Features)
- Gewerbliche Nutzer:innen (Technische und statistische Features)
- Administrative Nutzer:innen (Berechtigungs-Features)

Alle vier Nutzergruppen haben Zugang zu den primären Daten, wie die Auslastung der Ladeinfrastruktur, der Status der Beladung sowie zu standortbezogenen Informationen. Dazu zählt eine aktuelle Wetteranzeige, die Möglichkeit des Abrufs von ÖPNV-Verbindungen und die Anzeige weiterer Ladeinfrastrukturen in der näheren Umgebung.

Registrierte Nutzer:innen:

Für die Registrierung müssen sich Nutzer:innen zunächst auf der Webseite <https://www.langergraben.app/register> ein Konto anlegen. Alternativ stehen für die testweise Nutzung der App auch zwei Gastkonten zur Verfügung:

Nutzername: Erika_Mustermann	Passwort: fake_password
Nutzername: Max_Mustermann	Passwort: fake_password

Das Nutzerprofil erlaubt es, den Ladestatus des eigenen Fahrzeuges sowie die aktuelle Ladeleistung und die bezogene Energiemenge zu beobachten (siehe Abbildung 23). Den Anwender:innen steht somit die Information zur Verfügung, ob ihr Fahrzeug schon vollständig beladen ist. Des Weiteren ist es möglich, eine Ladesäule gegen eine Gebühr zu reservieren. Die Gebühr wird von den Betreibern festgelegt. Die Reservierung soll zukünftig via LED-Signal am Parkplatz angezeigt werden. Diese Schnittstelle ist aktuell aufgrund regulatorischer Hürden noch nicht umgesetzt, jedoch in Arbeit. Mehr dazu im AP5.4.2.

Gewerbliche Nutzer:innen

Bei der Nutzergruppe der „Gewerblichen Nutzer:innen“ stehen mehr Informationen zu den Ladeprozessen zur Verfügung. Eine farbliche Kartierung sowie ein Symbol zeigt an, ob an der jeweiligen Ladeinfrastruktur aktuell geladen wird und in welchem Status sich die Beladung befindet. Orange bedeutet, dass aktuell eine Beladung stattfindet, grün bedeutet hingegen, dass diese abgeschlossen ist. Rot zeigt einen Fehler im Beladungsprozess auf. Grau hinterlegte Parkplätze zeigen freie Ladeinfrastrukturen auf. Die Ladeprofile können außerdem für diese Nutzergruppe als JSON- oder CSV-Datei abgerufen werden. Des Weiteren ist eine statistische Übersicht eingerichtet, die es ermöglicht die bisherigen Ladeprofile, die geladene Gesamtenergie sowie die zeitliche Belegungsdichte zu sichten (siehe Abbildung 24).

Administrative Nutzer:innen:

Die Administrative Nutzergruppe verfügt über administrative Rechte, die es erlauben Berechtigungen zu erteilen oder zu nehmen. Des Weiteren verfügt diese Gruppe über die Einsicht von Nutzerdaten. Des Weiteren sind alle Anwendungen für diese Nutzergruppen verfügbar.

AP5.4 - Integration und Bereitstellung von Schnittstellen

AP5.4.1 - Anbindung Parkhausleitsystem

Das Parkhausleitsystem wurde von der Firma MSR Traffic umgesetzt. Hierbei verfügt jeder Stellplatz über einen Ultraschall-Abstandssensor. Dieser erfasst die Belegung des Stellplatzes sowie die Parkdauer. Die Daten werden dabei durch einen lokalen Webserver bereit- und durch eine Webanwendung dargestellt. Via REST API ist die Abfrage der Daten im JSON-Format möglich, sowie über den POST-Befehl auch die Reservierung einzelner Stellplätze. Die Interaktion dieser Schnittstelle mit der entwickelten App ist allerdings wegen des regulatorischen Aufwands noch nicht abgeschlossen. Die Daten können aufgrund des lokalen Servers nur via VPN-Zugang abgerufen werden, welcher nun für die virtuelle Maschine eingerichtet werden muss. Dies erfolgt über den Projektzeitraum hinaus und befindet sich nach aktuellem Stand in Arbeit.

AP5.4.2 - Anbindung Reservierung und Abrechnung

Die Web App verfügt über einen Buchungskalender, welcher die theoretische Option bereitstellt einen Parkplatz mit Ladesäule zu reservieren:

<https://langergraben.app/parking/booking>

Die Kopplung der App mit dem Parkhausleitsystem der MSR Traffic GmbH ist jedoch noch nicht abgeschlossen und wird wie auch in AP5.4.1 beschrieben erst nach Projektende umgesetzt werden. Sobald die Kopplung jedoch abgeschlossen ist, soll der Belegungssensor der MSR-Traffic, der über Signal LEDs verfügt, rot leuchten um damit eine Reservierung anzugeben. Nach aktuellem Stand erfolgt nach der Reservierung eine Warnmeldung, dass diese Funktion aktuell als Platzhalter dient.

AP5.4.3 - Anbindung bidirektionale Schnittstelle „ePark“

Die Idee der bidirektionalen Schnittstelle war die, aus den gewonnenen Daten möglichst viele Informationen zu generieren, um daraus Schlüsse für eine bessere Ladestrategie zu ziehen. Die Workflows für diese Datenverarbeitung wurden hierbei im AP2 und AP3 entwickelt. Die Aufgabe war es nun, diese essentiellen Anwendungen in die App miteinzubinden. In der Abbildung 24 wird die Auslastung der Ladeinfrastruktur als Heatmap im zeitlichen Kontext dargestellt. An der Heatmap ist so sehr gut erkennbar, dass die Auslastung der Infrastruktur speziell samstags zwischen 13:00 Uhr und 17:00 Uhr erhöht ist. Durch die Visualisierung der einzelnen Fahrzeuge und deren Leistungsaufnahmen können außerdem Schlüsse in dem Kontext der durchschnittlichen Lademenge und Ladeleistung sowie der Ladedauer gezogen werden. Abbildung 23 zeigt diesen genannten Verlauf der bezogenen Energiemenge sowie der aktuell bezogenen Leistung pro Phase. Des Weiteren wird der Maximale Leistungsbezug ausgegeben, der Hinweise auf das Fahrzeug geben kann.

