

# **Intelligente Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge auf dem Parkplatz der Hochschule Offenburg (INTLOG)**

im Förderprogramm „Intelligente Netzanbindung von Parkhäusern und Tiefgaragen“ (INPUT 2.0)  
des Umweltministeriums Baden-Württemberg

von

Herr Prof. Dr. rer. nat. Michael Schmidt,  
Jens Lottermoser, M.Sc.

Hochschule Offenburg  
Institut für nachhaltige Energiesysteme (INES)

Förderkennzeichen: BWINP 21108

Laufzeit: 15.11.2020 – 30.09.2022

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

## Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung.....	3
2	Arbeitsplan, Zeitplan und Meilensteine .....	4
2.1	Arbeitsplan .....	4
2.2	Zeitplan und Meilensteine .....	4
3	Ergebnisse und Diskussion.....	5
3.1	AP 0: Projektleitung.....	5
3.2	AP 1: Planung und Realisierung Ladeinfrastruktur mit intelligenter Basis-Lösung.....	6
3.3	AP 2: Ausbau der intelligenten Funktionalitäten des Lademanagements .....	12
3.4	AP 2: Signalisierung mittels Powerline innerhalb Ladeinfrastruktur .....	14
3.5	AP 3: Evaluierung des Nutzens aus Sicht des Ladesäulennutzers, Hochschule, Parkplatzbetreibers und Energieversorgers .....	17
4	Weiterer Forschungsbedarf und wirtschaftliches Potential .....	18
5	Publikationen, Patente, Studentische Arbeiten im Rahmen des Projekts .....	19
6	Referenzen.....	19

## 1 Zusammenfassung

Mit dem Klimaschutzgesetz 2021 wurden von der Bundesregierung die Klimaschutzvorgaben verschärft und die Treibhausgasneutralität bis 2045 als Ziel verankert. Zur Erreichung dieses ambitionierten Ziels ist es notwendig, im Bereich der Mobilität weitgehend von Verbrennungsmotoren mit fossilen Kraftstoffen auf Elektromobilität mit regenerativ erzeugtem Strom umzusteigen. Dabei ist die zügige Bereitstellung einer ausreichenden Ladeinfrastruktur für die Elektrofahrzeuge eine große Herausforderung. Neben der Installation einer ausreichend großen Zahl von Ladepunkten selbst besteht die Herausforderung darin, diese in das bestehende Verteilungsnetz zu integrieren bzw. das Verteilungsnetz so auszubauen, dass weiter ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet werden kann. Dabei sind insbesondere Lösungen gefragt, bei denen der Ausbau der Ladeinfrastruktur und der Netzbetriebsmittel durch intelligentes Management des Ladens so gering wie möglich gehalten wird, indem vorhandene oder neu zu installierende Hardware möglichst effizient genutzt wird.

Hier setzte das **Projekt „Intelligente Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge auf dem Parkplatz der Hochschule Offenburg (INTLOG)“** (Projektlaufzeit 15.11.2020 – 30.09.2022) an. Inhalt des Projekts war es, einen Ladepark für den Parkplatz der Hochschule Offenburg mit 20 Ladepunkten à 11 kW und somit einer Gesamtleistung von 220 kW an einen vorhandenen Ortsnetztransformator mit 200 kW Nennleistung anzuschließen, der aber bereits von anderen Verbrauchern genutzt wurde. Das übergeordnete Ziel war es also, eine Ladeinfrastruktur von maßgeblichem Umfang in die bestehende Netzinfrastruktur ohne zusätzlichen Ausbau zu integrieren.

Dabei wurden zukunftsweisende Technologien genutzt und weiterentwickelt sowie teilweise in Praxis, im Labor und in der Computersimulation demonstriert. Als wichtigste technisch-wissenschaftliche Ergebnisse des Projekts lassen sich zusammenfassen:

- (1) Es wurde ein **Ladepark mit 20 Ladepunkte à 11 kW am Parkplatz der Hochschule Offenburg** realisiert und in Betrieb genommen ohne dass zusätzliche Netzausbaumaßnahmen nötig wurden. Dabei wird ein **dynamisches Lastmanagement** eingesetzt. Beim dynamischen Lastmanagement wird die aktuelle Leistung am Netzanschluss gemessen und die Ladeleistung dementsprechend angepasst. Die Ladevorgänge der einzelnen Ladepunkte werden dabei jedoch noch einheitlich reduziert, wenn nicht genug Gesamtleistung zur Verfügung steht.
- (2) In **Computersimulationen** wurde das Konzept des „**Balance Indicators**“ für ein **individuelles Lademanagement** der einzelnen Ladepunkte weiterentwickelt und demonstriert. Das Konzept hat den besonderen Vorteil, sehr geringe Anforderungen an Datenkommunikation, Systemmodellierung und Rechenleistung zu haben und eignet sich daher sehr gut für eine praktische Implementierung.
- (3) Es wurden **Konzepte für eine Power Line Communication (PLC)** im Bereich der Ladeinfrastruktur untersucht, die gerade in Kombination mit dem Konzept des „Balance-Indicators“ sehr zielversprechend ist.

Der Zeit- und Organisationsaufwand zur Realisierung des Ladeparks war erheblich höher als ursprünglich geplant. Gründe waren die hohe Komplexität des öffentlichen Vergaberechts, komplizierte regulatorische Rahmenbedingungen und Abstimmungen zur dynamischen Teilung des Netzanschlusses zwischen verschiedenen Parteien, sowie die allgemein sehr angespannte Lage bei Auftragnehmern hinsichtlich Lieferketten und Fachkräftemangel. So wurde eine Projektverlängerung um neun Monate zur Anpassung einiger Projektziele nötig.

Als Fazit ergibt sich dennoch, dass im Rahmen des Projekts eine umfangreiche **Ladeinfrastruktur von 20 Ladepunkten mit intelligentem Lastmanagement erfolgreich am Parkplatz der Hochschule Offenburg realisiert** werden konnte. Daneben konnten wertvolle Forschungsergebnisse für ein individuelles Lastmanagement erarbeitet werden. Damit wurde eine **Demonstration für das Potential intelligenter und innovative Ladelogik** geschaffen, und zugleich eine wertvolle **Testumgebung für zukünftige neue intelligente Ladealgorithmen und Geschäftsmodelle**. Zudem ist die Ladeinfrastruktur ein **wichtiger Baustein für die Nachhaltigkeitsinitiative der Hochschule Offenburg** und ermöglicht eine stärkere Nutzung der Elektromobilität durch Hochschulangehörige sowie allgemein im Umfeld der Hochschule und der Stadt Offenburg.

## 2 Arbeitsplan, Zeitplan und Meilensteine

### 2.1 *Arbeitsplan*

Das Projekt wurde durch die Hochschule Offenburg (im Weiteren: HSO) umgesetzt. Dabei wurde besonders eng mit den folgenden Partnern kooperiert:

- Vermögen und Bau Baden-Württemberg, Amt Freiburg (im Weiteren: VBA)
  - Grundstückseigentümer Parkplatz der Hochschule Offenburg sowie Grundstück des Steinbeis-Gebäudes (in Erbpacht)
  - Unterstützung bei Durchführung der Vergabe nach Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen (VOB)
- Parkraumgesellschaft Baden-Württemberg mbH (im Weiteren: PBW)
  - Späterer Betreiber, entsprechend Anbindung an PBW Backend (E-Car OC von Siemens), Sicherstellung der Eignung für öffentlichen Betrieb, Möglichkeit zu spontanem Laden (z.B. über Giro-e)
  - Unterstützung bei der Planung
- Elektrizitätswerk Mittelbaden AG & Co.KG (im Weiteren EWM), insbesondere mit ihrer Tochterfirma Überlandwerk Mittelbaden GmbH & Co. KG (im Weiteren ÜWM):
  - Bereitstellung des Netzanschlusses
  - Unterstützung bei der Realisierung einer Lösung mit dynamischem Lastmanagement
- SBG Steinbeis GmbH (im Weiteren SBG)
  - Mitanschlussnehmer am Ortsnetztransformator
  - Unterstützung bei der Realisierung einer Lösung mit dynamischem Lastmanagement
  - Einbindung der Mieter des Gebäudes neben dem Parkplatz
- Easy Smart Grid GmbH (im Weiteren ESG)
  - Bereitstellung patentgeschützter Algorithmen zum Balance Indicator
  - Kooperationspartner bei wissenschaftlichen Untersuchungen.

Dazu wurden eine Reihe von Firmen zur Realisierung des Ladeparks als Unterauftragnehmer beauftragt.

