

Forschungsbericht BWPLUS

Gesteuerte Lade-Zellen (gLadeZellen)

von

Gerd Heilscher, Christoph Kondzialka

Technische Hochschule Ulm
Smart Grids Forschungsgruppe

Tim von Winning, Klaus Linder

Ulmer Parkbetriebs-GmbH

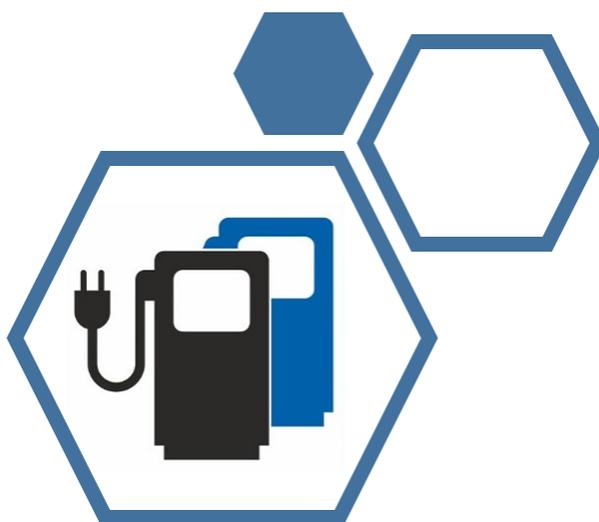
Förderkennzeichen: BWINP 19007-19008

Laufzeit: 01.07.2019 – 30.06.2021

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

März 2022

Gesteuerte Lade-Zellen (gLadeZellen)



Verbundpartner:

Technische Hochschule Ulm

Prof. Gerd Heilscher
Christoph Kondzialka
Albert-Einstein-Allee 53
89081 Ulm
Tel.: 0731 5028-360
heilscher@hs-ulm.de

Zuwendungs-Nr.: BWINP 19007

Ulmer Parkbetriebs-GmbH

Bürgermeister Tim von Winning
Klaus Linder (Prokurist)
Wichernstraße 10
89073 Ulm
Tel.: 0731 17663-0
info@pbg-ulm.de

BWINP 19008

Pilotprojekt im Rahmen des Aufrufs „Intelligente Netzanbindung von Parkhäusern und Tiefgaragen (INPUT)“ des Umweltministeriums (Strategiedialog Automobilwirtschaft Baden-Württemberg)

Kurzbeschreibung der Forschungsergebnisse

Im Projektverlauf wurde durch die Ulmer Parkbetriebs-GmbH (PBG) ein öffentlicher Ladepark am Standort Parkhaus Congress Centrum Nord (CCU Nord) in Ulm errichtet. Dieser besteht aus 16 Ladepunkten mit zugehörigen Stellplätzen und ist in das Betriebskonzept für Ladeinfrastruktur der Stadt Ulm eingebunden. Die dabei gemachten Erfahrungen hinsichtlich der notwendigen Planungen sowie Maßnahmen zur Errichtung und Betrieb des Ladeparks führten bei allen Beteiligten zu einem Wissenszuwachs hinsichtl. der Anforderung beim Ausbau der E-Ladeinfrastruktur. Insbesondere die notwendige Koordination zwischen Parkhaus-Betreiber (Ulmer Parkbetriebs-GmbH), zuständigem Netzbetreiber (SWU Netze GmbH), dem für den Dauerbetrieb verantwortlichen Ladepark-Betreiber (SWU Energie GmbH) sowie dem Partner für die digitale Stadt-Vernetzung (CitySens GmbH) führten zur Erarbeitung einer Blaupause für die großflächige Umsetzung der im Demonstrator erstellten technischen Lösung für alle geeigneten Standorte der PBG. Dies gilt insbesondere für den Neubau der Tiefgarage am Hauptbahnhof Ulm, bei welcher als erste öffentliche Tiefgarage der Stadt Ulm schon bei der Errichtung die Elektromobilität mitberücksichtigt wurde. Des Weiteren können die gefundenen Lösungen durch die SWU Energie GmbH auch in den privatwirtschaftlichen Sektor, wie Wohnungswirtschaft oder Unternehmen, transferiert werden.

Teil der umgesetzten Lösung ist die Demonstration eines modularem Last- und Lademanagements für eine Mischung aus Lang- und Kurzzeit-Parker im Parkhaus CCU Nord. Dazu werden nun im Regelbetrieb kontinuierlich Daten über das Nutzungsverhalten gesammelt, um fortlaufend und zeitnah auf Anforderung seitens der Nutzer reagieren zu können. Weiterer wesentliche Aspekt im Projekt war die Untersuchung, inwieweit eine Reduzierung der Kosten pro Ladepunkt, sowohl zur Invest- als auch während der Betriebszeit, beim Aufbau einer E-Ladeinfrastruktur in Parkhäusern, (Firmen-)Parkplätzen und Tiefgaragen (PPT) durch intelligente Nutzung der vorhandenen Netzanschlüsse und Verteilnetze umgesetzt werden kann. Hier konnte durch die Kombination von commercial off-the-shelf (COTS) Produkten mit dem Parkleitsystem eine deutliche Reduzierung im Preis-/Leistungsverhältnis erzielt werden, etwa durch Nutzung einer Wallbox mit zwei integrierten Ladepunkten. Das Leitsystem füllt dabei erst jeden zweiten Parkplatz auf, daher ist zumeist die volle Leistung verfügbar. Im Projekt musste der Ladepark zudem in eine bestehende Bausubstanz integriert werden, was einen spürbaren Mehraufwand an Koordination aller Beteiligten bedeutete.

In Zusammenarbeit mit dem Verteilnetzbetreiber (SWU Netze) wurde seitens der Technische Hochschule Ulm (THU) eine sichere Eingriffsmöglichkeit zur Vorgabe der maximal möglichen Ladeleistung entwickelt und demonstriert. Dabei kommt eine Smart Meter Infrastruktur-basierte Lösung zum Einsatz, da diese die sichere Kommunikation eines Steuerbefehls erlaubt und zudem Dank einem hohen Grad an automatisierten und standardisierten Prozessen gut für den weiteren Rollout eignet. Bei allen entwickelten oder genutzten Komponenten wurde auf der Nutzung von Standards der E-Mobilität und der Energienetze (OCPP, IEC 61850) geachtet, damit die erarbeiteten Lösungen unabhängig von einzelnen Herstellern werden und national und international übertragbar sind.

Das Parkhaus CCU Nord und das ihm vorgelagerte Verteilnetz wurden in die Kooperation mit dem Netzbetreiber (SWU Netze) als Testgebiet aufgenommen. Erarbeitet wurden Lösungen zur Netzzustandserfassung, um Erfahrungen für das gesteuerte Laden von E-Mobilen in PPT zu sammeln. Dies ermöglicht etwa die Umsetzung eines dynamischen Lastmanagements im Parkhaus auf Basis des Netzzustands des vorgelagerten Ortsnetzes. Gestartet hat auch die Auswertung des Park-, Nutzer- und Ladeverhaltens an den untersuchten PPT-Standorten sowie des Kundenfeedbacks in Bezug auf das gesteuerte Laden von E-Mobilen. Diese Evaluierung wird fortgesetzt, um insbesondere auf der zunehmenden Verbreitung von E-Fahrzeugen vorbereitet zu sein.

Inhalt

Kurzbeschreibung der Forschungsergebnisse.....	2
1. Hintergrund, Stand der Technik und Ziele	5
1.1 Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge	5
1.2 Smart Grids und Smart Meter Infrastruktur	5
1.3 Verteilnetzbetrieb.....	6
1.4 Ziele des Projekts.....	7
2. Projektablauf und Methodik	8
2.1 Zeitlicher Ablauf.....	8
2.2 Übersicht Arbeitspakete.....	8
2.3 Meilensteine	11
3. Systementwurf.....	12
3.2 Fernwirktechnische Anbindung (incl. iMsys).....	12
3.3 Netzzustandsbestimmung im vorgelagerten Orts-Netz	14
4. Umsetzung Demonstratoren	15
4.1 Beschaffung und Installation der Ladeinfrastruktur inkl. Umfeldgestaltung	15
4.2 Parametrierung lokaler Regler sowie Einrichtung von Schnittstellen	15
4.3 Integration CLS-Management mit Kontroll-/Leitsystem zur Steuerung der E-Ladeparks.....	18
4.4 Öffentliches Parkleitsystem um E-Ladeleitsystem erweitern	19
5. Pilottest und Demonstration.....	22
5.1 Pilottest im Smart Grid Labor.....	22
5.2 Demonstrator Ladepark im Parkhaus CCU Nord	23
6. Ergebnisse und Ausblick	26
7. Veröffentlichung / Präsentation / Mitwirkungen	28
8. Literaturverzeichnis	29
9. Abbildungsverzeichnis	31

Kenndaten / Autoren / Durchführende Stellen

Titel	gLadeZellen Abschlussbericht	
Einrichtungen	<p>Technische Hochschule Ulm (THU) - Institut für Energie- und Antriebstechnik</p> <p>Ulmer Parkbetriebs-GmbH (PBG)</p>	 
Erstellt von	<p>Christoph Kondzialka (THU) Gerd Heilscher (THU) Klaus Linder (PBG)</p>	
Beteiligte	<p>Heiko Lorenz (THU) Basem Idlbi (THU) Jeromie Morris (THU) Shuo Chen (THU) Christoph Glogger (SWU Netze) Fabian Feldhoff (SWU Energie)</p>	