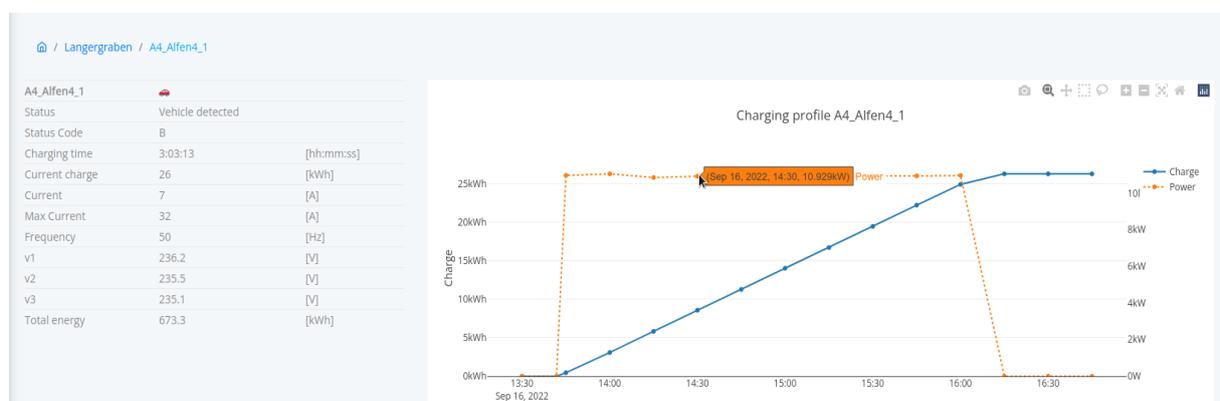


Abbildung 23: Darstellung des Ladeverhaltens eines einzelnen EV.

Eine weitere essentielle Erkenntnis ist, inwiefern die Ladeinfrastruktur präferiert wird. Gemeint ist hiermit, welche Ladesäulen tendenziell am häufigsten angesteuert werden. Durch das Monitoring wird dies quantitativ erfasst.

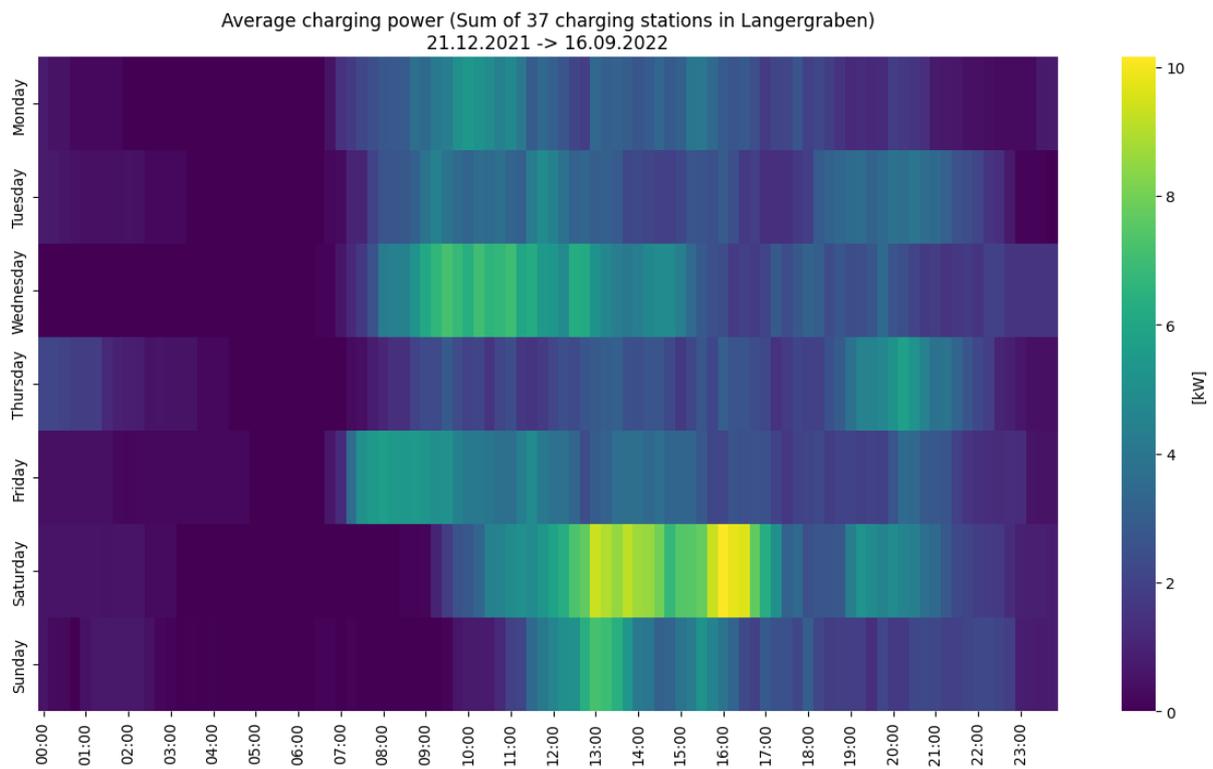


Abbildung 24: Heatmap zur Auslastung der Ladeinfrastruktur im wöchentlichen Kontext.

Abbildung 25 gibt farblich die quantitativ am meisten ausgelasteten Ladesäulen wieder. Die rot gekennzeichneten Parkplätze stellen dabei die am wenigsten genutzten Stellplätze dar, orange bis gelb die am meist genutzten. An dem Farbschema ist zu erkennen, dass Stellplätze in der Nähe der Treppenhäuser priorisiert werden.