Das Projekt untergliederte sich in 4 Hauptarbeitspakete, vgl. Tabelle 1. Durch die unerwartet hohe Komplexität bei der Planung und Realisierung der Ladeinfrastruktur lag der tatsächliche Arbeitsaufwand in AP 0 und AP 1 allerdings erheblich über den eingeplanten 5 Personenmonaten. Nähere Details dazu in der detaillierten Beschreibung der Arbeitspakete AP 0 und AP 1 in Abschnitt 3.

*Tabelle 1: Arbeitspakete und Arbeitsumfang laut ursprünglichem Projektplan*

AP	Inhalt	Arbeitsumfang in Personenmonaten
AP 0	Projektleitung	2
AP 1	Planung und Realisierung Ladeinfrastruktur mit intelligenter Basis-Regelung	3
AP 2	Ausbau der intelligenten Funktionalitäten des Lademanagements	11
AP 3	Evaluierung des Nutzens aus Sicht des Ladesäulennutzers, Hochschule, Parkplatzbetreibers und Energieversorgers	2

### 2.2 *Zeitplan und Meilensteine*

Das Projekt wurde zunächst für eine Laufzeit vom 15.11.2020 bis 31.12.2021 bewilligt. Da die offizielle Bewilligung aber erst zum 31.03.21 erfolgte, konnte das Projekt zu diesem Zeitpunkt im vollen Umfang starten. Bei der Realisierung des Ladeparks wurde zudem durch die komplexen rechtlichen Rahmenbedingungen (insbesondere öffentliches Vergaberecht sowie technische Anschlussregeln beim

Netzbetrieb) und die allgemein angespannte Situation hinsichtlich Lieferketten und Fachkräftemangel ein erheblich höherer Zeit- und Organisationsbedarf nötig, als er im ursprünglichen Projektplan vorgesehen war. Daher wurde eine Projektverlängerung bis zum 30.09.2022 beantragt und auch bewilligt. Das Projekt lief somit offiziell schließlich über 22,5 Monate vom 15.11.2020 bis 30.09.2022.

	PM 1-2	PM 3-4	PM 5-6	PM 7-8	PM 9-10	PM 11-12	PM 13-14	PM 15-16	PM 17-18
AP0									
AP1									
AP2									
AP3									

Abbildung 1: Ursprünglicher Projekt- und Zeitplan aus Antrag

Die Meilensteine des Projekts sind in Tabelle 2 dargestellt. Bei den Meilensteinen M1.x und M2.2 kam es durch die in unten bei AP1 geschilderten Schwierigkeiten bei der Realisierung des Ladeparks zu erheblichen Verzögerungen und Plananpassungen. So konnte der Ladepark erst kurz vor Projektende, zum 15.8.21 in Betrieb genommen werden. Die simulationsbasierte Bewertung der Easy Smart Grid Algorithmen, die unabhängig von der Realisierung des Ladeparks erfolgen konnten, konnte planmäßig abgeschlossen werden.

Tabelle 2: Meilensteine des Projekts

Meilensteinnummer	Meilenstein	Monat
M1.1	Beauftragung erfolgt	PM 2
M1.2	Ladesäulen sind installiert und angeschlossen	PM 6
M1.3	Lademanagement läuft erfolgreich	PM 7
M2.1	Simulationsbasierte Bewertung der Easy Smart Grid Algorithmen abgeschlossen	PM16
M2.2	PLC-Kommunikation testweise implementiert, betrieben und dokumentiert	PM16

### 3 Ergebnisse und Diskussion

Die Ergebnisse werden im Folgenden nach Arbeitspaketen sortiert dargestellt und diskutiert.

#### 3.1 AP 0: Projektleitung

Die Projektleitung und -koordination wurde durch die HSO geleistet. Auch wenn die HSO der einzige Partner mit finanzieller Förderung war, gab es einen sehr hohen Abstimmungsbedarf mit den verschiedenen Projektpartnern, insbesondere mit VBA, PBW, EWM und ÜWM, SBG, ESG, sowie den verschiedenen Firmen mit Unterauftrag. Auch innerhalb der HSO waren intensive Abstimmungen mit und zwischen verschiedenen Stellen notwendig (Rektorat, zentraler Einkauf, technische Leitung, Campus Research & Transfer). Zum Projektträger PTKA bestand ein enger Austausch zu administrativen und förderrechtlichen Fragestellungen.

Im Rahmen des Projektes fanden monatliche Status-Meetings mit dem wissenschaftlichen Kooperationspartner ESG statt – wegen der COVID-Pandemie überwiegend in virtueller Form.

Zur Klärung komplexer Fragestellungen mit PBW, EWM/ÜWM und VBA kam es zu mehreren bilateralen persönlichen Abstimmungsmeetings, bei denen u.a. auch die jeweilige Leitungsebene zwecks direkter

gemeinsamer Entscheidungsfindung involviert war. Dazu kamen zahlreiche virtuelle und persönliche Meetings auf der Arbeitsebene sowie ein sehr umfangreicher Emailverkehr sowie zahlreiche Telefonate.

Insbesondere die Realisierungsphase erforderte eine fast tägliche Abstimmung mit den beteiligten Partnern und Unterauftragnehmern.

In Bezug auf die Veröffentlichung der Projektergebnisse ist folgendes geplant: Einerseits ist für Q4/2022 ein Pressetermin geplant, der durch die Hochschulkommunikation organisiert wird. Für den wissenschaftlichen Teil hinsichtlich der Weiterentwicklung und Testung des Balance-Indikators ist eine wissenschaftliche Veröffentlichung Ende 2022 geplant.

### 3.2 AP 1: Planung und Realisierung Ladeinfrastruktur mit intelligenter Basis-Lösung

Im AP 1 entwickelte sich die Realisierung der Ladeinfrastruktur aus verschiedenen Gründen deutlich komplizierter als im ursprünglichen Antrag vorgesehen. Insbesondere waren zahlreiche Akteure mit verschiedenen Zuständigkeiten und Prioritäten einzubinden und zu koordinieren. Da eine Beauftragung eines Generalunternehmers wegen vergaberechtlicher Vorgaben nicht möglich war, mussten zahlreiche detaillierte Planungsaufgaben durchgeführt werden. Wegen der gestiegenen Komplexität und mangelnder Ressourcen bei den Akteuren musste zusätzlich ein Ingenieurbüro beauftragt werden. Zudem konnte die Ausschreibung der Bauleistungen nicht durch die HS Offenburg erfolgen, sondern musste durch das Amt für Vermögen und Bau im Rahmen einer Amtshilfe-Vereinbarung realisiert werden. Auch die Realisierung des Netzanschlusses und die Abstimmung mit dem Verteilnetzbetreiber führte aus technisch-rechtlichen Gründen zu einem erheblich höheren Abstimmungsbedarf als zunächst vorgesehen. Insgesamt fanden dazu in 2021 zahlreiche Abstimmungsgespräche zwischen den Akteuren statt, bei denen auch das Rektorat der Hochschule und höchste Stellen der Akteure eingebunden wurden. Insgesamt wurde aber in 2021 ein gutes Lösungskonzept für die Realisierung der Infrastruktur und dem Umgang mit den Hindernissen auf den Weg gebracht, das dann in 2022 zur Umsetzung kam.

Im Austausch mit PBW und der Hochschulleitung wurde gegenüber dem ursprünglichen Projektantrag ein neuer Standort für den Ladepark gefunden: Näher am Schranken- und Eingangsbereich und näher am Netztransformator bot der neue Standort entscheidende Vorteile wie geringere Kabellängen und somit geringere Materialkosten und Leitungsverluste. Da das Projekt Show-Case-Charakter haben sollte, war auch die höhere Sichtbarkeit von großer Bedeutung, vgl. Abbildung 2, Abbildung 3 und Abbildung 4.



Abbildung 2: Geplanter und realisierter Standort der Ladeinfrastruktur am Mitarbeiterparkplatz der Hochschule Offenburg

Zudem wurde in Kooperation mit dem späteren Betreiber PBW festgelegt, dass statt 14 Ladepunkten à 22 kW eher 20 Ladepunkte à 11 kW realisiert werden sollten. Eine Analyse der Ladefähigkeiten der derzeit angebotenen Elektrofahrzeuge sowie Auswertungen von PBW hinsichtlich des Ladeverhaltens führten zu der Bewertung, dass durch diese Lösung ein höherer Mehrwert für die Ladeinfrastruktur-Nutzer erzielt werden könnte. Außerdem sollte diese Lösung im gleichen Budgetrahmen zu bewerkstelligen sein, wie die ursprünglich avisierte Lösung.