1. Hintergrund, Stand der Technik und Ziele

1.1 Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge

Problematisch hohe Energieverbrauchsspitzen durch die Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge treten insbesondere dann auf, wenn viele Ladesäulen auf engem Raum installiert werden. Dies ist insbesondere in Parkhäusern in großem Umfang gegeben. Wie diese Ladesäulen frequentiert werden, ist derzeit noch nicht abschließend geklärt und ist auch in weiten Teilen vom Umfeld abhängig. So werden Parkhäuser in Innenstadtlage zu den Öffnungszeiten der umliegenden Geschäfte sehr stark frequentiert, können außerhalb der Geschäftszeiten aber auch über längere Zeiträume relativ wenig ausgelastet sein. Ladeparks auf Firmenparkplätzen wiederum sind an Wochentagen tagsüber stark belegt, dafür aber am Wochenende und über Nacht oftmals nahezu ungenutzt [1]. An diesen Beispielen ist das Bandbreite zu erkennen, welche in der Planung und Umsetzung eines Ladeparks zu berücksichtigen ist. Zudem können bei hohem Gleichzeitigkeitsfaktor der Netzanschluss des E-Ladeparks sowie auch vorgelagerte Netzbetriebsmittel überlastet werden. Diesem kann durch den Ausbau der Netzkapazität begegnet werden, dabei sind allerdings hohe Netzausbaukosten zu erwarten. Als klassische Netzausbaumaßnahmen wird der Austausch von Betriebsmitteln (Transformatoren, Kabeln) des Netzes gesehen. Alternativ dazu kann durch intelligente Steuerung der Ladesäulen sichergestellt werden, dass der Leistungsbezug die maximale Kapazität der Infrastruktur nicht überschreitet [2]. Im besten Fall gelingt dies ohne merkliche Einschränkungen bei der Nutzung der E-Ladeinfrastruktur. Stand der Technik ist hier ein lokales Lade-Management, welches die maximal verfügbare Leistung auf die aktiven Ladepunkte verteilt. Überschreitet die Nachfrage das eingestellte Limit, wird nach einem festgelegten Verteilschema die Leistungen an einzelnen (oder allen) Ladepunkten reduziert. Dabei sind auch zusätzlich erfasste Nutzerinformationen besonders hilfreich, welche z. B. die geplante Dauer der Nutzung des Ladepunkts oder die zu ladende Energiemenge abdecken. Die Kommunikation zwischen Ladepunkt und Nutzer/Fahrzeug ist in diesem Zusammenhang bisher noch unzureichend, wobei es hier mit Plug & Charge (ISO 15118) Lösungsansätze gibt [3]. Wenig berücksichtigt ist in den derzeitigen Planungen der kumulierte Effekt von mehreren Ladeparks, welche im gleichen Segment eines Stromverteilnetzes betrieben werden. Durch statistische Verfahren kann hier zwar oftmals bewiesen werden, dass eine Überlastung nur eine äußerst geringe Wahrscheinlichkeit hat, allerdings kann dieser Worst-Case eben auch nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Daher ist Einrichtung einer Möglichkeit zur externen Leistungsreduzierung durch den zuständigen Netzbetreiber derzeit ein großes Thema bei der Diskussion rund um konkrete Maßnahmen beim Ausbau der E-Ladeinfrastruktur [4].

1.2 Smart Grids und Smart Meter Infrastruktur

Der Ausbau erneuerbarer Energien sowie deren große Akzeptanz in der Bevölkerung, den Kommunen aber auch vielen Unternehmen stellt viele Stromnetze schon heute vor Herausforderungen. Ausgangspunkt für diese Entwicklung ist die durch das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende eingeführte Smart Meter Infrastruktur basierend auf Smart Meter Gateways und Controlable Local System (CLS-Gateway) [5]. Die Smart Meter Infrastruktur setzt sich aus einem digitalen Stromzähler und einem sogenannten Smart Meter Gateway, einer Kommunikationseinheit, zusammen. Mittels eines Smart Meter können Verbraucherinnen und Verbraucher sowie Unternehmen ihren Stromverbrauch beziehungsweise die Einspeisung ihres Stroms etwa aus Solarzellen vom Dach oder E-Ladesäule besser und komfortabler managen und von neuen Tarifen profitieren. Dabei spielt der Sicherheitsaspekt, sowohl im System (Energieversorgung) als auch für

die benötigte IKT (Informations- und Kommunikationstechnologie) der Smart Grids Komponenten eine entscheidende Rolle für das Gelingen der Energiewende, nicht nur in Baden-Württemberg.



Abbildung 1 Übersicht über die beteiligten Komponenten bei der Einbindung von dezentralen Einspeisern und Lasten

1.3 Verteilnetzbetrieb

Dezentrale Energiesysteme wurden bisher in ein Energiesystem integriert, das Top-Down organisiert ist. Im Rahmen des EEG wurden Sonderrollen für die lokalen Energiesysteme und die direkte Nutzung dieser Energie kreiert bis hin zur Solarsteuer auf die lokale Nutzung der Energie [6]. Ein wichtiger Baustein zur flexiblen Nutzung der dezentral zu verteilenden Energie ist u. a. die Ladeinfrastruktur für Elektro-Fahrzeuge sein. Ein zukünftiges, verteiltes Energiesystem, das in einem intelligenten Stromnetz eingebettet ist, bietet völlig neuartige Möglichkeiten – sowohl für den operativen Netzbetrieb wie auch für Energie-handel und Abrechnungsmodelle.

Um im Falle einer hohen Durchdringung mit E-Ladeinfrastruktur sein Netz sicher und effizient zu betreiben, braucht der Netzbetreiber allerdings umfassend Kenntnisse über den Zustand des dem Ladepark vorgelagertem Stromnetzes. Zudem benötigt er die Fähigkeit, kurzfristig eine Entscheidung zur Leistungsreduzierung herstellen zu können, wozu die Netzzustandsberechnung in geringer zeitlicher Auflösung (kleiner 15 min) Voraussetzung ist. Aktueller Stand ist hier eine Auslegungsberechnung des Stromnetzes bei Neu- oder Umbauarbeiten, welche statistische Vorgaben zur erwartbaren Leistungs- und Energieflüssen berücksichtigt. Die Möglichkeit einer Steuerung eines Ladeparks ist über §14a zwar umsetzbar [7], allerdings wegen mangelnder Netzzustandsbestimmung auf Verteilnetzebene in der Praxis nur schwer anwendbar.

1.4 Ziele des Projekts

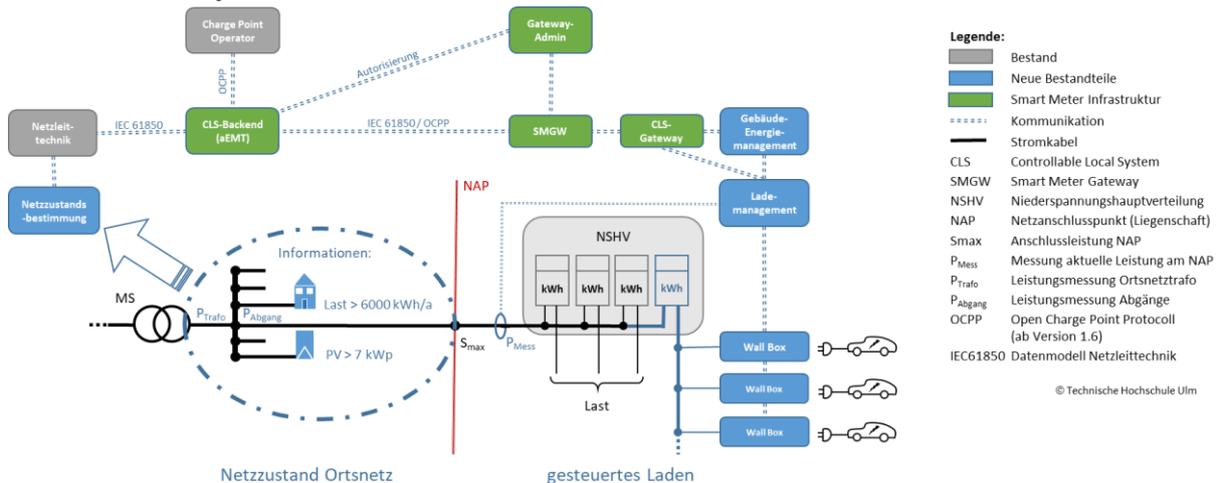


Abbildung 2: Konzeption Gesteuertes Laden (Extern: Netzzustand Ortsnetz, Intern: NAP-Liegenschaft)

- Demonstration von modularem Last- und Lademanagement für eine Mischung aus Lang- und Kurzzeit-Parker im Parkhaus Congress Centrum Nord der PBG in Ulm
- Demonstration von modularem Last- und Lademanagement in Tiefgaragen für Dauerparker und als Blaupause für Wohnungswirtschaft/Wohnungseigentümergeinschaften
- Reduzierung der Kosten für den Aufbau einer E-Ladeinfrastruktur in PPT durch intelligente Nutzung der vorhandenen Netzanschlüsse und Verteilnetze
- Entwicklung und Demonstration einer sicheren Smart Meter Infrastruktur-basierten Eingriffsmöglichkeit für Verteilnetzbetreiber zur Vorgabe der maximal möglichen Ladeleistung in den PPT
- Nutzung von Standards der E-Mobilität und der Energienetze (OCPP, IEC 61850), damit die erarbeiteten Lösungen unabhängig von einzelnen Herstellern werden und national und international übertragbar sind
- Bewertung der Funktion und Qualität der Netzzustandserfassung im Einsatz für gesteuertes Laden von E-Mobilen in PPT
- Dynamisches Lastmanagement im Parkhaus auf Basis des Netzzustands des Ortsnetzes
- Auswertung des Park-, Nutzer- und Ladeverhaltens an den untersuchten PPT-Standorten sowie des Kundenfeedbacks in Bezug auf das gesteuerte Laden von E-Mobilen.
- Erarbeitung von Planungsgrundsätzen und Methoden für die Integration von gesteuerter E-Ladeinfrastruktur in PPT
- Konzeption einer Blaupause für die großflächige Umsetzung der im Demonstrator erstellten technischen Lösung für alle geeigneten Standorte der PBG, insbesondere im Neubau der Tiefgarage am Hauptbahnhof Ulm.
- Veröffentlichung der erarbeiteten Blaupause für die intelligente Netzintegration von PPT in den Arbeitskreisen der Energieversorgung (z.B. VKU) und des Strategiedialogs Automobilwirtschaft in Baden-Württemberg