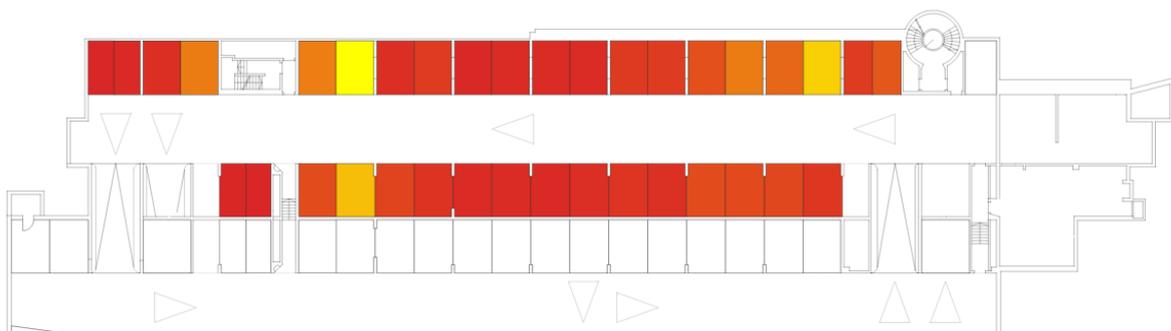


Abbildung 25: Quantitative Auslastung der Ladesäulen.

AP5.4.4 - Anbindung ÖPNV

Park and Ride bezeichnet die Idee, von einem Standort mit schlechter ÖPNV-Anbindung zu einem Standort mit guter ÖPNV-Anbindung zu pendeln, um diese nutzen zu können. Die App geht auf diese Möglichkeit ein, indem ein Add-On für den ÖPNV implementiert ist. Anwender:innen können so ohne weitere Installationen oder Apps direkt eine Verbindung abfragen und erhalten Auskunft, in dem sie auf die Webseite <https://bwegt.de> mit einer Auskunft über mögliche Verbindungen weitergeleitet werden.

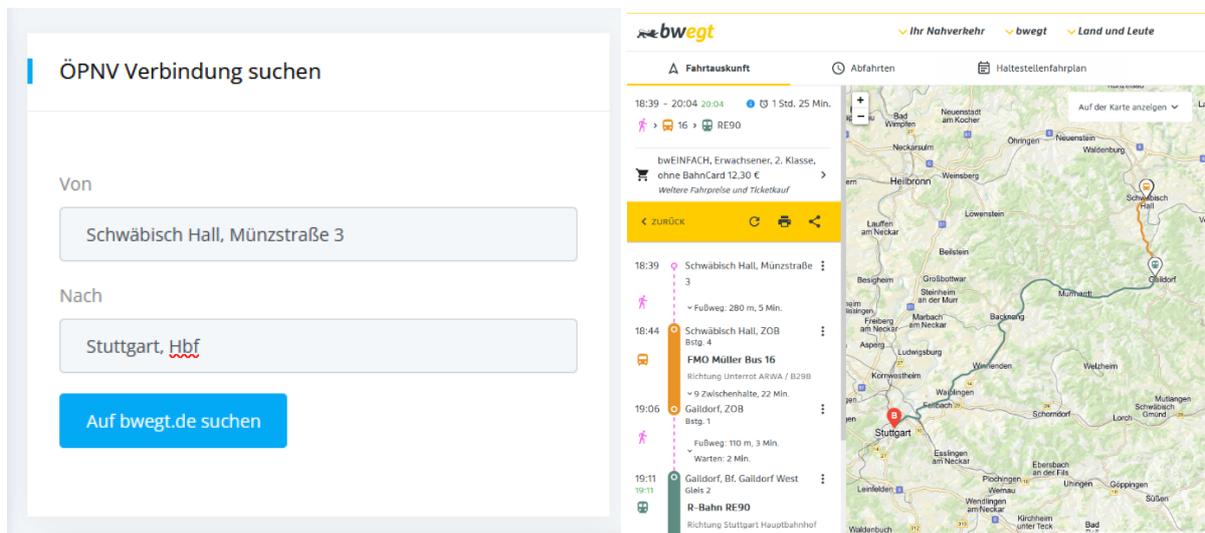


Abbildung 26: App-Ansicht: ÖPNV-Verbindung zwischen Langergraben Parkplatz und Stuttgart Hbf.

Links in Abbildung 26 ist die Eingabemaske in der App zu erkennen, rechts die Ausgabe auf der geladenen Webseite. Hier ein Beispiel für die Verbindung Schwäbisch-Hall nach Stuttgart.

AP5.5 - Evaluation / Usability Tests

Die Nutzerfreundlichkeit der App wurde noch nicht abschließend bewertet, dennoch konnte die App erfolgreich beim Feldversuch am 20. September 2022 eingesetzt werden, bei dem das Ladelastmanagement ausgereizt werden sollte. Hierzu wurde ein Fahrzeug durch die HFT bereitgestellt, zwei Fahrzeuge durch die Gemeinde Wüstenrot, eins durch die enisyst GmbH und zwei durch die Stadtwerke Schwäbisch Hall. Zwei weitere Privatfahrzeuge waren vor Ort, wodurch eine Spitzenleistung von ca. 50 kW erreicht werden konnte.

Abbildung 27 zeigt die Ladeprofile der jeweiligen Fahrzeuge, die zu diesem Zeitintervall beladen wurden.