Abbildung 3: Geplanter und realisierter Standort der Ladepunkte (Luftbild im Zoom)

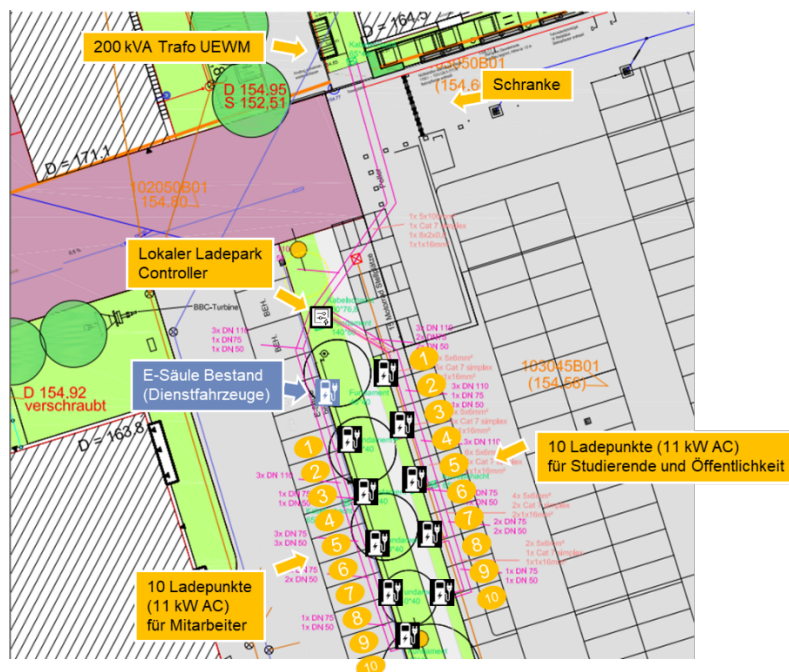


Abbildung 4: Geplanter und realisierter Standort der Ladepunkte inklusive vorläufiger Trassenplan im Lageplan

Für die Realisierung des Ladeparks war im ursprünglichen Projektantrag die Beauftragung eines Generalunternehmers mit entsprechend nachgewiesener Expertise geplant gewesen. Entsprechend gering war der Arbeitsaufwand für die Planungsarbeiten kalkuliert gewesen. Im Laufe des Projekts stellte sich dann aber heraus, dass die Realisierung durch einen Generalunternehmer vergaberechtlich nicht möglich oder zumindest sehr bedenklich war. Stattdessen musste eine Vergabe der einzelnen Gewerke nach der Vergabe- und Vertragsordnung für Bauleistungen (VOB) durchgeführt werden. Diese Vergabe sollte von der Hochschule Offenburg gemeinsam mit dem Amt für Vermögen und Bau Freiburg im Rahmen einer Amtshilfe durchgeführt werden. Dies führte zu einer grundlegenden Neustrukturierung des Projekts, da nun Planungsleistungen und auch Bauherrentätigkeiten in erheblichem Umfang durch die Projektleitung organisiert und realisiert werden mussten.

Entsprechend wurden drei Vergabeverfahren durchgeführt:

- Vergabe-Nr. 22-33073 Tiefbau
- Vergabe-Nr. 22-33074 Elektroarbeiten
- Vergabe-Nr. 22-33075 Ladepark-Infrastruktur und Inbetriebnahme

Für die Vergabeverfahren mussten umfangreiche Vorplanungen für die Erstellung der produktneutralen Leistungsverzeichnisse durchgeführt werden. Da dafür nur begrenzt Ressourcen und Expertise im Haus zur Verfügung standen, wurde die Hilfe von externen Planungsbüros eingeholt.

Den Zuschlag bei der Ladepark-Infrastruktur erhielt schließlich eine Lösung von der Firma ChargeHere, inklusive ihrer ChargeBase, einem ChargePanel und 10 TwinChargern,

Die Tiefbauarbeiten enthielten dabei umfangreiche Arbeiten für Erdkabel, Kommunikationskabel und Leerrohre zwischen Trafo und Ladepark, Fundamentarbeiten für die Stelen, Ladepark-Controller und Verteilerschrank. Die Elektroarbeiten beinhalteten das Verlegen und Anschließen der Erdkabel und Kommunikationskabel, das Aufstellen und Anschließen der Ladeparkkomponenten etc.

Die Realisierung des Netzanschlusses in Kombination mit einem dynamischen Lastmanagement beinhaltete eine besondere Komplexität. Das Ziel war es, eine Konstellation wie in Abbildung 5 zu realisieren.

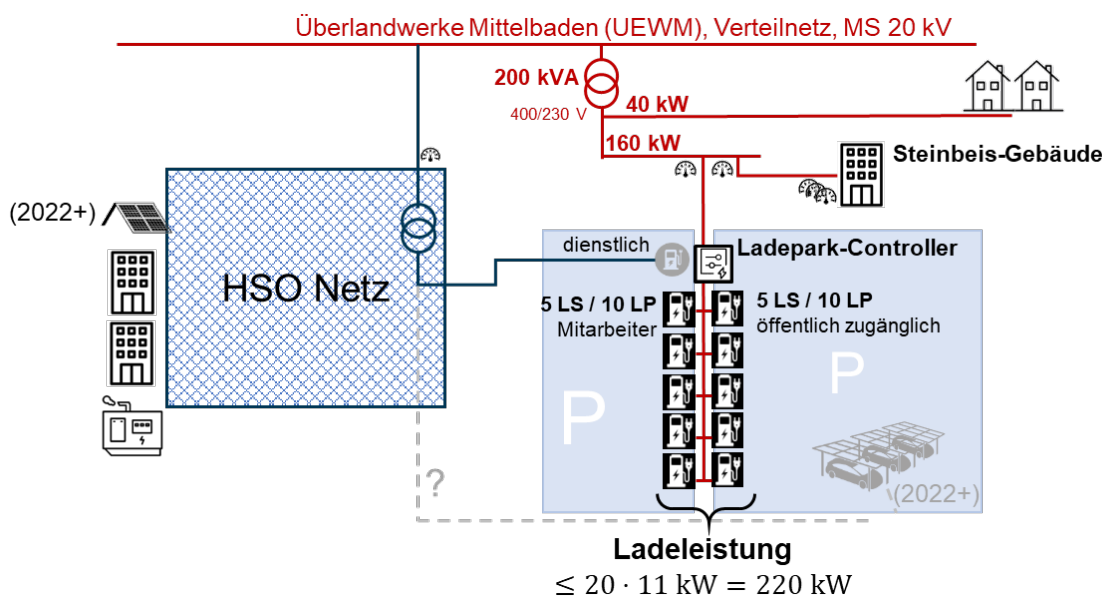


Abbildung 5: Konzept für Netzanschluss und dynamisches Lastmanagement

Der Ladepark sollte an den Ortsnetztransformator „Badstr. Süd“ des Verteilnetzbetreibers ÜWM angeschlossen werden, der sich auf dem Flurstück 2026/12 befindet. Das Flurstück 2026/12 wurde vom Grundstückseigentümer, dem Land Baden-Württemberg, in Erbbaupacht an die SBG verpachtet. Die SBG besitzt auf dem Flurstück 2026/12 das Gebäude mit der Adresse Badstr. 24a (nachfolgend „Steinbeis-Gebäude“ genannt) und war der Hauptnutzer des Ortsnetztransformators. Die Hochschule Offenburg hat dazu die noch verbliebene Anschlussleistung am Ortsnetztransformator als Anschlussleistung beantragt. Zusammen besitzen so das Steinbeisgebäude und die Hochschule Offenburg gemeinsam eine Anschlussleistung von 160 kW. Diese soll im Rahmen eines dynamischen Lastmanagements von der Hochschule Offenburg und dem Steinbeisgebäude gemeinschaftlich genutzt werden, wobei das Steinbeisgebäude jeweils die Priorität bei der Lastzuteilung besitzt und die restliche Leistung  $P_{Laden}(t)$  zum Laden verwendet werden kann:

$$P_{Laden}(t) \leq 160 \text{ kW} - P_{Steinbeis}(t)$$

Dazu ist dynamische Messung Steinbeis-Gesamtlast  $P_{Steinbeis}(t)$  nötig. Entsprechend musste ein eichrechtskonformes Messkonzept erstellt und mit dem Verteilnetzbetreiber abgestimmt werden. Auch mussten die entsprechenden Elektrokomponenten und Schaltschränke im Leistungsverzeichnis für die



Elektroarbeiten berücksichtigt werden.