2. Projektablauf und Methodik

2.1 Zeitlicher Ablauf

Projektjahr	Jahr 1												Jahr 2											
Projektmonat	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Jahr	2019						2020						2021											
Monat	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6
AP1:	Koordination/Status Quo/rechtlicher Rahmen von E-Ladeinfrastruktur																							
AP1.1	Projekt-Koordination																							
AP1.2	StatusQuo E-Ladeinfrastruktur																							
AP1.3	StatusQuo Recht																							
AP2:	technische Grundlagen																							
AP2.1	Marktanalyse Ladeinfrastruktur																							
AP2.2	Fernwirk. Anbindung (incl. iMsys)																							
AP2.3	Netzzustandsbestimmung																							
AP3:	Umsetzung Demonstratoren																							
AP3.1	Errichtung steuerbare Ladeinfrastruktur																							
AP3.2	E-Ladepunkte in Netzleitsystem																							
AP3.3	Nutzungsoptimierung																							
AP4	Pilottest und Demonstration																							
AP4.1	Pilottests im Smart Grid Labors																							
AP4.2	Feldtest der E-Mobility-Ladeparks																							
AP5	Auswertung Technik – Wirtschaftlichkeit - Kundennutzen																							
AP5.1	Netzintegration																							
AP5.2	Wirtschaftlichkeit																							
AP5.3	Nutzung und Kundenfeedback																							

Abbildung 3: Zeitlicher Ablauf inkl. 6-monatiger Laufzeitverlängerung (⊕ Meilenstein / ★ Projektabschluss)

2.2 Übersicht Arbeitspakete

Um dieses Projekt zu realisieren, wurden die Aufgaben in 5 Arbeitspakete geteilt. Der Inhalt wurden folgenden Tabelle erfasst.

APs	UAP	
AP1		Koordination/Status Quo/rechtlicher Rahmen von E-Ladeinfrastruktur
	AP1.1	Projekt-Koordination
		Durchführung der Gesamt-Koordination im Verbundprojekt. Dies beinhaltet die Vorbereitung und Durchführung von Telefonkonferenzen sowie Projekttreffen zur kontinuierlichen Sicherstellung des Projektfortschritts. Dazu zählt auch die Zusammenführung der Teil-Ergebnisse aus den Arbeitspaketen und Arbeitsschritten zu einem gesamtheitlichen Projektergebnis. Diese Ergebnisse werden dann in wissenschaftlichen Veröffentlichungen aufbereitet und auf Fachtagungen oder wissenschaftlichen Kongressen präsentiert.
	AP1.2	Analyse Status Quo E-Ladeinfrastruktur
		Durch Auswertung von Studien zu E-Mobilität hinsichtlich des Bedarfs an E-Ladeinfrastruktur wird eine Wissensgrundlage geschaffen, auf deren Basis Entscheidungen zur Auswahl von Systemkomponenten für die E-Ladeinfrastruktur getroffen werden können. Ebenso erfolgt eine Abfrage des bisherigen sowie des erwarteten Nutzerverhaltens für das E-Laden bei den PPT-Betreibern. Zusätzlich wurden aktuelle wissenschaftliche Publikationen zur konzeptionellen Einbindung von E-Ladeinfrastruktur ausgewertet, um daraus eine zukunftsfähige Systemarchitektur ableiten zu können.
	AP1.3	Analyse rechtlicher Rahmen

		Durch eine Analyse der gesetzlichen sowie regulatorischen Vorgaben wurde zuerst der bestehende Handlungsspielraum für die umzusetzenden Demonstratoren ermittelt. Dann wurden die angedachten technischen wie organisatorischen Lösungen auf deren praktische Umsetzbarkeit hin überprüft. So wurde der geplante Einsatz der Smart Meter Infrastruktur sowie die Abrechnungsmodelle fürs E-Laden auf Konformität zu geltenden Regelungen hin untersucht. Darauf aufbauend wurden Handlungsempfehlungen für geänderte Rahmenbedingungen festgehalten.
AP2		Technische Grundlagen
	AP2.1	Marktanalyse der Lösungskonzepte für Ladeinfrastruktur
		Im Arbeitspaket wird eine Marktanalyse der Lösungskonzepte für Ladeinfrastruktur als Grundlage für die Investitionsentscheidungen durchgeführt. Dazu zählt die Gegenüberstellung der Hersteller-Konzepte für die Ladeinfrastruktur, um eine möglichst skalierbare Systemarchitektur auswählen zu können. Zusätzlich wird die technische Umsetzung auf die Praxistauglichkeit geprüft sowie die verwendeten Technologien hinsichtlich deren Zukunftsfähigkeit bewertet.
	AP2.2	Fernwirktechnische Steuerung von E-Ladepunkten
		Voraussetzung für die Ladeinfrastruktur ist die Herstellung der Fähigkeit zu Abregelung der Ladeleistung auf Basis des gemeinsamen Lademanagements, falls der Netzbetrieb dies erfordert. Dazu soll der vom iMSys bereitgestellte CLS-Kommunikationskanal genutzt werden, welcher den Zugriff auf eine lokale CLS-Steuerbox erlaubt. Diese CLS-Steuerbox kommandiert die Abregelung der Leistung zum lokalen Lademanagement. Dieses kann dezentral durch die einzelnen Ladecontroller oder alternativ durch ein übergeordnetes System zum Lade-Management umgesetzt sein.
	AP2.3	Netzzustandsbestimmung des vorgelagerten NS-Stromnetzes
		Umsetzung einer Zustandsbestimmung des vorgelagerten Stromnetzes zwischen Netzanschlusspunkt (NAP) und dem Verknüpfungspunkt zur Mittelspannung. Ergebnis davon ist eine Aussage darüber, welche Leistungen in den unterlagerten NAPs abgerufen werden dürfen, ohne dass eines der beteiligten Assets überlastet wird. Es sollen zwei Varianten untersucht werden: die strangweise Betrachtung der einzelnen Trafo-Abgänge sowie die Betrachtung des gesamten Netzabschnitts in einem Rechenmodell.
AP3		Umsetzung Demonstratoren
	AP3.1	Beschaffung und Installation steuerbare Ladeinfrastruktur
		Die in der zuvor erfolgten Analyse ausgewählten Komponenten der Ladeinfrastruktur werden beschafft. Die Installation der Komponenten erfolgt in den jeweiligen Demonstratoren, dazu zählt ebenso die Umfeldgestaltung wie Markierungsarbeiten oder Beschilderung. Für den sicheren Betrieb erfolgt eine Inbetriebnahme unter Nutzung der lokalen Regelung; diese ist die Absicherung für die Gewährleistung eines sicheren Betriebs bei Ausfall der geplanten externen Steuerung
	AP3.2	Einbindung der E-Ladepunkte in übergeordnetes Leitsystem für NS-Stromnetz
		Zur Anbindung des E-Ladeparks an das Kontroll-/Leitsystem wird eine Kommunikationsverbindung auf Basis der CLS-Schnittstelle der Smart Meter Infrastruktur in den Demonstratoren integriert. Dazu wird das Protokoll und Datenmodell spezifiziert und die verwendeten Komponenten parametrisiert. Damit das Kontroll-/Leitsystem die gewünschten Befehle an den Ladepark absetzen kann,

		ist eine Integration mit dem CLS-Management notwendig. Die aufgenommenen Messdaten werden zusammen mit hinterlegten Strukturdaten durch eine Software-Anwendung aggregiert. Dies wird zum einen für die Umsetzung einer Visualisierung genutzt, zum anderen ermöglicht es die Ableitung von Steuerbefehlen an den Ladepark.
	AP3.3	Mobile Apps und Ladeleitsysteme
		Um die Nutzung der angebotenen Ladepunkte für den Kunden möglichst einfach zu gestalten, soll die Verfügbarkeit von Ladepunkten mittels mobiler Apps dem Kunden zur Verfügung gestellt werden. Hierbei erfolgt eine Einbindung in übergeordnete Portale wie ladenetz.de oder here maps. Zusätzlich wird die Reservierung eines Ladepunkts ermöglicht und durch technische Maßnahmen zur Kundenlenkung (dynamische Kennzeichnung des jeweiligen Ladepunkts) umgesetzt. Weiterer Baustein der Nutzerlenkung ist die Einbindung der Zustandsdaten aus dem E-Ladepark (verfügbare Ladepunkte) in das öffentliche Parkleitsystem zur Führung von Kunden zum nächsten freien Ladepunkt.
	AP4	Pilottest und Demonstration
	AP4.1	Pilottest im Smart Grid Labor
		Die ausgearbeiteten technischen Komponenten werden im Smart Grid Labor der Hochschule Ulm zu einem Gesamt-System integriert. Dies dient insbesondere der Pilotierung der Kommunikationsstrecke mittels des CLS-Kanals des iMSys, um das notwendige Wissen zur Umsetzung der Demonstratoren aufzubauen. Der aufgebaute Pilot wird dann in einer Soft- und Hardware-in-the-Loop Umgebung getestet. So können Schwachstellen im Konzept oder der technischen Umsetzung rechtzeitig vor der Umsetzung der Demonstration erkannt und korrigiert werden.
	AP4.2	Feldtest der E-Mobility-Ladeparks
		Durchführung des Feldtests im aufgebauten E-Mobility-Ladepark unter Einbindung von echten Kunden. Es erfolgt eine strukturierte Erfassung und Auswertung der untersuchten Anwendungsfälle nach Vorgaben durch die wissenschaftliche Begleitung.
	AP5	Verwertung
	AP5.1	Analyse intelligente Netzintegration von Parkhäusern und Tiefgaragen
		Auswertung des Feldtests und der zum Einsatz gekommenen technischen wie organisatorischen Maßnahmen. Überprüfung, ob die gewählte Systemarchitektur für die Ausbauszenarien der E-Ladeinfrastruktur geeignet ist. Zusammenfassung in einer detaillierten Analyse zur Verwertung der Projektergebnisse.
	AP5.2	Analyse der Wirtschaftlichkeit von gesteuertem Laden
		Die Erfahrungen aus dem umgesetzten Feldtest sollen in tragfähige Geschäftsmodelle überführt werden. Dies betrifft sowohl die Anwendungsfälle der Kurzparker als auch der Dauerparker.
	AP5.3	Analyse der Nutzung und Kundenfeedback
		Die durchgeführten Maßnahmen zur Kundenlenkung bei der Nutzung des aufgebauten E-Ladeparks werden hinsichtlich deren Akzeptanz analysiert. Dabei wird das Kundenfeedback zu den öffentlichen Ladeleitsystemen, der Kundenlenkung innerhalb eines Ladeparks sowie die Nutzung von mobilen Apps ausgewertet.