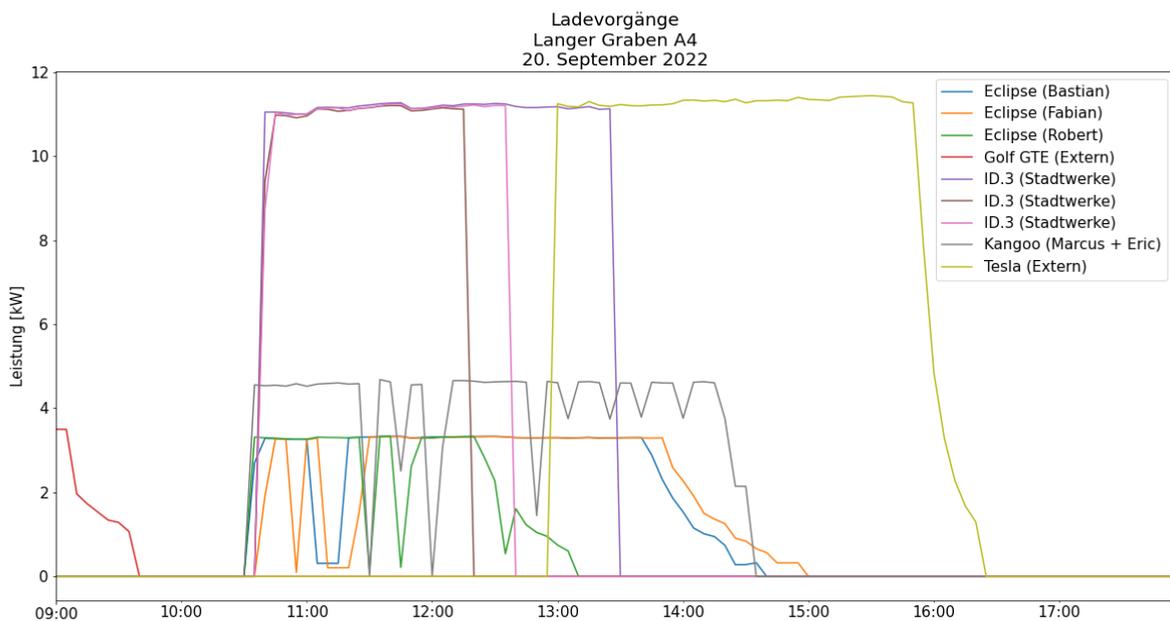


Abbildung 27: Ladevorgänge für alle E-Fahrzeuge am 20. September 2022.

Die App zeigte den jeweiligen Fahrer:innen der Fahrzeuge den aktuellen Ladestatus auf. Problematisch hierbei ist nach aktuellem Stand, dass sich die Ladeinfrastruktur im Parkhaus „Langer Graben“ im 4. Untergeschoss befindet, was eine Internetverbindung durch mobile Daten quasi unmöglich macht und damit auch die Nutzung der App in der Garage. In Zukunft ist geplant die Parkebenen mit W-Lan Zugang auszustatten.

Erfolgskontrolle und Zusammenarbeit

In allen Projektphasen haben regelmäßige Projekttreffen sowohl online, hybrid, als auch vor Ort stattgefunden. Alle am Umsetzungsprojekt beteiligten Personen und Institutionen standen dabei stets in engem Austausch und in enger Abstimmung.

Das Projekt wurde aufgrund von Verzögerungen bei der Inbetriebnahme der Ladeinfrastruktur im Parkhaus „Langer Graben“ bis zum 30.09.2022 verlängert. Ein Grund der Verzögerungen ist hierbei ein Kabelbrand im Februar 2021, welcher den Zeitplan für die Sanierung des Parkhauses beeinflusst hat. Aufgrund der Verzögerungen konnte eine ausreichende Datenbasis erst später als geplant aufgebaut werden, was zu Verzögerungen in weiteren Arbeitsschritten führte.

Zudem konnte leider lange Zeit keine geeignete Besetzung für die Programmierung der App und die Wirtschaftlichkeitsanalyse erfolgen. Die Stelle wurde am 23.03.2021 erneut ausgeschrieben, wobei sich jedoch nur ein Bewerber fand, der nicht die geforderte Qualifikation aufwies. Zwei weitere Ausschreibungen mit Frist zum 12.05.2021 und 18.06.2021 verliefen ebenfalls ergebnislos. Durch interne Umstrukturierungen ist es letztlich gelungen die Stelle mit einem erfahrenen Mitarbeiter zum 01.09.2021 zu besetzen. Durch die späte Besetzung ist es zu entsprechenden Verzögerungen in den Arbeitspaketen gekommen, die in der kostenneutralen Verlängerung des Projekts aufgeholt wurden.

Die Meilensteine aus AP1 wurden überwiegend erfolgreich abgeschlossen. Die Inbetriebnahme des Parkhauses hat erfolgreich stattgefunden. Skalierbarkeitspotentiale für die untersuchte Methodik sind vorhanden und bei Sanierung einfach anzuwenden. Die Publikation des Leitfadens in einer Fachzeitschrift sowie die Abschlussveranstaltung sind für Oktober 2022 geplant.

Die Entwicklung des Berechnungsmodells für das Ladelastmanagement ist abgeschlossen. Alle Meilensteine des AP2 wurden erreicht. Die Zusammenstellung von umfangreichen Datensätzen zum Training der KI Algorithmen wurde auf Basis von Literaturrecherchen und Monitoringdaten durchgeführt. Es wurde eine umfassende Literaturrecherche durchgeführt, die u.a. das Vorhaben Fahrzeuge mittels Bilderkennung zu klassifizieren stützt. Die Umsetzung eines digitalen Zwillings, um das Ladeverhalten im Parkhaus „Langer Graben“ zu simulieren, war erfolgreich. Das Modell wurde validiert und optimiert. Das Modell simuliert das Belegungsverhalten sowie die Ladezeiten der Fahrzeuge. Ladeströme sowie dynamische Lastprofile können generiert werden.

Die Meilensteine von AP3 wurden erreicht. Die Datenbankstruktur wurde definiert und eine Cloud-Basierte MySQL Datenbank zur Erfassung der Ladepunktdaten etabliert. Hierbei wurden bereits vor Fertigstellung des Parkhauses „Langer Graben“ Messdaten anderer Ladepunkte in Echtzeit eingespielt um das Zusammenspiel mit den entwickelten Algorithmen zu testen. In diesem Kontext wurde auch eine automatisierte Messdatenüberprüfung umgesetzt und diese befindet sich nun im Praxiseinsatz.

Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse und Betreibermodelle „Smart_E_Park“ liegen vor, der Meilenstein des AP4 wurde erreicht. Es wurde eine Literaturrecherche durchgeführt und vergleichbare Ansätze für neue Geschäftsmodelle in Parkhäusern untersucht. Zudem wurden in Kreativworkshops mit Studierenden innovative Ansätze mittels des Business Model Canvas ermittelt. In einem Workshop mit den Vertriebs- und Marketingansprechpartnern des Parkhausbetreibers wurden die ermittelten Ansätze mit den Möglichkeiten und Zielen in Schwäbisch Hall abgeglichen.

Das AP5 wurde mit dem Erreichen aller Meilensteine erfolgreich abgeschlossen. Eine einfache Progressive-Web-App wurde entwickelt und wird aktuell auf einer Virtuellen Maschine betrieben. Die App läuft im Demo-Betrieb und ist voll einsatzbereit über <https://langergraben.app> abrufbar. Die App nutzt Apache, Python und Flask und enthält Javascript Routinen, um die Verfügbarkeit aktueller Daten zu prüfen. Im Hintergrund werden regelmäßig Daten aus dem Parkhaus „Langer Graben“ bezogen und analysiert. Die Darstellung in der App erfolgt, sobald ausreichend Daten zur Verfügung stehen.

Alternativ werden derzeit Informationen eines Testsystems wiedergegeben, die prototypisch verwendet wurden. Die App wurde im Projektverlauf kontinuierlich den aktuellen Entwicklungen entsprechend angepasst und aktualisiert. Es wurden weitere Interaktionstools und Informationen integriert, wie beispielsweise die Belegung des Parkhauses.

Notwendigkeit der Zuwendung

Das INPUT 2.0 Förderprogramm hat in ganz Baden-Württemberg zu neuen Innovationen beigetragen. Schwerpunkt der Forschung waren hier oftmals das Thema der Netzanbindung sowie das Ladelastmanagement von E-Ladeinfrastrukturen. „Smart_E_Park“ differenziert sich hier von den anderen Projekten, indem speziell die Modellentwicklung zur Simulation der Prozesse eines E-Parkhauses angestrebt wurden. Flankierend durch ein smartes Monitoring und der Datenanalyse konnte so ein Simulationsmodell entwickelt werden, welches sich u.a. in der zukünftigen Quartierssimulation mit den Themen der Sektorenkopplung und dem Bidirektionalen Laden einbetten lässt. Außerdem ermöglicht die Darstellung des potentiellen Lastgangs, die kostengünstigere Planung von E-Ladeinfrastrukturen. In diesem Feld sind mit den SSH weitere Kooperationen in Aussicht gestellt worden. Somit unterstützt das Projekt den Ausbau der Ladeinfrastruktur für die E-Mobilität und damit auch die Ziele der Bundesregierung, bis zum Jahr 2030 eine Million Ladepunkte bundesweit zu installieren [64].

Verwertung

Eine Nach- und Weiternutzung ist durch beide Projektpartner möglich. Die fortlaufende Historisierung der Daten aus dem Parkhaus ist von beiden Partnern zum beidseitigen Erkenntnisgewinn vereinbart. Durch die Anreicherung der Daten können die Stadtwerke insbesondere die Geschäftsmodellentwicklung eigenständig weiterentwickeln. Die App bleibt über die Projektlaufzeit hinaus bestehen (Die Domain [langergraben.app](https://www.langergraben.app) wurde von enisyst registriert und die App wird über das Projektende hinaus auf der enisyst Cloud laufen).

Eine Umsetzung für weitere Parkhäuser der Stadtwerke wird derzeit eruiert. Über die iCity Partnerschaft werden weitere Transferpotentiale erhoben. Die Erkenntnisse werden in einer im Jahr 2023 angedachten thematischen Netzwerkveranstaltungen zur Mobilität wichtigen Entscheidern aus Politik, öffentlicher Verwaltung und der Industrie vorgestellt.

Das Projekt „Smart_E_Park“ wurde einem Fachpublikum durch die Teilnahme am Kolloquium Umweltforschung im Rahmen einer Projektvorstellung durch eine Posterpräsentation (vgl. Anhang B) vorgestellt. Des Weiteren fand ein Austausch mit anderen Forschungsprojekten aus dem INPUT Förderprogramm statt. Zusätzlich erfolgt nach Projektabschluss eine Vorstellung und Publikation im Rahmen des internationalen „6th E-Mobility Power System Integration“ - Symposium.

Publikationen

Das Umsetzungsprojekt „Langer Graben“ der Stadtwerke Schwäbisch Hall wurde öffentlichkeitswirksam durchgeführt und von den Partnern beworben. In direktem Zusammenhang mit „Smart_E_Park“ stehen u.a. folgende Veröffentlichungen (alle zuletzt abgerufen am 16.09.2022):

Pressemitteilung Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH vom 16.12.2021:

<https://www.pressebox.de/pressemitteilung/stadtwerke-schwaebisch-hall/Schwaebisch-Haller-Parkstaette-Langer-Graben-wird-zum-smarten-E-Parkhaus/boxid/1090961>

Bidirektionale Wallboxen: <https://bidirektionale-wallboxen.de/smartere-parkhaus-stadtwerke-schwabisch-hall-enisyst-gmbh-und-hochschule-fur-technik-stuttgart-hft/>

PROMAGAZIN für die Region Heilbronn-Franken vom 17.12.2021: <https://www.promagazin.de/langer-graben-in-schwaebisch-hall-wird-zum-smarten-e-parkhaus/>

e|m|w Sonderausgabe 02 | 22: <https://www.emw-online.com/artikel/225236/vom-parkhaus-zum-batteriespeicher>