Neben dieser technischen Seite musste auch eine vertragliche Regelung mit den Eigentümern des Steinbeis-Gebäudes und ihrer Mieter getroffen werden, einerseits für die Tiefbauarbeiten als auch für die Messungen und die gemeinsame Transformatornutzung. Dazu wurde ein umfangreicher Gestattungsvertrag auf den Weg gebracht.

Für die Erstellung der Leistungsverzeichnisse, die Durchführung der Vergabe, die Beauftragung der Firmen, die Lieferung der Komponenten, die Ausführung der Arbeiten der verschiedenen Gewerke gab es wegen der begrenzten Projektlaufzeit einen äußerst straffen Zeitplan, der nur unter hohem Einsatz aller beteiligten Partner und durch ihre vertrauensvolle Zusammenarbeit erfolgreich zu bewerkstelligen war. Dadurch war es möglich, nach der Beauftragung am 1.4.2022 eine Fertigstellung und technische Inbetriebnahme am 15.8.22 zu erreichen, vgl. Abbildung 6.

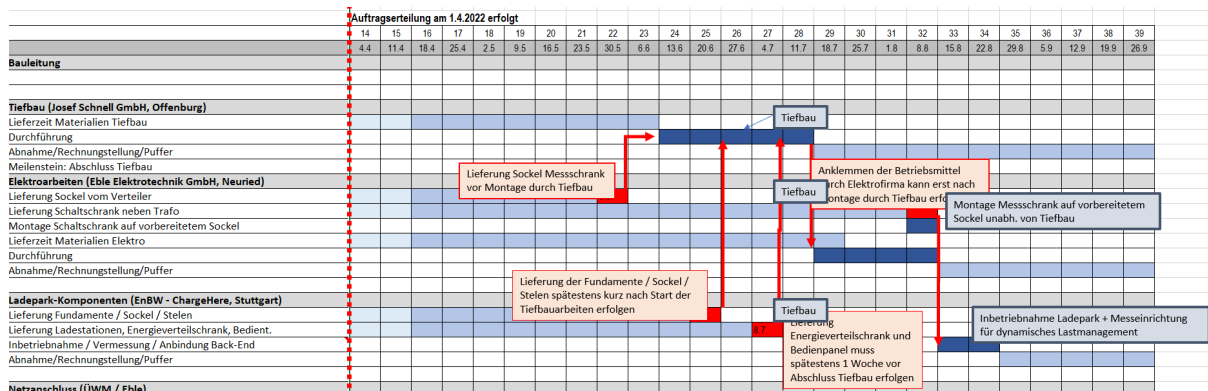


Abbildung 6: Zeitplanung für Realisierung der Ladeinfrastruktur

Einige Eindrücke der Ladeinfrastruktur sind in Abbildung 7, Abbildung 8, 9 und 10 zu sehen. Eine Schautafel zur Darstellung des Projekthintergrunds, der Fördergeber etc. ist in Planung.



Abbildung 7: Blick auf die Ladeinfrastruktur von der Nordseite - ChargePanel und ChargeBase



*Abbildung 8: Blick auf die Ladeinfrastruktur vom Westen mit den westlichen 5 Stelen bzw. 10 Ladepunkten*



*Abbildung 9: Blick auf die Ladeinfrastruktur Westseite – andere Perspektive*



*Abbildung 10: Blick auf die Ladeinfrastruktur Ostseite mit den 5 Stelen bzw. 10 Ladepunkten für Mitarbeiter*

### 3.3 AP 2: Ausbau der intelligenten Funktionalitäten des Lademanagements

Im AP 2 „Ausbau der intelligenten Funktionalitäten des Lademanagements“ wurden neue intelligente dezentrale Regelungskonzepte (Ladeverfahren) in Kooperation mit dem Unternehmen Easy Smart Grid GmbH aus Karlsruhe evaluiert und weiterentwickelt.

Mit intelligenten Ladeverfahren ist gemeint, dass die Flexibilität (voraussichtliche Standzeit und gewünschter Ladezustand (Soll-SoC) der Batterie) der Teilnehmer bei der Zuteilung der Ladeleistung auf die Ladepunkte berücksichtigt wird. Konkret bedeutet dies, dass der intelligente Ladecontroller ein Scheduling der Fahrzeuge vornimmt.

Das hierbei eingesetzte Verfahren ist dezentral (es gibt keinen zentralen Optimierer) und organisiert sich über den aktuellen Markt - Netzauslastung und Preissignale -, die jeweils Verfügbarkeit signalisieren und auf die jeder Teilnehmer individuell reagiert.

Ziel des Algorithmus ist es, die Kosten für den Stromverbrauch zu minimieren bzw. den Ertrag für den erzeugten Strom (z. B. durch PV-Energie) zu maximieren.

In verschiedenen Simulationsszenarien (siehe Abbildung 11) in denen konventionelle Ladeverfahren, intelligenten Ladeverfahren gegenübergestellt werden, konnte gezeigt werden, dass eine Ausnutzung der Nutzer-Flexibilität die Lastspitzen im Verteilnetz reduziert und es somit zu weniger kritischen Netzsituationen kommt.

Simulationszenario	Statisches LM	Dynamisches LM	Statisches LM + Intelligentes LM	Dynamisches LM + Intelligentes LM	Konstanten Ladeparameter	Zufälligen Ladeparameter	Lastprofil	Vorabwerte Forecastregister	PV Einspeiseleistung
Fall 1	x				x				
Fall 2	x					x			
Fall 3			x		x				
Fall 4			x			x		x	
Fall 5			x			x		x	x
Fall 6				x		x	x	x	
Fall 7				x		x	x	x	x

Abbildung 11: Simulationsszenarien

Abbildung 12 und Abbildung 13 zeigen die Simulationsergebnisse für Fall 1 und Fall 3 bei einer maximalen Anschlussleistung des Ladeparks von 55 kW. Der Simulationshorizont wurde von Montag 0:00 Uhr bis Freitag 23:59 Uhr gewählt. In den Simulationsszenarien 1 und 3 sind die Ladeparameter konstant. Dies bedeutet, dass an jedem Tag die gleichen E-Fahrzeuge zu den gleichen Zeiten an den gleichen Ladepunkten laden. Da der Algorithmus den Grundlastverlauf lernt, lassen sich, aufgrund des gewählten Szenarios, Aussagen über die Lerndauer für ein Optimales Verhalten des Controllers tätigen.

Der jeweils obere Subplot zeigt die Anwesenheitszeiten der jeweiligen Fahrzeuge an den jeweiligen Ladestationen. Der mittlere Subplot zeigt die vom Ladepark bezogene Leistung (orange) und die am Trafo abgerufene Leistung (schwarz). Beide Kennlinien liegen aufeinander, da der Ladepark in dem gewählten Szenario der einzige Verbraucher am Trafo ist. Die rote Kennlinie im mittleren Subplot zeigt den Discount-Faktor. Mithilfe diesem wird sichergestellt, dass es zu keiner Überschreitung der zulässigen Ladeleistung kommt, indem beim Erreichen der zulässigen Ladeleistung diese an den Ladepunkten proportional mit dem Faktor verringert wird. Im unteren Subplot ist der jeweilige SoC der Fahrzeuge abzulesen.

Es konnte gezeigt werden, dass der Soll-SoC zum Ende der Standzeit des Fahrzeugs, bei ausreichender Flexibilitätsreserve, immer erreicht wurde. Ausreichende Flexibilitätsreserve bedeutet, dass sowohl Flexibilität der Fahrzeughalter als auch Ladeleistungsreserven des Ladeparks zur Verfügung stehen.

Im Gegensatz zum konventionellen Ladeverfahren, das zu jedem Zeitpunkt mit der maximal zur Verfügung stehenden Ladeleistung lädt, wird beim intelligenten Algorithmus die Standzeit der Fahrzeuge berücksichtigt. Dies Resultiert in einem geringen Peak-Strombedarf und einer längeren Ladedauer (Fläche unter der Kurve bleibt gleich groß - Vergleich konventionellem Verfahren).