Tabelle 1 Arbeitspakete mit Unterpaketen

2.3 Meilensteine

Als relevante Meilensteine wurden erfasst:

MS1: Konzeption für CCN Parkhaus steht inkl. Spezifikation der Hardware für Ladeinfrastruktur und lokales Lastmanagement (Start + 4 Monate):

In Absprache zwischen PBG und SWU Energie wurde ein Konzept zur Ausstattung des Ladeparks erstellt, welches kosteneffizient in die bestehende Infrastruktur integriert werden kann.

MS2: Umsetzung der Einbindung von übergeordneten Eingriffen, inkl. Abstimmung mit Anbietern der Komponenten des lokalen Lastmanagements (Start + 12 Monate):

Unter technischer Leitung der THU wurde die Nutzung des iMSys zur Durchleitung von Steuerbefehlen mittels einer CLS-Gateways erfolgreich umgesetzt.

MS3: Installation und Inbetriebnahme des Ladesystems und lokalem Lastmanagement erfolgt (Start + 16 Monate):

Die Inbetriebnahme des Demonstrator-Ladeparks in der Tiefgarage CCU Nord erfolgte im Q1/2021. Das System ist eigensicher konfiguriert, der Netzanschlusspunkt kann durch Einsatz eines lokalen Lademanagements nicht überlastet werden.

MS4: Demonstration einer übergeordneten Netzzustandsbestimmung mit Auslösen eines Steuereingriffes zur Reduktion der Ladeleistung (Start + 21 Monate):

Die Reduktion der Ladeleistung mittels Steuereingriff seitens der experimentellen Verteilnetzleitwarte der THU wurde erfolgreich getestet. Die Netzzustandsbestimmung des vorgelegten Verteilnetzes wurde erstellt und mit der experimentellen Verteilnetzleitwarte verknüpft.

3. Systementwurf

3.1 Lösungskonzepte für Ladeinfrastruktur

Als Rahmenbedingung vorgegeben waren die Anzahl von 16 Ladepunkten mit einer Lade-Leistung von jeweils 22kW. Für den gesamten Ladepark sind 100 kW maximale Gesamtleistung am Anschlusspunkt der Tiefgarage am zugehörigen Transformator reserviert. Zur Leistungsverteilung kommt ein lokales Lastmanagement zum Einsatz, welches die verfügbare Gesamtleistung dynamisch nach einem vorabausgewählten Algorithmus und ohne weiteren Eingriff von außen auf die einzelnen Ladevorgänge verteilt. Dies bedeutet in der Praxis, dass ab dem 5. Ladevorgang, welcher mit voller Kapazität lädt (5 x 22 kW = 110 kW), das Lastmanagement eingreift und die Leistung entsprechend dem ausgewählten Verteilalgorithmus an den einzelnen Ladepunkten reduziert. Das Parkhaus ist zudem am zugehörigen Transformator des Verteilnetzbetreibers an einem eignen Abgang angeschlossen, was die Leistungs-Messung zur Netzzustandsbestimmung erleichtert.

Die Zielsetzung war dabei, neben der Gewährleistung einer möglichst bedienfreundlichen und reibungslosen Nutzung des Ladeparks durch Besucher des Parkhauses, dies bei möglichst geringen Kosten pro Ladepunkt zu realisieren. Dabei wurde schon in der Planung eine optimierte Nutzung des zu Verfügung stehenden Bauraums sowie eine Minimierung des zu verbauenden Materials angestrebt.

Ergebnis der Planung war ein Lösungsansatz, welcher 4 Wallboxen mit einer Leistung von 22 kW sowie 6 Doppel-Wallboxen mit 2x 11 kW (max. 22 kW) kombiniert. Diese Doppelwallboxen verteilen die verfügbare Leistung auf die zwei eingebauten Ladepunkte, bei Einzelbelegung stehen auch dort 22 kW zur Verfügung. Sinn und Zweck war hier die Schaffung einer Möglichkeit zur Untersuchung, inwieweit diese unterschiedlichen Wallbox-Typen die unterschiedlichen Nutzerprofile abdecken können.

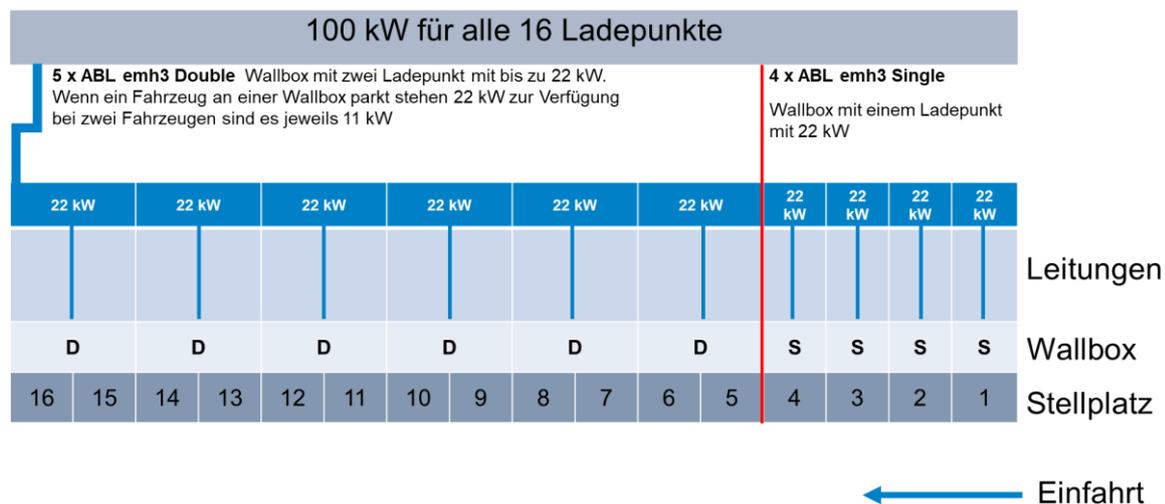


Abbildung 4 Übersicht des Umsetzungskonzepts des Ladeparks im Parkhaus CCU-Nord

3.2 Fernwirktechnische Anbindung (incl. iMsys)

Die Anbindung von Energie-Anlagen an die Netzleitwarte des Verteilnetzbetreibers ist sicherheitskritisch. Die Bundesnetzagentur verfolgt daher die Strategie, die sichere Infrastruktur zum Auslesen von Smart Metern zu erweitern, sodass auch bidirektionale Kommunikation zum Steuern

von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen möglich wird. Wesentliche Herausforderung waren dabei die Bereitstellung und Konfiguration der unterschiedlichen beteiligten System-Instanzen (Smart Meter Gateway Admin, CLS-Management-Backend, experimentelle Verteilnetzleitwarte), sodass die Anbindung von E-Ladeinfrastruktur mittels des verschlüsselten CLS-Kanals des intelligenten Messsystems (iMSys) untersucht und erprobt werden konnten. Vorarbeiten dazu erfolgten im Rahmen der Projekte CLS-App BW [8] und C/sells [9], dort wurde bereits prototypisch CLS-Gateways an die experimentelle Verteilnetzleitwarte der THU angebunden sowie die Test-PKI der Smart Meter genutzt, um die sichere Kommunikationsstrecke zu nutzen.

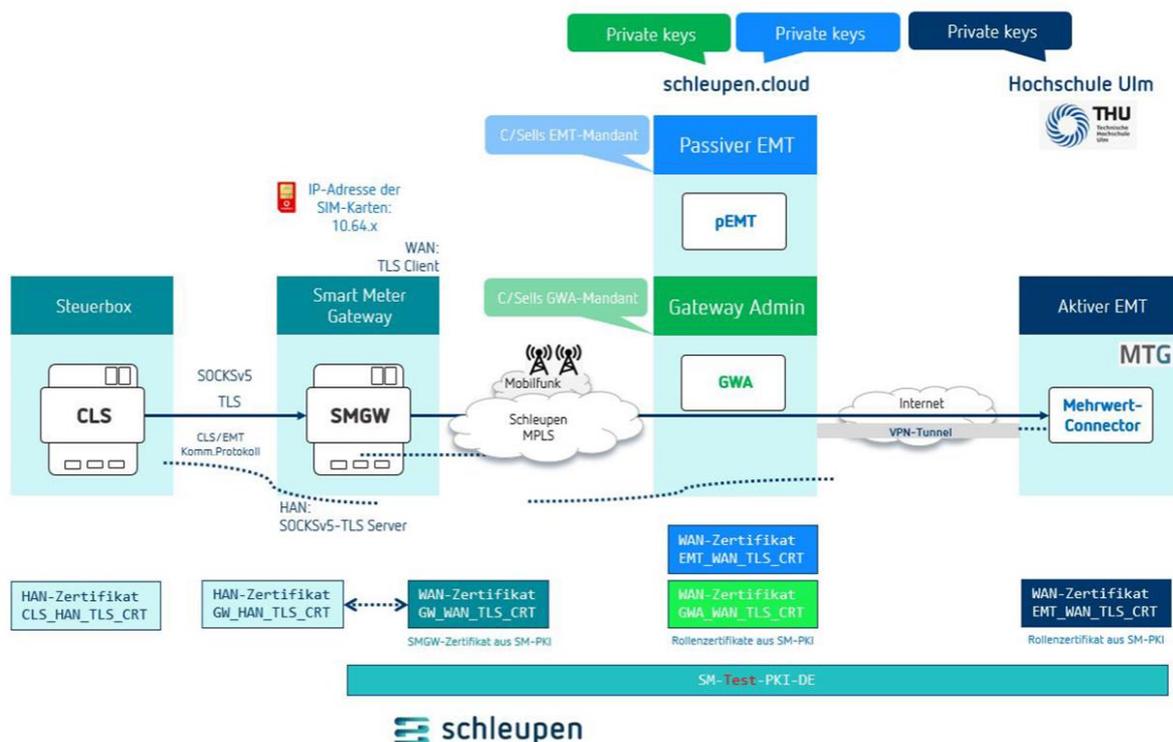


Abbildung 5 Übersicht der beteiligten Systeme inkl. SM-PKI-Zertifikate anhand der Lösung der Fa. Schleupen und MTG

Neben der sicheren Kommunikationsstrecke über die Smart Meter Infrastruktur ist die Anbindung der Anlagen in der Liegenschaft sicherzustellen. Hierzu müssen die Anlagen entsprechend Funktionalität bereitstellen. Im Projekt wurde Als Schnittstelle zum lokalem Lademanagement die Restful API der Master-Einheit Steuerzentrale 1V0001 der Fa. ABL genutzt. Diese musste entsprechend der Betriebsanweisung konfiguriert und in Betrieb genommen werden.