Zeitung für kommunale Wirtschaft vom 28.06.2022: <https://www.zfk.de/mobilitaet/e-mobilitaet/so-wird-aus-einem-parkhaus-ein-grosser-stromspeicher>

SMARTHOUSE-PRO, WEKA Fachmedien GmbH vom 22.06.2022: <https://www.smarthouse-pro.de/e-mobility/der-wandel-zum-e-parkhaus.196995.html>

EFAHRER.com, Tobias Stahl vom 24.06.2022: https://efahrer.chip.de/news/e-autos-als-akkus-fuer-stromnetz-schwaben-bauen-parkhaus-der-zukunft_108403

Mitteilung der Firma SHERPA-X auf E&M Marktplatz Energie: <https://www.energie-und-management.de/marktplatz-energie/press/detail?prid=88>

Sherpa-X Blog, Alexander Liedtke: <https://www.sherpa-x.de/sherpa-x-blog/e-ladeinfrastruktur-mit-vorzeigecharakter>

SmarterWorld, Kathrin Veigel vom 19.06.2022: <https://www.smarterworld.de/smart-energy/smart-mobility/so-wird-aus-einem-parkhaus-ein-grosser-stromspeicher.196891.html>

PV Magazine, Sandra Enkhardt vom 20.06.2022: https://www.pv-magazine.de/2022/06/20/smart_e_park-parkende-elektroautos-als-stromspeicher-nutzen/

Zeitung für Kommunale Wirtschaft, Gerhard Großjohann vom 11.07.2022: Das Parkhaus als Instrument für den Redispatch (Netzstabilität Wie aus einem Parkhaus ein großer Stromspeicher werden kann, zeigt ein Projekt der Stadtwerke Schwäbisch Hall)

Konferenzbeitrag 6th E-Mobility Power System Integration Symposium: A Case Study on Energy Management and Charging Monitoring of Battery Electric Vehicles in Parking Garages. R. Otto, M. Brennenstuhl, E. Duminił, D. Uckelmann, B. Schröter. 10.10.2022.

Quellenverzeichnis

- [1] Die Bundesregierung, Koalitionsvertrag 2021 – 2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP); Seite 22.
- [2] Kraftfahrt-Bundesamt: Pressemitteilung Nr. 8 - 2021 vom 02.03.2021.
https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Fahrzeugbestand/2021/pm08_fz_bestand_pm_komplett.html;jsessionid=89E27E8E674007EAA033E1D9648DB061.live21304, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [3] URL: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/e-mobilitaet-betrieb-von-ladesaeulen-fuer-e-autos-wird-zum-umkaempften-geschaeftsmodell/24008320.html>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [4] URL: <https://www.energieheld.de/energie-trends/mobilitaet/elektroauto/ladekarten>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [5] URL: <https://strom-report.de/strompreise/strompreisentwicklung/#:~:text=Der%20durchschnittliche%20Strompreis%20f%C3%BCr%20Privathaushalte,6%2C4%25%20pro%20Jahr>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [6] URL: https://stadtwerke-hall.de/fileadmin/files/Downloads/Strom/Strom-Kfz/Beschilderung_Parkhaeuser_Elektrotankstelle_Preise_22.12.2020.pdf, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [7] URL: www.ev-database.de, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [8] URL: <https://offenedaten-koeln.de/dataset/parkhausbelegung>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [9] URL: <https://opendata.stadt-muenster.de/dataset/parkhausbelegungen-im-verlauf-2019-bis-heute>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [10] Papendick, K. et al. (2011) Nutzerverhalten beim Laden von Elektrofahrzeugen. Institut für Arbeitswissenschaft, Fabrikautomatisierung und Fabrikbetrieb (IAF). Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Deutschland.
- [11] Amini, M. (2016) ARIMA-based decoupled time series forecasting of electric vehicle charging demand for stochastic power system operation. *Electric Power Systems Research* 140. Elsevier.
- [12] Chen, L. (2019) Modeling and Optimization of Electric Vehicle Charging Load in a Parking Lot. 2013 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2013, pp. 1-5, doi: 10.1109/APPEEC.2013.6837301.
- [13] Provoost, J. C. et al (2019) Predicting parking occupancy via machine learning in the web of things. *Internet of Things* 12. Elsevier.
- [14] Tyukov, A. Brebels, M. Shcherbakov, V. Kamaev, A concept of web-based energy data quality assurance and control system, *ACM International Conference Proceeding Series* (2012) 267–271 doi:10.1145/2428736.2428779
- [15] Lindig, A. Louwen, D. Moser, M. Topic, Outdoor PV system monitoring—Input data quality, data imputation and filtering approaches, *Energies* 13 (19) (2020) 1–18
- [16] L. Campbell, L. E. Rustad, J. H. Porter, J. R. Taylor, E. W. Dereszynski, J. B. Shanley, C. Gries, D. L. Henshaw, M. E. Martin, W. M. Sheldon, E. R. Boose, Quantity is nothing without quality: Automated QA/QC for streaming environmental sensor data, *BioScience* 63 (7) (2013) 574–585.
- [17] J. V. Koziana, J. Olson, T. Anselmo, W. Lu, Automated data quality assurance for marine observations, *Oceans* 2008 (2008).
- [18] G. P. Timms, P. A. de Souza, L. Reznik, D. V. Smith, Automated data quality assessment of marine sensors, *Sensors* 11 (10) (2011) 9589–9602