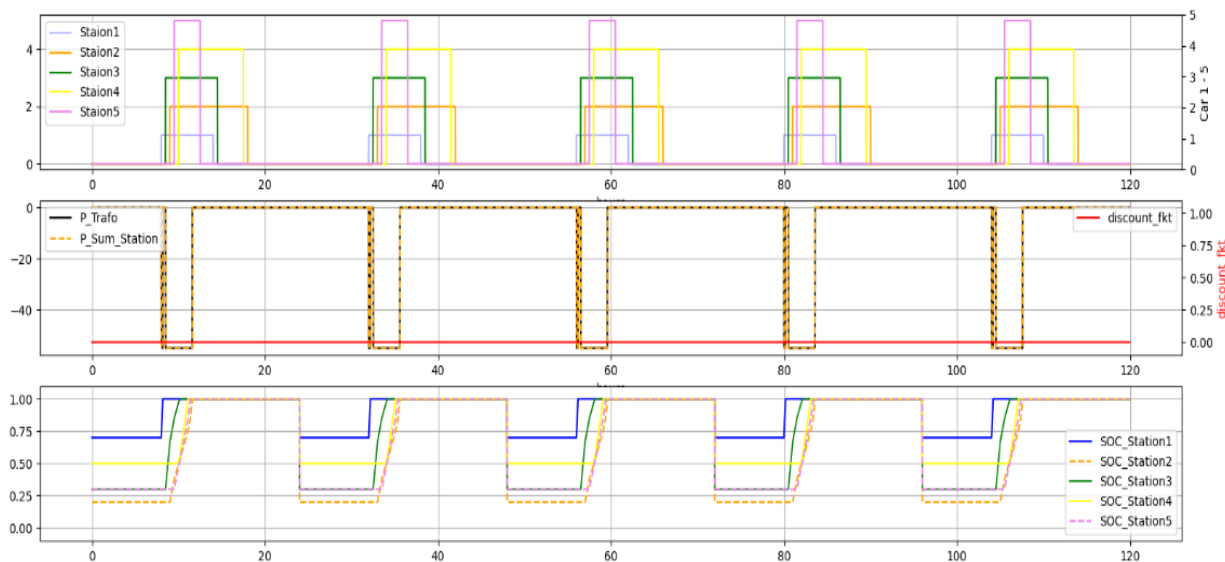


Abbildung 12: Simulationsergebnisse Fall 1 - Statisches Lastmanagement mit konventionellem Ladeverfahren

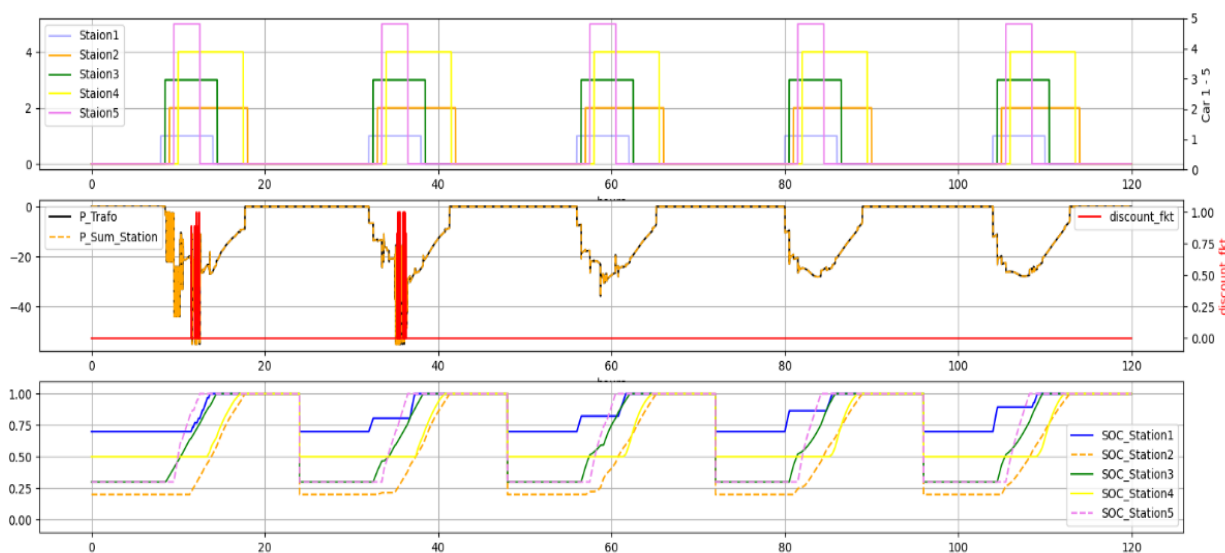


Abbildung 13: Simulationsergebnisse Fall 3 - Statisches Lastmanagement mit intelligentem Algorithmus

Hervorzuheben hierbei ist, dass durch ein intelligentes Scheduling der Ladeleistung, der Soll-SoC auch bei kurzen Fahrzeug-Standzeiten und gleichzeitig hoher gesamt Ladepark-Ladeleistung erreicht wurde (geringe Flexibilitätsreserve bei einem Fahrzeughalter). Dies ist bei konventionellen Verfahren nicht der Fall (in Abbildung 12 und Abbildung 13 ist dies nicht zu erkennen, da in diesem Szenario ausreichend Ladeleistungsreserven vorhanden sind).

Betrachtet man in Abbildung 13 den SoC, den Lastverlauf und den Discount-Faktor, kann an den aufeinanderfolgenden Tagen die Zeit abgelesen werden, die der Algorithmus benötigt um den Grundlastverlauf zu erlernen. Nach ca. 2-3 Tagen verbessert sich das Ladeverhalten nicht weiter und der Controller besitzt optimales Verhalten.

Abbildung 14 zeigt die Simulationsergebnisse bei einem dynamischem Lastmanagement mit intelligentem Algorithmus (Fall 7). Zusätzlich zum Ladepark ist an dem Trafo das Steinbeisgebäude mit einem Lastprofil von 120 kWp und eine PV-Anlage mit einer Einspeißeleistung von 100 kWp angeschlossen. Insgesamt können 150 kW am Trafoabgang bezogen werden, wobei das Steinbeisgebäude immer bevorzugt wird.

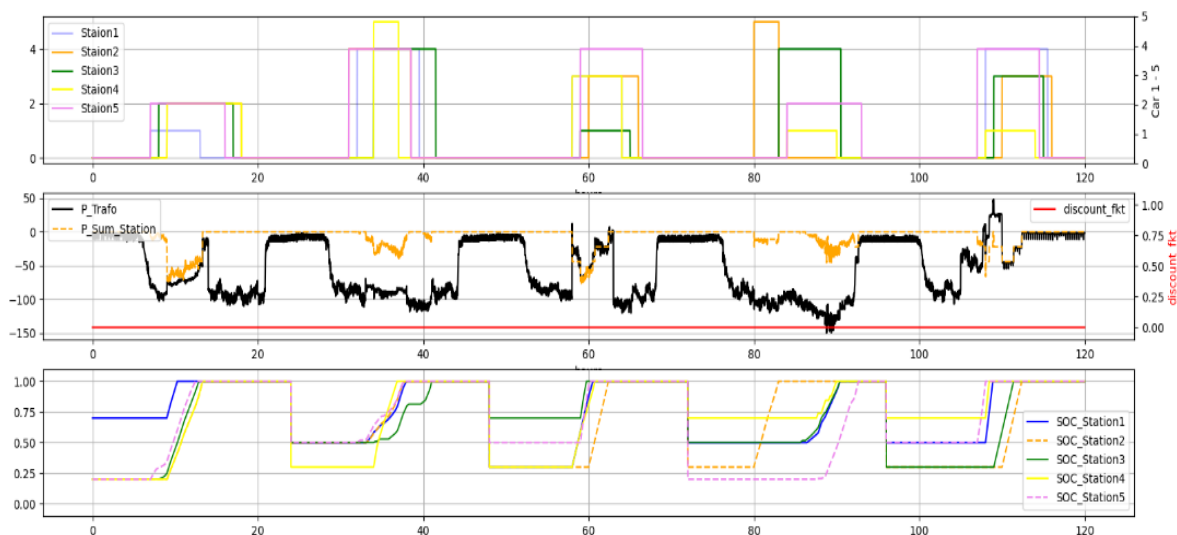


Abbildung 14: Simulationsergebnisse Fall 7 – Dynamisches Lastmanagement mit intelligentem Algorithmus

Bei dem beschriebenen Szenario konnte gezeigt werden, dass der intelligente Algorithmus gut auf zufällige Ereignisse, wie Eigenstromerzeugnisse (z. B. durch PV), ein zusätzliches Lastprofil am Trafopost und unterschiedliche Fahrzeuge zu unterschiedlichen Zeiten an unterschiedlichen Ladepunkten, reagiert (auch an Tagen ohne Eigenstromerzeugnisse wird der Soll-SOC der Fahrzeuge erst gegen Ende der Standzeit erreicht – siehe Donnerstag). Der Eigenverbrauch von lokal erzeugtem (PV-) Strom wird effizient maximiert und damit die Wirtschaftlichkeit erhöht.