Abbildung 6 Schematische Darstellung der Kommunikationsverbindungen der beteiligten lokalen Komponenten

3.3 Netzzustandsbestimmung im vorgelagerten Orts-Netz

Die an der THU entwickelte Echtzeitsimulationsumgebung ist in Abbildung 7 schematisch dargestellt. Diese wurde entwickelt mit dem Ziel die Umsetzbarkeit der Echtzeit-Zustandsschätzung in bestehenden Niederspannungsabgängen der Testgebiete, als Netzzellen, basierend auf iMSys und CLS-Infrastruktur zu evaluieren. Die simulierten Netzzellen und die vordefinierten Messstellen wurden in der Simulationsumgebung PowerFactory innerhalb des Verteilnetzautomatisierungsagenten modelliert. Der Verteilnetzautomatisierungsagent erhält die Messdaten von den Geräten aus dem Feld über eine OPC-UA-Schnittstelle in der Netzleitwarte und führt die State-Estimation-Berechnungen durch. Basierend auf dem berechneten Netzzustand ermittelt der Verteilnetzautomatisierungsagent den Zustand der Netzampel und sendet bei Bedarf eine Netzengpassmaßnahme an die Netzleitwarte. Die Anlagen im Feld erhalten die Anforderung als Steuerbefehle von der Netzleitwarte der THU, wenn die auftretenden Engpasssituationen beseitigt werden müssen. Die Netzleitwarte kommuniziert diese Steuerbefehle sowie die Messdaten in Echtzeit über das IEC 61850 Protokoll direkt an die CLS-Gateways im Feld.

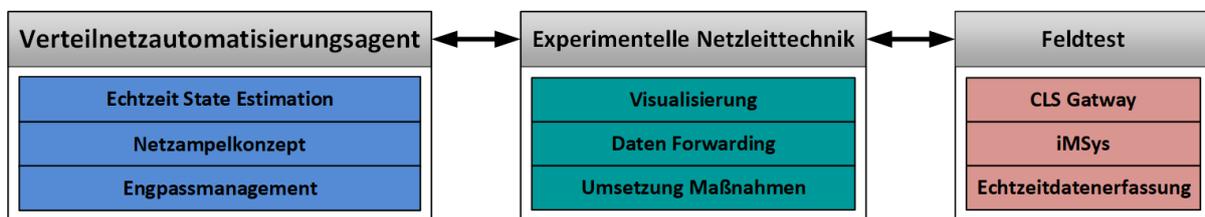


Abbildung 7 Schematische Darstellung der an der THU entwickelten Echtzeitsimulationsumgebung

Die durchgeführte Simulation hat gezeigt, dass die State Estimation in der Niederspannungsebene mit dem Smart-Meter-Rollout durchführbar ist. Der Optimierungsalgorithmus der State Estimation hat bisher für ca. 90 % der Zeitschritte in einem simulierten exemplarischen Sommertag konvergiert und sinnvolle Ergebnisse geliefert. Die erfassten Fehler zwischen den gemessenen und berechneten Spannungswerten lagen im Toleranzbereich von 1 %. Durch die entwickelte Lösung zum Engpassmanagement wurden mögliche Verletzungen des Spannungstoleranzbands und der Obergrenze der Netzbetriebsmittelauslastung minimiert. Zurzeit findet die Aktualisierung der Messungen aus den CLS-Gateways in der Leitwarte einmal pro 10 Sekunden statt. Für die Simulation im Verteilnetzautomatisierungsagent war eine zeitliche Auflösung von ca. 1 Minute möglich.

Die Herstellung eines simulationsfähigen Netzmodells bedingt mehrere Prozessschritte. Die Datenaufbereitung und Zusammenführung erfolgt mit Hilfe der Software Knime [10], welche die interaktive Datenanalyse mittels modularem Pipelining-Konzept sowie das automatisierte Data-Mining bereitstellt. Dazu wird ein internes Modell auf Basis des standardisierten Formats Common Information Model [11] durch Anreicherung mit verschiedenen anderen Datenquellen erzeugt. Anschließend wird dieses mittels eines Software-Adapters in eine für die Simulationsumgebung PowerFactory-taugliches Datenmodell umgesetzt.

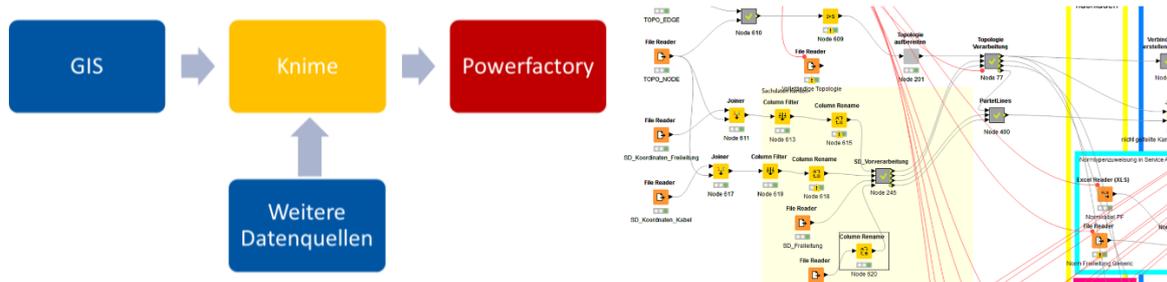


Abbildung 8 Prozessablauf zum Aufbau eines simulationsfähigen Netzmodells auf Grundlage eines GIS-Exports (links) mit Hilfe des Data-Mining-Werkzeug KNIME (rechts)

4. Umsetzung Demonstratoren

4.1 Beschaffung und Installation der Ladeinfrastruktur inkl. Umfeldgestaltung

Wesentlicher Bestandteil des Projekts war die Beschaffung sowie Installation der Ladeinfrastruktur. Dazu mussten umfangreiche Planungen und Vorarbeiten seitens der PBG durchgeführt werden. Die Umsetzung erfolgte im Wesentlichen durch beauftragte Fremdfirmen, da die PBG lediglich über für den Betrieb der Parkhäuser relevantes Personal verfügt. Dabei wurde die Arbeiten in folgende Lose strukturiert und entsprechend an Fachfirmen vergeben:

- **Herstellung Unterkonstruktion:**
Die Firma Schlosser Müller wurde beauftragt, eine vorgehängte Tragkonstruktion inklusive ein Installationstrasse herzustellen. Ausgeführt wurde eine T-förmige Verblendung mit dahinterliegendem Luftraum, zusätzlich gibt es ein tragendes Hohlprofil über die gesamte Länge des Ladeparks, welches die Stromkabel wie auch die Kommunikationskabel aufnehmen kann.
- **Elektroinstallation:**
Die Firma Häckel wurde mit der Anbindung der Ladesäulen innerhalb des Parkhauses beauftragt. Dazu konnten zwar größtenteils vorhandene Kabeltrassen genutzt werden, allerdings musste an neuralgischen Punkten entsprechende Lösungen gefunden werden.
- **Herstellung Netzanschluss inkl. Trafomessung:**
Die SWU Netze GmbH stellte entsprechend zwischen Netzanschlusspunkt und Ortsnetztransformator die notwendige Verbindung her. Zusätzlich wurde eine Messeinrichtung (Janitza UMG801) eingebaut, welche sowohl die Leistung am Netzanschlusspunkt des Parkhauses, als auch die Auslastung des Trafos insgesamt erfassen kann.
- **Parkleitsystem/Ladeleitsystem:**
Die Firma Citysens GmbH wurde mit der Installation von LoRaWan Parksensoren, der Installation der Benutzerinformations-Displays sowie der Anbindung an das übergeordnete Parkleitsystem beauftragt.
- **Bodenbeschichtung:**
Die Firmen Repass sowie S+K wurden mit der Herstellung einer geeigneten Bodenbeschichtung beauftragt. Ausgeführt wurde eine flächige Beschichtung in grün mit schwarzer Umrandung, welche gleichzeitig den Stellplatz als solchen begrenzt, aber ebenso auch auf die E-Ladeinfrastruktur hinweist.
- **Grafische Gestaltung:**
Die Firma Fresko sowie Projektagentur braunstetter wurden mit der grafischen Gestaltung in Form einer Folierung der vorgehängten Installationsebene beauftragt. In Absprache mit der SWU Energie als dem späteren Betreiber wurde ein fotorealistisches Muster in Blattoptik gewählt, welches den Beitrag der E-Mobilität zur Reduzierung des CO₂-Ausstosses. Dieses Design soll ebenso für die zukünftig zu errichtenden Ladeparks genutzt werden, um bei den Nutzern einen Wiedererkennungseffekt herzustellen

4.2 Parametrierung lokaler Regler sowie Einrichtung von Schnittstellen

Bei der Energieverteilung innerhalb des Ladeparks gibt es eine große Bandbreite an Möglichkeiten zur Umsetzung. Das gleichzeitige Aufladen vieler Elektrofahrzeuge in einem Parkhaus oder auf einem Parkplatz führt zu verschiedenen Herausforderungen. Dies liegt vor allem an der begrenzten Stromverfügbarkeit, die durch die begrenzte Kapazität der vorhandenen Leitungen und Transformatoren begrenzt wird. Hinzu kommt, dass jedes Fahrzeug unterschiedliche