- [19] A. Sodickson, G. I. Warden, C. E. Farkas, I. Ikuta, L. M. Prevedello, K. P. Andriole, R. Khorasani, Exposing exposure: Automated anatomy-specific CT radiation exposure extraction for quality assurance and radiation monitoring, *Radiology* 264 (2) (2012) 397–405.
- [20] C. Steiding, D. Kolditz, W. A. Kalender, A quality assurance framework for the fully automated and objective evaluation of image quality in cone-beam computed tomography, *Medical Physics* 41 (3) (2014).
- [21] S. Shrivastava, D. Patel, N. Zhou, A. Iyengar, A. Bhamidipaty, DQLearn: A Toolkit for Structured Data Quality Learning, *Proceedings - 2020 IEEE International Conference on Big Data, Big Data 2020* (2020) 1644–1653
- [22] Förch, F. (2021). Masterthesis: Methoden zum vorausschauenden intelligenten Ladelastmanagement in Parkhäusern und Tiefgaragen. Technische Hochschule Ulm.
- [23] Link. https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20190527_Fakten-und-Argumente-Meinungsbild-E-Mobilitaet.pdf, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [24] URL: <https://nachhaltigeswirtschaften-soef.de/sites/default/files/Borderstep31-1-18Roadmap-E-Mobilitaet.pdf>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [25] URL: <https://www.statista.com/study/66755/expert-opinion-on-emobility-in-germany-report>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [26] URL: https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Kurzberichte/PDF/2018/IW-Kurzbericht_2018-49_Lades%C3%A4ulen.pdf, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [27] Osterwalder, A., & Pigneur, Y. (2010): *Business Model Generation: A handbook for Visionaries, Game Changers, and Challengers*. Hoboken, USA: Wiley.
- [28] URL: <https://woehrbauer.de/aktuelles/artikel/mobilitaetshotspot-am-altstadtring-eroeffnet-1>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [29] URL: <https://www.firmenauto.de/dauerparker-aerger-an-der-ladesaeule-11168710.html>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [30] URL: <https://www.autobild.de/artikel/elektroauto-laden-ladesaeule-blockiergebuehr-oeffentliches-laden-21216583.html>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [31] URL: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/e-mobilitaet-betrieb-von-ladesaeulen-fuer-e-autos-wird-zum-umkaempften-geschaeftsmodell/24008320.html>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [32] URL: <https://www.energieheld.de/energie-trends/mobilitaet/elektroauto/ladekarten>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [33] URL: <https://strom-report.de/strompreise/strompreisentwicklung/#:~:text=Der%20durchschnittliche%20Strompreis%20f%C3%BCr%20Privathaushalte,6%2C4%25%20pro%20Jahr>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [34] Hecht, C., Das, S., Bussar, C., Sauer, D. U. (2020). Representative, empirical, real-world charging station usage characteristics and data in Germany,
- [35] *eTransportation*, Volume 6, 2020, 100079, ISSN 2590-1168, <https://doi.org/10.1016/j.etrans.2020.100079>.
- [36] URL: <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/e-mobilitaet-betrieb-von-ladesaeulen-fuer-e-autos-wird-zum-umkaempften-geschaeftsmodell/24008320.html>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [37] Statista GmbH. (2022). Anteil der Elektroautos am Bestand der Personenkraftwagen in Deutschland von 2018 bis 2020 und Prognose bis 2030. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1202904/umfrage/anteil-der-elektroautos-am-pkw-bestand-in-deutschland/>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [38] Kemmler, A., Wunsch, A., & Burret, H. (2021). *Entwicklung des Bruttostromverbrauchs bis 2030*. Basel, Schweiz: Prognos AG. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/prognos-bruttostromverbrauch-2018-2030.pdf>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [39] Figgenger, J., Hecht, C., Haberschusz, D., Bors, J., Spreuer, K. G., Kairies, K.-P., ... Sauer, D. U. (2022). The development of battery storage systems in Germany: A market review, 1–15.
- [40] Stenzel, P., Kotzur, L., Stolten, D., & Figgenger, J. (2021). *Energiespeicher - Batterien*,

Wasserstoff, Wärme. BWK: Das Energie-Fachmagazin.

- [41] dena. (2022). PUMPSPEICHER Wasserkraft als Stromspeicher. URL: <https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/flexibilitaet-und-speicher/pumpspeicher/>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [42] Umwelt Bundesamt. (2022). Kraftwerksleistung in Deutschland. URL: <https://www.umweltbundesamt.de/bild/kraftwerksleistung-in-deutschland>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [43] Aghaei, J., & Alizadeh, M. (2013). Demand response in smart electricity grids equipped with renewable energy sources: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 18, 64–72. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.09.019>
- [44] URL: Next Kraftwerke GmbH. (2021b). Was ist der Intraday-Handel? URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/intraday-handel>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [45] URL: Next Kraftwerke GmbH. (2021e). Was ist Regelenergie? URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenergie>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [46] Göß, S. (2021). Regelenergiemarkt im Umbruch II – von Preisspitzen zum Mischpreisverfahren. URL: <https://blog.energybrainpool.com/regelenergiemarkt-im-umbruch-ii-von-preisspitzen-zum-mischpreisverfahren/>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [47] Ocker, F., Braun, S., & Will, C. (2016). Design of European Balancing Power Markets. 13th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEM.2016.7521193, URL: http://games.econ.kit.edu/img/Ocker_Braun_Will_full_manuscript.pdf, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [48] Bundesnetzagentur (2021). Monitoringbericht 2019. Bonn.
- [49] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH. (2021). Regelleistung.net Datencenter. URL: <https://www.regelleistung.net/apps/datacenter/tendering-files/>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [50] Next Kraftwerke GmbH. (2021a). Grafiken zu Strommarkt & Stromsystem. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/unternehmen/presse/grafiken>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [51] Regelleistung Online GbR. (2021). PRL Preise 2019. URL: <https://www.regelleistung-online.de/prl-preise-2019/>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [52] Next Kraftwerke GmbH. (2021a). Grafiken zu Strommarkt & Stromsystem. URL: <https://www.next-kraftwerke.de/unternehmen/presse/grafiken>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [53] EPEX SPOT. (2021). epexspot market data. URL: <https://www.epexspot.com/en/market-data>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [54] Gobmaier, T., Bernhard, D., & Roon, S. Von. (2012). Märkte für Demand Side Management, 1–10.
- [55] Next Kraftwerke GmbH. Was ist Primärreserveleistung (PRL)?, URL: <https://www.next-kraftwerke.at/wissen/primaerregelung-prl>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [56] Next Kraftwerke GmbH. Sekundärregelleistung (SRL), URL: <https://www.next-kraftwerke.at/wissen/sekundaerregelung-srl>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [57] Next Kraftwerke GmbH. Was ist Minutenreserveleistung (MRL)? URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/minutenreserve-tertiaerregelung>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [58] Next Kraftwerke GmbH. Was ist der Intraday-Handel? URL: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/intraday-handel>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [59] Wang, D., Coignard, J., Zeng, T., Zhang, C., & Saxena, S. (2016). Quantifying electric vehicle battery degradation from driving vs. vehicle-to-grid services. *Journal of Power Sources*, 332, 193–203. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.09.116>
- [60] Thompson, A. W. (2018). Economic implications of lithium ion battery degradation for Vehicle-to-Grid (V2X) services. *Journal of Power Sources*, 396, 691–709. <https://doi.org/10.1016/J.JPOWSOUR.2018.06.053>