In Zukunft soll der Algorithmus dahingehend erweitert werden, dass der Lernalgorithmus nicht die letzten 24h sieht, sondern wochentags-spezifisch / werktags-spezifisch lernt. Denn bei großen Änderungen des Grundlastverlaufs führt dies zu einem nicht optimalen Ladeverhalten. Momentan wird dies umgangen, indem Vorabwerte für das Wochenende und den Wochenstart in das Forecast-Register des Controllers geladen werden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass durch die Ausnutzung der Flexibilität der Fahrzeughalter das Leistungsprofil geglättet wird und somit Anlagen und Betriebsmittel im Verteilnetz kleiner dimensioniert werden können, oder gar auf einen Ausbau dieser verzichtet werden kann.

### 3.4 AP 2: Signalisierung mittels Powerline innerhalb der Ladeinfrastruktur

Bei der Kommunikation innerhalb der Ladeinfrastruktur wird unterschieden zwischen:

- Kommunikation zwischen Ladesäule und Backendsystem
- Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladesäule
- Kommunikation innerhalb der Ladeinfrastruktur (z. B. zwischen den Controllern Ladepunkt, Energieverteilung, Messstelle, etc.)

#### Kommunikation zwischen Ladesäule und Backendsystem

Aufgrund der großen distanziellen Trennung zwischen Ladeinfrastruktur und Backendsystem ist eine PLC-Lösung ungeeignet. In der Regel erfolgt hier die Kommunikation über das Open Charge Point Protocol (OCPP) mittels eines GPS-Moduls [2]. OCPP ist ein universelles Anwendungsprotokoll, das die Kommunikation zwischen Ladestationen für Elektroautos und einem zentralen Managementsystem standardisiert.

## Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladesäule

Bei den momentan gebauten Ladeparks / Ladesäulen (Stand der Technik) findet nur eine sehr eingeschränkte Kommunikation mittels Amplituden- und Pulsweitenmodulation zwischen E-Fahrzeug und Ladestation statt (Norm IEC 61851 – Mode 3 – Laden an dedizierten Ladesäulen mit Wechselstrom).

Bei Mode 4, dem Laden an Gleichstrom-Ladesäulen findet erstmals eine digitale Kommunikation über PLC statt [2]. Hierfür wird in der Norm ISO/IEC 15118 „Road Vehicles - Vehicle-to-Grid Communication Interface“ die Kommunikation zwischen Fahrzeug und Ladesäule standardisiert. Jedoch ist es momentan nicht möglich den State of Charge der Fahrzeuge und andere Flexibilitäts-Parameter auszulesen.

Einige Hersteller wie VW wollen dies jedoch noch im Jahr 2022 per Softwareupdate nachliefern [3]. Erst dadurch wird es möglich, Flexibilitätsparameter auszutauschen und die E-Fahrzeuge in ein intelligentes Energiemanagementsystem einzubinden (Stichwort: vehicle2grid, vehicle2home, bedarfsgerechtes laden).

## Kommunikation innerhalb der Ladeinfrastruktur – Eigene Implementierung und Untersuchung einer PLC-Lösung

Die Anwendungsfälle für eine Powerline-Kommunikation innerhalb der Ladeinfrastruktur können vielfältig sein. Z. B. ist es denkbar, Datenleitungen zwischen Ladepunkten und zentralem Controller oder einem externen Messsystem zu ersetzen. Aber auch bei Bestandsanlagen die ohne Datenleitungen ausgeführt wurden, PLC einzusetzen.

Bei der eigenen Implementierung und Untersuchung einer PLC-Lösung war das Ziel das Balance-Indikator-Signal von ESG von einem zentralen Controller über Powerline zu den Controllern der Ladepunkte, parallel zum existierenden Datennetz, zu übertragen. Abbildung 15 zeigt eine Prinzipdarstellung der beschriebenen Konfiguration.

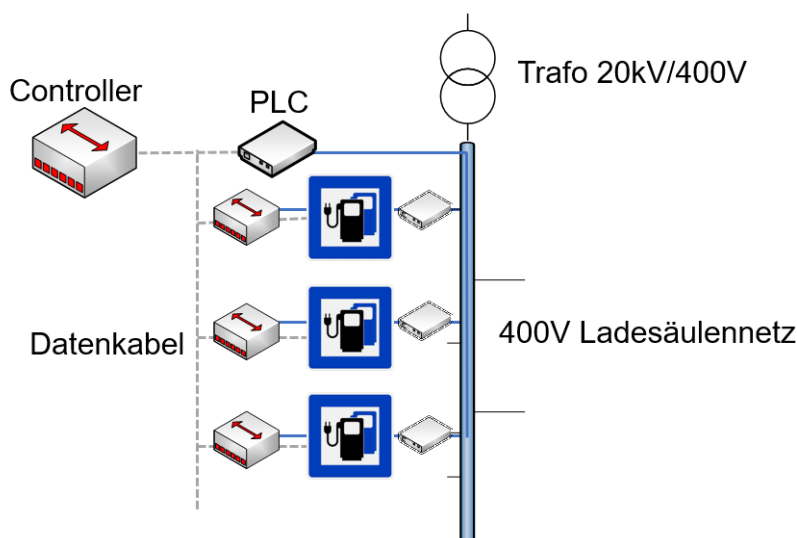


Abbildung 15: PLC innerhalb Ladeinfrastruktur

Um den eigenen Entwicklungsaufwand zu verringern, wurden existierende Lösungen evaluiert [4]. Dabei wurde unterschieden zwischen Schmalband PLC (CENELEC-Bänder) und Breitband/ Multicarrier PLC mit hoher Datenrate. Ergebnis dieser Evaluation sind drei Konzepte die in Abbildung 16 dargestellt sind.

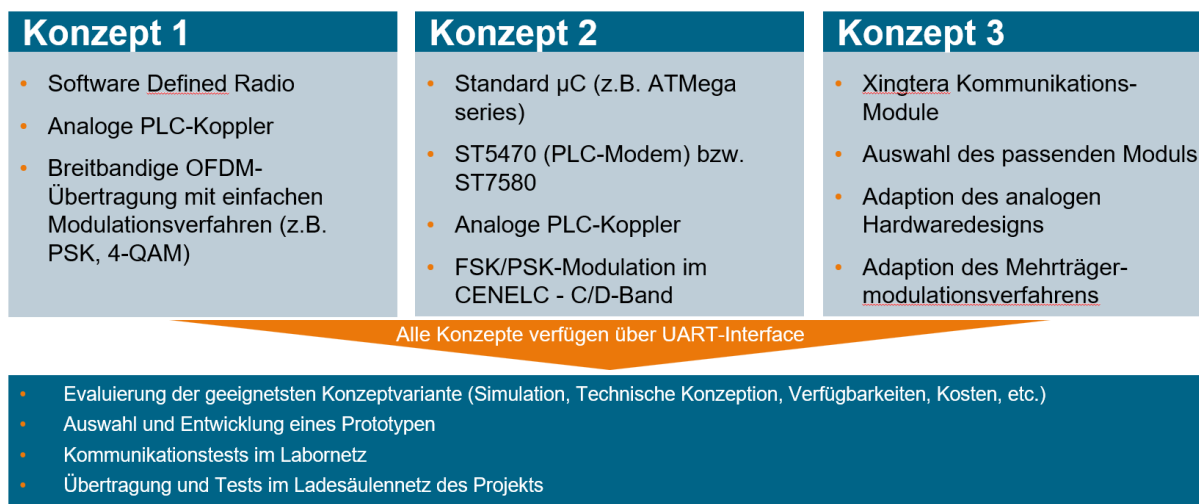


Abbildung 16: Ausgearbeitete Konzepte für die Implementierung von PLC an der Hochschule Offenburg

Konzept 1 verwendet eine vorhanden Software Defined Radio (SDR) Lösung basierend auf dem IEEE 1901 Standard. Eingesetzt wird hier ein OFDM-Verfahren mit hoher Datenrate. Vorteile des SDR Konzepts sind eine hohe Flexibilität bei der Definition des Übertragungssystems /-verfahrens, sowie eine einfache Anbindung an unterschiedliche Schnittstellen.