Ladeanforderungen hat, die auf die unterschiedliche Parkdauer, den Ladezustand des Akkus und die Fahrstrecke nach dem Parken zurückzuführen ist. Aus diesen Gründen benötigt jedes Parkhaus ein System, das die Aufladung von Elektrofahrzeugen steuert und festlegt, welche Fahrzeuge zu welchem Zeitpunkt aufgeladen werden. Die THU hat daher eine studentische Projektarbeit im Rahmen des Master-Studiengangs Elektrische Energiesysteme und Elektromobilität durchgeführt. Das Ziel des Projekts war die Entwicklung eines Simulationsmodells der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität. Der Fokus lag dabei auf der Simulation eines Ladeparkreglers, welcher das Zusammenspiel mehrerer Ladesäulen und die Interaktion mit dem Netz steuert. Dabei wurden auch auf die Schnittstellen nach außen zum Netzbetrieb sowie nach innen zu den einzelnen Ladestationen eingegangen. Um dies zu realisieren, wurde zunächst eine Recherche über verschiedene Schnittstellen durchgeführt und die für das Projekt geeigneten Schnittstellen ausgewählt. Die Simulation wurde mit dem Programm „Typhoon HIL“ durchgeführt [12]. Anschließend wurde ein Simulationsmodell ausgehend von einem einzelnen Ladepunkt aufgesetzt und dann im Zuge der Arbeiten um mehrere Ladepunkte erweitert, bis eine Simulation des gesamten Ladeparks möglich wurde. Dabei wurde entsprechend auch die Schnittstelle zwischen dem Ladeparkregler und den Ladestationen untersucht und umgesetzt.

Um den Ladeparkregler möglichst realitätsnah zu simulieren, werden im Rahmen des Projekts verschiedene Szenarien entwickelt, die die Funktionsweise eines Ladeparkreglers nachbilden. Dabei wird einerseits auf die Anforderungen des Netzbetreibers und andererseits auf die Anforderungen der Endkunden bzw. Besitzer der Elektrofahrzeuge eingegangen. Exemplarisch untersucht wurde folgende Szenarios:

Szenario 1: Gleichberechtigte Verteilung

In diesem Szenario wird die Verteilung möglichst einfach gehalten. Der Ladestrom wird somit auf alle Ladepunkte gleichmäßig aufgeteilt. Bei einer Anzahl von drei Ladepunkten bekommt also jeder Ladepunkt $1/3$ der verfügbaren Ladeleistung.

Szenario 2: Gleichberechtigte Verteilung mit Überschussaufteilung

Dieses Szenario funktioniert im Kern gleich wie Szenario 1, jedoch wird hier die Ladeleistung mehr nach den Anforderungen der Elektroautos verteilt. Steht jeder Ladesäule beispielsweise 11 kW zur Verfügung, wird geprüft welche Ladesäule diese Leistung komplett in Anspruch nimmt. Benötigt dann ein Ladepunkt nur 3,7 kW und ein anderer 22 kW kann die Ladeleistung übertragen werden. Die überschüssige Leistung von 7,3 kW von ersten Ladepunkt bekommt dann der zweite Ladepunkt und kann mit 18,3 kW anstelle der 11 kW laden.

Szenario 3: Priorisierung der Ladepunkte

In diesem Szenario sind nicht alle Ladepunkte gleichberechtigt, sondern einzelne können priorisiert werden. Wenn der Ladestrom netzseitig nicht für alle Ladevorgänge ausreicht, bekommt der priorisierte Ladepunkt mehr Strom als die anderen. Jeder Ladepunkt kann priorisiert werden.

Szenario 4: Fahrplan

In diesem Szenario wird die Ladeleistung nach einem Fahrplan angepasst. Dieser kann individuell gestaltet werden. Ein möglicher Fahrplan wäre, dass zwischen 18 und 21 Uhr die Ladeleistung auf einen bestimmten Wert begrenzt wird, da zu dieser Zeit der generelle Stromverbrauch bereits hoch ist. Zu den anderen Zeiten ist keine Begrenzung vorgesehen.

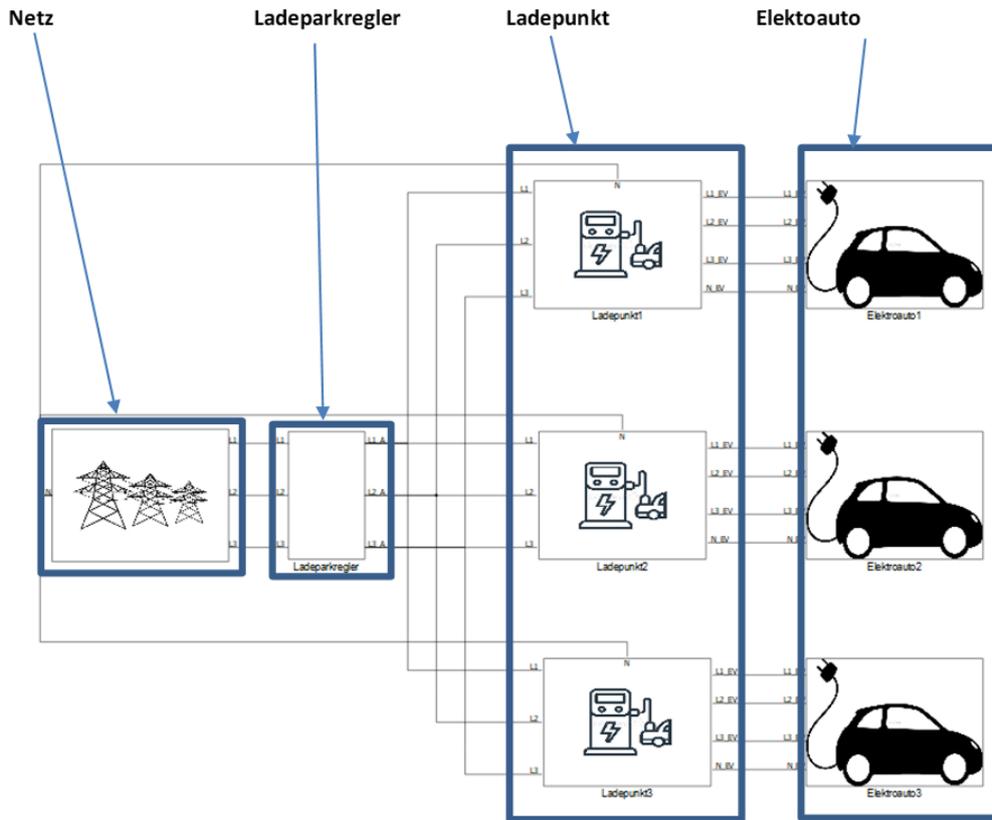


Abbildung 9 Übersicht des Simulationsmodells im genutzten HIL-System "Typhoon HIL"

Ein Schritt bei der Umsetzung eines Ladeparkreglers (LPR) ist die Definition der Schnittstelle zwischen der Ladesäule und dem Ladeparkregler und zwischen dem Ladeparkregler und dem CLS-Gateway bzw. dem Netz. Um das richtige Kommunikationsmodell für die Schnittstelle zwischen LPR und Netzleitwarte/CLS-Gateway zu finden, wurden im Rahmen dieser Arbeit Kriterien entwickelt, die erfüllt werden sollen. Dabei soll die Schnittstelle möglichst ein Standard sein, die Vorgaben für die Integration in das THU Smart Grid Labor berücksichtigen, offene Kommunikationsschnittstellen für vernetzte Mobility Services nutzen, mit dem in Typhoon HIL System umsetzbar sein sowie die Möglichkeit zur Echtzeit-Kommunikation bieten.

Um das richtige Kommunikationsmodell für diese Anwendung zu finden, wurden verschiedene Schnittstellen bzw. Protokolle untersucht:

OCPP	Das Open Charge Point Protocol (OCPP) ist ein herstellernerutrales, lizenzfreies und als weltweiter Standard etabliertes Kommunikationsprotokoll. Mit diesem Protokoll können Ladepunkte mit allen OCPP-fähigen CPO/MSP-Backend-Systemen kommunizieren, wobei die Daten durch eine Verschlüsselung geschützt sind. Die Ladeinfrastruktur kann somit jederzeit um weitere Soft- und Hardwarekomponenten erweitert werden. Der Datentransfer über OCPP beinhaltet unter anderem die Benutzer- und Abrechnungsdaten für den Ladestrom sowie Beginn und Ende des Ladevorgangs und die dabei verbrauchte Energiemenge. Diese Informationen werden an den Vertragspartner beziehungsweise den Betreiber der Infrastruktur übermittelt. Dies ermöglicht eine Überwachung der Ladeparks in Echtzeit. [13]
EEBUS	EEBUS ist eine herstellerunabhängige und standardisierte Gerätesprache, über die energie- und anwendungsrelevante Informationen ausgetauscht werden können.