- [61] URL: <https://flask.palletsprojects.com/>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [62] URL: <https://github.com/app-generator/flask-datta-able>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [63] URL: <https://appseed.us/generator/>, zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.
- [64] URL: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/suche/ladepunkte-in-deutschland-1884666>,
zuletzt aufgerufen am 29.09.2022.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Monitoring Schema.	5
Abbildung 2: Ladelastmanagement.	6
Abbildung 3: Sanierte Parkplätze mit Ladepunkt Parkhaus Langer Graben (Bildquelle HFT-Stuttgart).	11
Abbildung 4: Parkplätze in der Haller Innenstadt; Quellen: Google, https://stadtwerke-hall.de/parkmoeglichkeiten/ , zuletzt abgerufen: 29.09.2022.....	11
Abbildung 5: Wiedereröffnung „Langer Graben“ (von links): Stadtwerke-Geschäftsführer Ronald Pfitzer, Landrat des Landkreises Schwäbisch Hall Gerhard Bauer, Stadtwerke-Abteilungsleiter Peter Busch, Stadtwerke-Geschäftsführer Gebhard Gentner und Oberbürgermeister von Schwäbisch Hall Daniel Bullinger; Quelle: Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH, Geschäftsbericht 2021.	12
Abbildung 6: Ladelastprofil einer Woche eines Parkhauses mit 10 elektrifizierten Ladesäulen.	18
Abbildung 7: Anzahl der Ladeprofile und die damit verbundene Ladedauer im Parkhaus „Langer Graben“	20
Abbildung 8: Durchschnittlich geladene Energiemenge aus dem Monitoring „Langer Graben“ Schwäbisch-Hall.	20
Abbildung 9: Bot zur Verifizierung von Überwachungsdaten, implementiert in der Telegram-Messenger-App.....	22
Abbildung 10: Monitoring Schema.....	22
Abbildung 11: MySQL Monitoring Datenbank nach Schema Monisoft.	23
Abbildung 12: Synthetisch generierte Ladelastdaten für das Auffüllen von Fehlstellen.....	24
Abbildung 13: Kosten der Regelleistung als Systemdienstleistung. Eigene Darstellung, Datenquelle: [48].....	26
Abbildung 14: Durchschnittlich ausgeschriebene Regelleistung in Deutschland. Eigene Darstellung, Datenquellen außer 2019* [49]	26
Abbildung 15: Durchschnittlicher monatlich erzielbarer Leistungspreis. **Ab Juni 2018 findet bei SRL keine Unterscheidung mehr zwischen HT und NT Tarifen statt. Somit wird ab 2018 der SRL Gesamtleistungspreis dargestellt. Eigene Darstellung, Datenquellen: [49]; außer 2018*: [50],[51].....	27
Abbildung 16: Mindest SRL und MRL Arbeitspreis im Vergleich zu Spotmarkt Preisen. Eigene Darstellung, Datenquellen: [49] außer EPEX* [53].	27
Abbildung 17: SRL Bezug, Lieferung und normierte gemessene Ladeleistung des Parkhauses gemittelt über den Zeitraum vom 21.12.2021 – 06.09.2022. a) Werktag, b) Samstag, c) Sonntag.....	29
Abbildung 18: MRL Bezug, Lieferung und normierte gemessene Ladeleistung des Parkhauses gemittelt über den Zeitraum vom 21.12.2021 – 06.09.2022. a) Werktag, b) Samstag, c) Sonntag.....	29
Abbildung 19: Geschäftsmodell ePark - von der Idee zur Umsetzung.	32
Abbildung 20: Business Model Canvas – „Smart_E_Park“	33
Abbildung 21: QR-Code für die App.	36
Abbildung 22: Mock-Up der Progressiven Web-App auf dem Smartphone.	38
Abbildung 23: Darstellung des Ladeverhaltens eines einzelnen EV.....	40
Abbildung 24: Heatmap zur Auslastung der Ladeinfrastruktur im wöchentlichen Kontext.	41
Abbildung 25: Quantitative Auslastung der Ladesäulen.....	41
Abbildung 26: App-Ansicht: ÖPNV-Verbindung zwischen Langergraben Parkplatz und Stuttgart Hbf.	42
Abbildung 27: Ladevorgänge für alle E-Fahrzeuge am 20. September 2022.	43

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Auszug der entsprechenden Sensorliste mit vordefinierten Min-/Max-Werten.	21
Tabelle 2: Vergleich der Strommärkte und ihre Nutzbarkeit für intelligentes Lastmanagement. In Anlehnung an [54] mit Daten aus [55],[56],[57],[58].	28
Tabelle 3: Zuschläge und Steuern für Strombezug Stand: 09.2022.	30
Tabelle 4: Kosten und Erlöse bei Ladebetrieb mit SRL-Bezug.	30