Konzept 2 ist eine Single Carrier Lösung im CENELEC-Band. Durch den Einsatz marktreifer PLC-Modems entfällt die Implementierung des Übertragungs- und Modulationsverfahrens. Durch den Einsatz von nur einem Übertragungsband besitzt dieses Verfahren eine geringe Datenrate und ist eventuell empfindlich gegenüber Störungen im Übertragungsband (Notches). Dies bedarf weiterer Untersuchungen in Feldtests.

In Konzept 3 wird ein fertiges Kommunikationsmodul von Xingtera verwendet. Auch hier wird der IEEE 1901 Standard eingesetzt. Jedoch entfallen auch bei diesem Konzept die Implementierung des Übertragungs- und Modulationsverfahrens.

Aufgrund des hohen Arbeitsaufwands in den Arbeitspaketen, sowie der späten Fertigstellung des Ladeparks, kam es zu keiner Weiterverfolgung der Konzepte.

Einhergehend mit weiteren Untersuchungen bei der Kommunikation über PLC (mögliche Datenrate und Übertragungssicherheit bei bestimmten Entfernungen) müssen auch Netzurückwirkungen der Ladeinfrastruktur auf das Stromnetz untersucht werden. Diese haben neben dem Einfluss auf den Übertragungskanal auch einen direkten Einfluss auf das Übertragungsnetz. Besonders durch den rasanten Anstieg an Ladetechnik und der Superposition von Rückwirkungen hat dies einen Einfluss auf die Qualität des Sinus und damit auf die Lebensdauer der elektrischen Betriebsmittel und Verbraucher.



### 3.5 AP 3: Evaluierung des Nutzens aus Sicht des Ladesäulennutzers, Hochschule, Parkplatzbetreibers und Energieversorgers

Da es bei der Installation der Ladeinfrastruktur, wie in Abschnitt 3.2 dargelegt, zu starken zeitlichen Verzögerungen und erheblichem Mehraufwand kam, konnte das AP 3 nicht im erhofften Umfang durchgeführt werden. Dennoch wurden zahlreiche Interviews mit unterschiedlichen Parteien geführt um den Nutzen der realisierten Ladeinfrastruktur abzuschätzen.

Insbesondere seitens des Rektorats der Hochschule wurde der Nutzen der neuen Ladeinfrastruktur als sehr hoch eingeschätzt:

- Förderung der Nutzung von Elektromobilität im Umfeld der Hochschule
- Showcase für Potential innovativer Ladelogik
- Vorbildhafte Umsetzung einer wichtigen Energiewende-Komponente an einer Landesinstitution
- Wichtiger Baustein in der Nachhaltigkeits-Initiative ZEC-25 der Hochschule Offenburg
- Schaffen einer FuE-Testumgebung für intelligente Ladealgorithmen und Geschäftsmodelle

Auch von allen anderen Stakeholdern wurde das Projekt als sehr wichtig eingestuft, was auch die Unterstützung des Projekts bis auf Leitungsebene zeigt.

Eine Mobilitätsumfrage aus dem Jahr 2020 hat zwar noch ergeben, dass zwar schon jetzt eine Nachfrage nach Lademöglichkeiten an der Hochschule besteht, aber noch nicht mit einer vollständigen Auslastung der Infrastruktur in unmittelbarer Zukunft zu rechnen ist, vgl. Abbildung 17. Bei Betrachtung der aktuellen hohen Dynamik bei der Elektromobilität, zusätzlich angefacht durch die aktuelle Entwicklung bei Benzinpreisen und der Ukraine-Krise sowie Klimakrise, ist aber davon auszugehen, dass der Bedarf schnell und stetig wachsen wird.

Zudem wurden Daten erhoben, die für die Simulation von individuellen Lastmanagement-Strategien nützlich sind, wie z.B. typische Entfernungen von der Hochschule zum Wohnort. Gemeinsam mit dem Verbrauch von E-Mobilen können diese Daten genutzt werden, um Ladebedarfe an den Ladesäulen von Hochschulangehörigen auch für die Zukunft abzuschätzen, vgl. Abbildung 18 und Tabelle 3.

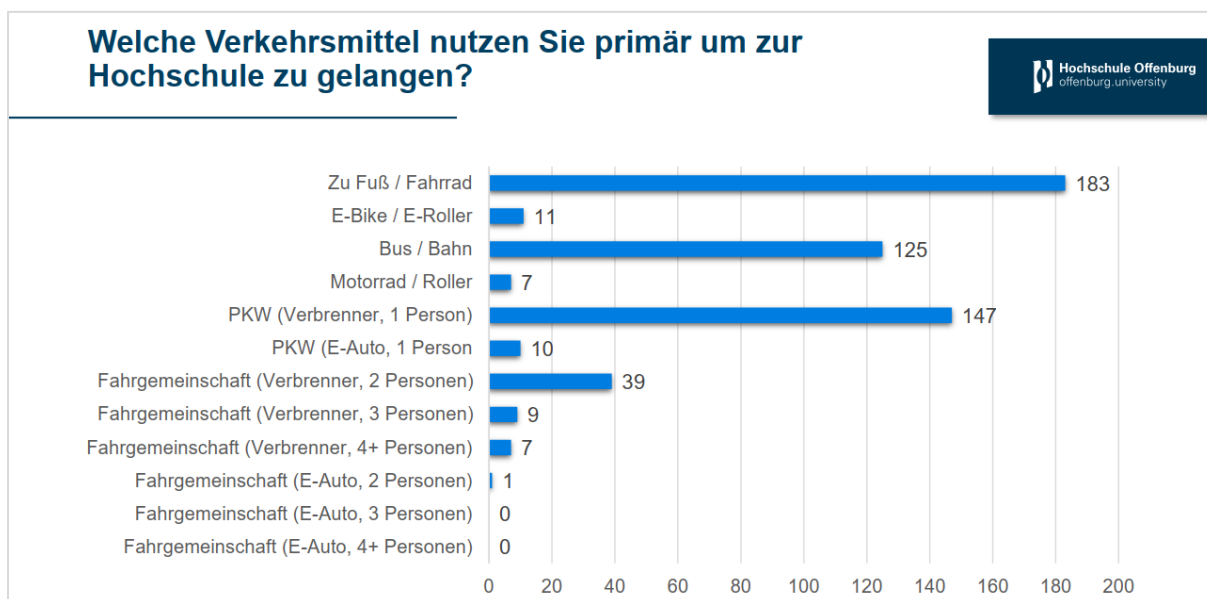


Abbildung 17: Umfrageergebnis zur Frage "Welche Verkehrsmittel nutzen Sie primär um zur Hochschule zu gelangen?" (Umfrage der AG Nachhaltigkeit des HSO aus Okt 2020)

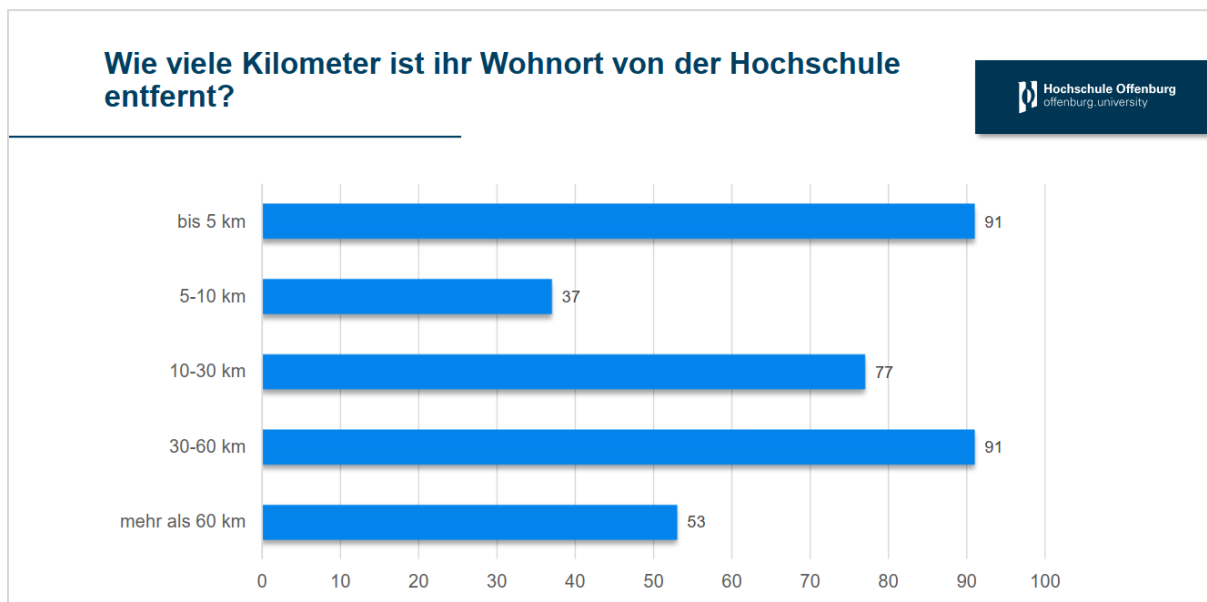


Abbildung 18: Umfrageergebnis zur Frage "Wie viele Kilometer ist ihr Wohnort von der Hochschule entfernt?" (Umfrage der AG Nachhaltigkeit des HSO aus Okt 2020)