	Die Sprache ist lizenzfrei und kann von jedem implementiert werden. Im Bereich der Elektromobilität bietet das Protokoll eine interoperabel durchgängige Steuerung einer Ladesäule über ein Smart-Meter-Gateway als Kommunikationsplattform. Als technische Basis dient eine erweiterte FNN-Steuerbox. Damit lassen sich netzkritische Situationen in der Netzleitstelle erkennen und Ladevorgänge bei Bedarf ansteuern. Mit den im EEBUS-Standard definierten Anwendungsfällen können sich E-Autos und Ladesäulen mit einem Energiemanagement-System über Herstellergrenzen hinweg vernetzen. [14]
Modbus	Das Modbus-Protokoll ist ein weltweiter Industriestandard. Es wird unter anderem in Gebäudeenergiemanagement-Systemen vieler Industriebetriebe, Hotels und größeren Immobilien verwendet. Um Ladeinfrastruktur mit dem Modbus-Protokoll kommunizieren zu lassen, wird ein Gateway benötigt. Eine direkte Einbindung der Ladestation per Modbus in ein Energiemanagement-System wird zwar von Ladestationsherstellern unterstützt, jedoch empfiehlt es sich insbesondere beim Einsatz von mehreren Stationen an einem Standort auf ein anderes Protokoll zu setzen, da nur so der komplette Funktionsumfang der Ladestation zukunftssicher genutzt werden kann. [15]
SUNSpec (Modbus)	SUNSPEC Modbus ist ein offener Standard bzw. ein USA-Standard für Kommunikationsschnittstellen und DER (Distributed Energy Resource). Das Protokoll ist semantisch identisch und vollständig interoperabel mit den Kommunikationsprotokollen IEEE 2030.5 und IEEE 1815. Das Sun-Spec Modbus-Profil der SunSpec Alliance beinhaltet einen umfassenden Satz an Messwerten und Parametern für Energieerzeugungsgeräte in PV-Anlagen. [16]
IEC 61850	Das Übertragungsprotokoll, das durch die Normserie IEC 61850 beschrieben wird, ist ein allgemeiner Standard für die Schutz- & Leittechnik in elektrischen Schaltanlagen der Mittel- und Hochspannungstechnik. Das Ziel der Norm ist die Interoperabilität der Geräte verschiedener Hersteller. Die Kommunikation umfasst auch Echtzeitdaten. Das Protokoll ist gemacht für die einfache und sichere Anbindung von dezentralen Anlagen. Eine Besonderheit der IEC 61850 im Gegensatz zu den bisherigen Standards ist, dass es neben der logischen Trennung eines objektbasierten Datenmodells und des Kommunikationsprotokolls speziell für die Nutzung moderner Kommunikationstechnologien entwickelt wurde und einen größeren Umfang an Funktionalitäten liefert. [17]

4.3 Integration CLS-Management mit Kontroll-/Leitsystem zur Steuerung der E-Ladeparks

Zur Umsetzung der gewünschten Funktionalität wurde eine Anpassung der Software auf der CLS-Komponente durchgeführt. Die Software dient dabei als Protokoll-Umsetzer zwischen lokaler Instanz im Feld und der experimentalen Verteilnetzleitwarte der THU. Die Verteilnetzleitwarte nutzt zur fernwirktechnischen Anbindung von Anlagen die IEC61850, welche zuallererst ein allgemeines Übertragungsprotokoll für die Schutz- und Leittechnik in elektrischen Schaltanlagen der Mittel- und Hochspannungstechnik ist. Inzwischen wird die IEC61850 aber auch die Anbindung von dezentralen Komponenten in der Niederspannung genutzt [18]. Zudem wurde die Software um die Fähigkeit die Restful-API der Master-Einheit Steuerzentrale 1V0001 anzusprechen erweitert, um darüber den Abregelungsbefehl zu kommunizieren. Weiterhin wurde die Software auf dem CLS-Gateway um die Fähigkeit zum Auslesen von Messwerten aus den Messgeräten vom Typ 96 sowie Typ 801 der Fa. Janitza erweitert. Die Software kombiniert diese Informationen und stellt diese per IEC61850 Kommunikation der Leittechnik zu Verfügung.

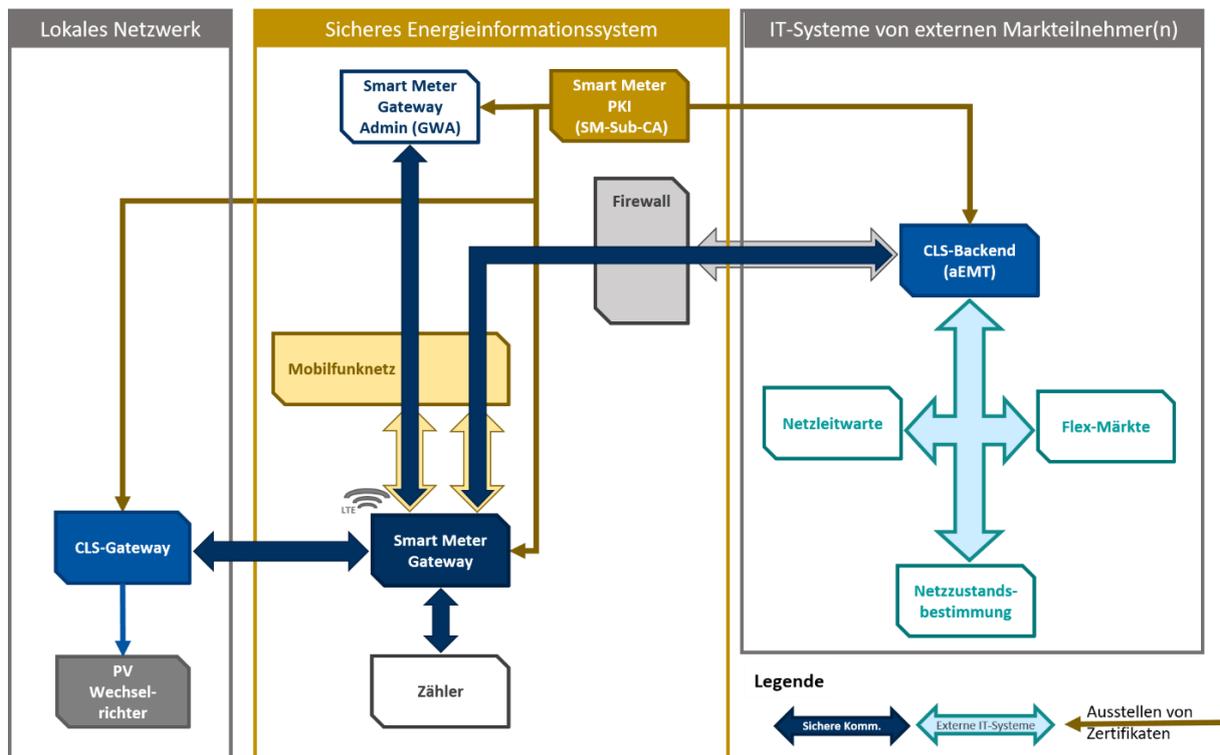


Abbildung 10 Sichere Kommunikation mit dezentralen Anlagen per SMGW und CLS-Kanal: Erster Schritt für den Aufbau einer Kommunikation ist die Übertragung des CLS-Profiles vom GWA zum SMGW.

Der Systementwurf und die Entwicklung der IT-Systeme an der THU beinhaltet im Besonderen die Verteilnetzleitwarte (Siemens Spectrum Power 5), den Smart-Meter-Gateway-Admin (Schleupen GWA), die EMT-Plattform als SaaS (Schleupen Bluebox) sowie des CLS-Proxy-Backend der Firma MTG. Zusätzlich kommen Tools zur Unterstützung der Parametrierung der CLS-Komponenten und Geräteverwaltung, Werkzeuge zur Parametrierung des Leittechniksystems (automatisierte Erstellung von Konfiguration und Datenmodell), Testsysteme zur Funktionsüberprüfung im Rahmen eines Pre-Deployment-Tests, und ein systemübergreifendes Tool für Monitoring und Alarmierung zum Einsatz. Für die Umsetzung von Fach- und Anwendungslogiken wurde die Systemlandschaft um einen Zustandsschätzer für Verteilnetze und ein Logikmodul zur Engpassbeseitigung inklusive eines MockUps zur Entwicklungsunterstützung ergänzt.

4.4 Öffentliches Parkleitsystem um E-Ladeleitsystem erweitern

Umgesetzt ist neben der visuellen Wegweisung zu aktuell verfügbaren Ladepunkten auch die Anzeige aktueller Ladeleistung und weitere relevante Information. Mit diesen Maßnahmen soll die Akzeptanz der Ladepunkte, insbesondere auch von Ladepunkten mit variabler Ladeleistung, erhöht werden. Dazu werden neben den Informationssystemen an den beiden Zufahrten (Wichernstraße und, zeitweise, CCU Süd) auch über den Ladepunkten jeweils folgende Informationen angezeigt:

1. die aktuell zur Verfügung stehende Ladeleistung
2. Freigabeinformation: gesperrt, nur E-Fahrzeuge, Kurzparker
3. Eventuelle geblockte oder verfügbare Zeitintervalle, z.B. „bis 18:00 Uhr“

Durch die Verwendung von Einzelparksensoren werden die Parkbuchten vor den Ladepunkten zusätzlich überwacht, um die Verfügbarkeit der Ladepunkte auch an die entsprechenden Provider der Ladeinfrastruktur, z.B. ladenetz.de, weiter zu leiten. Dies ist Vorbedingung für die Anbindung an ein Reservierungssystem, welches zukünftig angebunden werden kann. Die notwendigen Reservierungsinformationen (2. Freigabeinformation: „Reserviert für Reservierungsnummer“ und 3. Zeitintervall: „von bis“) werden dann ebenfalls für den Ladepunkt angezeigt.

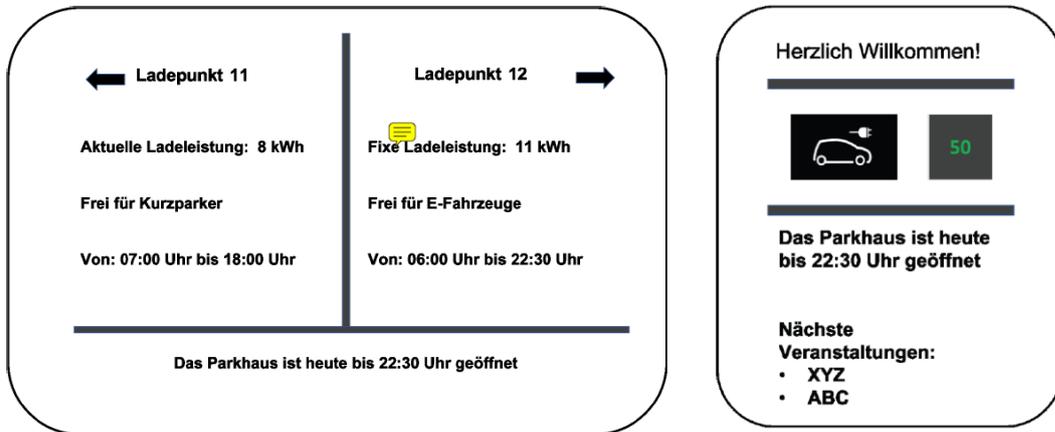


Abbildung 11 Konfigurierbare Visualisierung am Ladepunkt sowie Visualisierung an der Einfahrt zum Parkhaus

Die Pflege der Informationen auf den jeweiligen Displays erfolgt über eine browserbasiertes Content Management System (CMS). Dies ermöglicht es, die Inhalte individuell und zeitgesteuert zu verändern und Bilder zu integrieren. Das CMS ist Teil der IoT Plattform und für den Kunden jederzeit zugänglich.