Tabelle 3: Top 10 der meist verkauften E-Fahrzeuge in Deutschland mit Batteriekapazitäten, Ladesteckern, Ladeleistungen und typischen Verbräuchen (eigene Erhebung)

Rang	Fahrzeug (ausschließlich BEV)	Batteriekapazität	Ladestecker	Ladeleistung DC / AC	Verbrauch /Reichweite (WLTP)
1.	Volkswagen e-Up (wird nicht mehr produziert Nachfolger VW ID.1)	32-kWh	CCS-Stecker	DC - 40 kW AC - 7.2 kW	16,7 kWh/100 km
2.	Volkswagen ID.3	45 kWh, 58-kWh, 77-kWh	CCS-Stecker	DC- 100 kW AC – <b>11kW</b>	15,4 kWh/100 km (58-kWh-Version)
3.	Tesla Model 3	53 kWh, 75 kWh	CCS-Stecker (eventuell mit Adapter für nicht eigene Ladestationen)	DC- 125 kW AC – <b>22 kW</b>	14,3 kWh/100 km, 16,0 kWh/100 km
4.	Hyundai Kona	39 kWh, 64 kWh	CCS-Stecker	DC - 100 kW (die Basisversion mit 39-kWh-Batterie schafft maximal 50 kW) AC –früher 7,5 kW, neue Fahrzeuge bis <b>11 kW</b>	16,7 kWh/100km
5.	Renault Zoe	41 kWh, 52-kWh	CCS-Stecker	DC - 50 kW AC- <b>22 kW</b>	17,2 kWh/100 km
6.	Smart EQ fortwo	17,6 kWh	Type 2	AC - serienmäßigen 4,6 kW <b>(optional 22-kW)</b>	18,4 kWh/100 km
7.	Volkswagen ID.4	52 kWh, 77-kWh	CCS-Stecker	DC - ausstattungsabhängig mit 50 kW oder 100 kW, 77-kWh- Batterie mit bis zu 125 kW. AC - 7,2 kW (52kWh), <b>11 kW</b> (77kWh).	17,7-18,9 kWh/100 km (77-kWh Version)
8.	Fiat 500e	23,8 kWh, 42 kWh	CCS-Stecker	DC- 50 kW, 85,0 kW AC- <b>11,0 kW</b>	14,0 kWh/100 km
9.	BMW i3	42 kWh	CCS-Stecker	DC- 50 kW AC- <b>11 kW</b>	
10.	Opel Corsa-e	50 kWh	CCS-Stecker	DC- 100 kW AC- <b>11 kW</b>	16,5 - 17,5 kWh/100 km

#### 4 Weiterer Forschungsbedarf und wirtschaftliches Potential

Beim bevorstehenden rapiden Ausbau der Ladeinfrastruktur hat dynamisches Lastmanagement, wie es im Projekt demonstriert wurde, ein sehr großes Potential, da dadurch ein unnötig hoher Ausbau der Netzinfrastruktur wirksam verhindert werden kann. Technisch ist die Lösung zwar bereits ausgereift, doch zeigte das Demonstrationsprojekt, dass noch ein erheblicher Aufwand – technisch wie auch administrativ – für die Umsetzung betrieben werden muss, so dass zu befürchten ist, dass in vielen Fällen der Einfachheit halber doch ein statisches Lastmanagement eingesetzt wird. Hier besteht also erheblicher regulatorischer Handlungsbedarf aber auch wirtschaftliches Potential, wenn Hürden beseitigt werden können.

Die nächste Stufe, über ein dynamisches Lastmanagement hinaus, ist das individuelle Lastmanagement einzelner Ladepunkte unter Berücksichtigung der jeweiligen Flexibilitäten des Ladepunktnutzers. Dabei können verschiedene Optimierungsziele mitberücksichtigt werden, vgl. Abbildung 19 für das Beispiel der Hochschule. Dieses individuelle Nutzer- und Gleichzeitigkeitsmanagement wurde im Projekt im AP2 im Rahmen von Computersimulationen weiterentwickelt und demonstriert. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf, einerseits hinsichtlich der realen Implementierung und andererseits hinsichtlich der Weiterentwicklung zusätzlicher Funktionalitäten (also für die Bilanzräume B und C in der Grafik). Auch hier wird ein sehr hohes wirtschaftliches Potential gesehen, da das Energiemanagement helfen kann, sehr kostenintensive Netzausbauoptionen zu vermeiden.

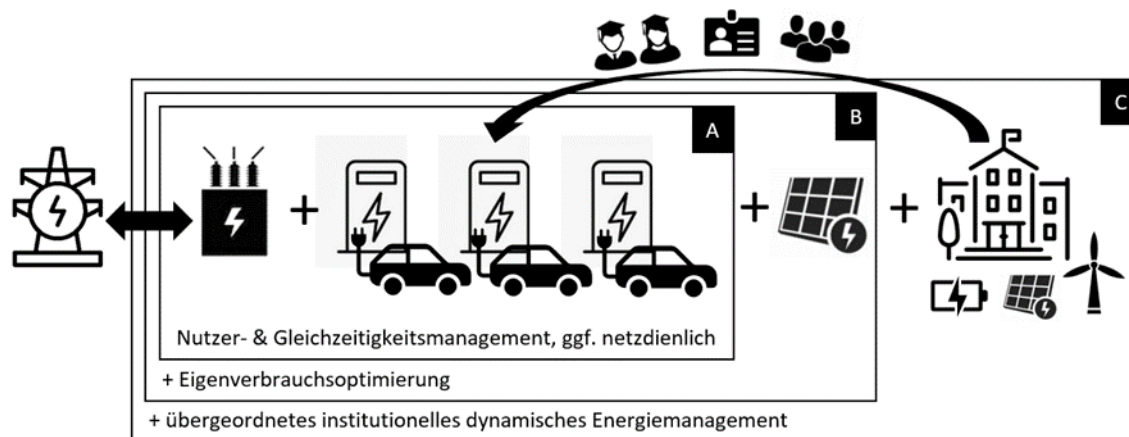


Abbildung 19: Energiemanagement-Bilanzräume aufsteigender Komplexität. A: Ladeinfrastruktur einschließlich ihrer Netzanbindung. B: Ladeinfrastruktur mit Netzanbindung unter Einbeziehung von hochschulbasierter regenerativer Stromerzeugung. C: Ladeinfrastruktur mit Netzanbindung und Einspeisung aus hochschulbasierter regenerativer Stromerzeugung und Einbindung in das hochschulweite Energiemanagement (Grafik: M. Schmidt)

## 5 Publikationen, Patente, Studentische Arbeiten im Rahmen des Projekts

### Publikationen (geplant):

- [1] Lottermoser, J., Schmidt, M., Walter, T., Werner, S. (2022): Balance Indicator for dynamic load management of individual charging points.

### Patente

Im Rahmen des Projekts sind keine Patentanmeldungen geplant.

## 6 Referenzen

- [2] S. K. Detzler: „Lademanagement für Elektrofahrzeuge“, KIT Scientific Publishing 2016  
 [3] S. Reitberger: „E-Auto von VW kann nun Strom in Netz speisen: Doch die Technik stößt an Grenzen“, EFAHRER.com, [https://efahrer.chip.de/news/e-auto-von-vw-kann-nun-strom-in-netz-speisen-doch-die-technik-stoesst-an-grenzen\\_108599](https://efahrer.chip.de/news/e-auto-von-vw-kann-nun-strom-in-netz-speisen-doch-die-technik-stoesst-an-grenzen_108599), Zugegriffen am 16.9.2022  
 [4] G. Lopez: “The Role of Power Line Communications in the Smart Grid Revisited: Applications, Challenges, and Research Initiatives”, IEEE, 2019