Mit diesen Maßnahmen soll in der jetzigen frühen Phase des Ausbaues der öffentlichen E-Ladeinfrastruktur die Grundlage geschaffen werden, e-Mobilität und die damit verbundenen Dienste für den Kunden attraktiv zu gestalten.

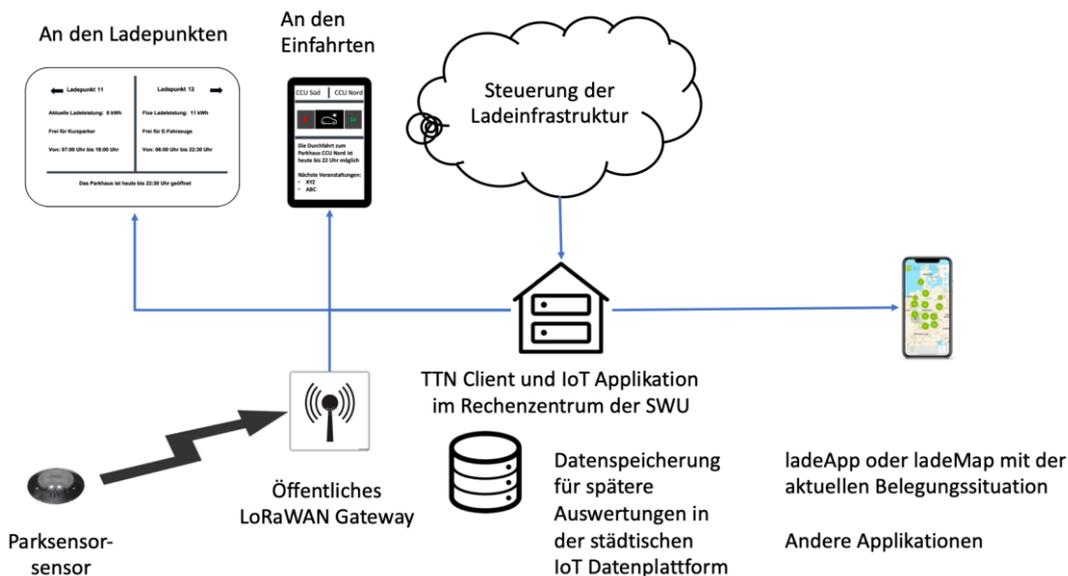


Abbildung 12 Übersicht über technische Umsetzung des Parkleitsystems

Das System besteht aus folgenden Komponenten (Software und Hardware/Geräte), die die beschriebene Gesamtfunktionalität sicherstellen:

Systemkomponente	Beschreibung
Displays an den Zufahrten zum Parkhaus CCU Nord	unterschiedliche Anzeigehalte abhängig von den Installationsorten
Displays vor den Ladepunkten	Jeweils 1 Display pro zwei nebeneinanderliegenden Ladepunkten; Information je Ladepunkt graphisch getrennt. Die Visualisierung wird im Projekt getestet
Einzelparkplatzsensoren	Je Parkfläche ein Einzelparkplatzsensor, um den Belegungszustand am Ladepunkt aufzunehmen.
LoRaWAN Gateway im Parkhaus	Zur Übertragung der Daten von den Einzelparkplatzsensoren an die IoT Plattform; die Positionierung erfolgt im Parkhaus und für die Installation wird eine Ethernetanbindung mit PoE zur Stromversorgung benötigt
IoT Plattform inklusive Datenbank für die Speicherung der aufgenommenen Daten zur Historien Auswertung	Die Auswertung der Daten, die die Sensoren und die Steuerung der Ladeinfrastruktur zur Verfügung stellt. Für die Anzeige und Pflege der Zusatzinformationen auf den Displays steht dem Kunden ein browser-basiertes Contents Management System zur Verfügung, welches in die IoT Plattform integriert ist und per Fernzugriff direkten Zugriff auf die Texte bietet.
Ansteuerungselektronik für die Displays	Darstellung der Information auf den Displays – gesteuert durch die IoT Plattform. Eine mögliche Umsetzung: ein Microcomputer(z.B. Raspberry) wird in den Displays installiert, der die anzuzeigenden Informationen von der IoT Plattform per Ethernet oder WLAN empfängt und als HDMI Signal an das Display ausgibt.

Im Rahmen des Projektes werden die aktuellen Belegungszustände der Parkflächen vor den Ladepunkten erfasst, um die Information über die Verfügbarkeit von Lademöglichkeiten im Parkhaus auf der Plattform von ladenetz.de zu ermöglichen.

In einem nächsten Schritt werden zusätzlich folgende Daten von der IoT Plattform zur Verfügung gestellt werden können:

- Tarifinformationen
- Reservierungsinformationen – ob ein Ladepunkt durch eine Reservierung blockiert sein wird; diese Information kann in der Applikation von ladenetz.de als zusätzliche Information angezeigt werden
- Öffnungszeiten des Parkhauses – zur Anzeige, in welchem Zeitraum ein Ladepunkt im Parkhaus verfügbar ist

Weitere Informationen, z.B. Dienstleistungen und Serviceangebote des Parkhausbetreibers, lassen sich bei Bedarf ebenfalls über diese Schnittstelle kommunizieren.

5. Pilottest und Demonstration

5.1 Pilottest im Smart Grid Labor

Der Pilottest im Tiefhof des Campus Albert-Einstein-Allee der Technischen Hochschule Ulm besteht aus zwei logischen Ladeparks mit jeweils einer Wallbox und einem Lademanagement-System. Ein Ladepark wurde mit Komponenten der Fa. ABL bestückt. Der andere mit Komponenten der Fa. Mennekes. Darüber hinaus wurde eine Drehstrom-Außensteckdose installiert, um flexibel die Produkte weiterer Hersteller erproben zu können.

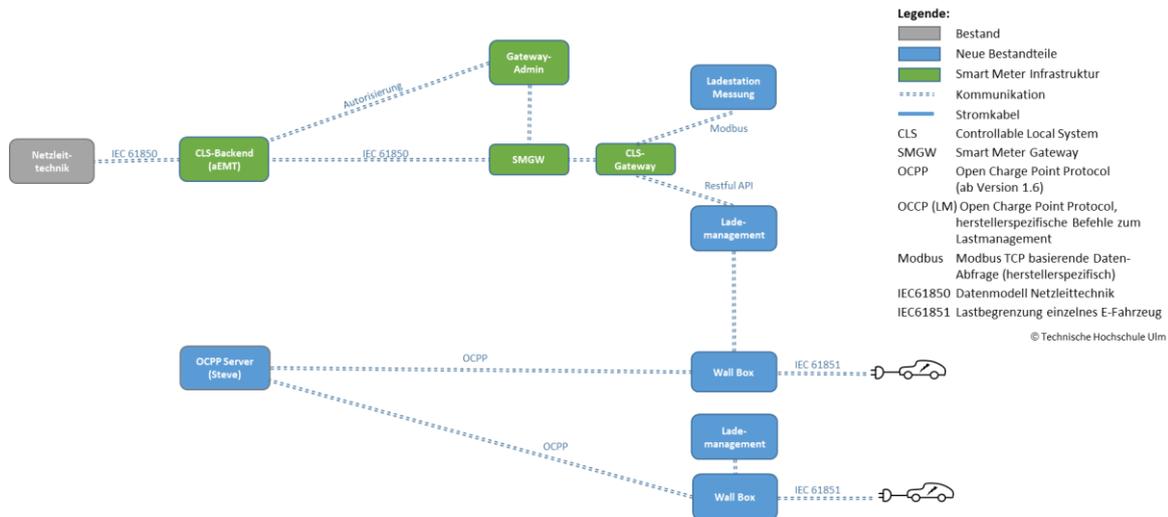


Abbildung 13 Übersichtsschema der im Pilottest eingesetzten Komponenten und deren IT-technischer Anbindung

Die Integration der Ladesäulen, wie auch des Lademanagements, erfolgten mithilfe des OCPP Servers Steve [Quelle <https://github.com/RWTH-i5-IDSG/steve>]. Diese Software ist als Open-Source veröffentlicht und wurde auf einem lokal installiertem Embedded Computer (Raspberry Pi) betrieben. Über diese Komponente erfolgten die Erstkonfiguration sowie die Authentifizierung der Ladesäulen-Nutzer. Die Lademanagement-Systeme beider verbauten Systeme verfügen jeweils über eine eigene Web-Oberfläche mit der die Erstkonfiguration erfolgte. Zum Erproben der Lastbegrenzung wurde in Absprache mit dem Hersteller eine spezielle Schnittstelle des Lademanagement-Systems genutzt, welche nach dem Restful Prinzip funktioniert [19].

Die Anlagen des Pilottests sind mittels eines Embedded Router an das Hochschulnetz angebunden. Die Messung und die Steuerung wird dabei über eine CLS-Gateway erfasst und über iMsys und gesichertem Kanal an die experimentelle Verteilnetz-Leitwarte der Hochschule eingebunden.

Die Software des CLS-Gateway wurde hierzu erweitert, um den für die Lastbegrenzung genutzten Befehl absetzen zu können. Die als Messgerät eingesetzte Janitza-UMG96 wird durch die Software auf dem CLS-Gateway ebenso unterstützt. Für die Anbindung an die experimentelle Verteilnetzleitwarte wurde der Schleupen GWA sowie die Theben/MTG-Mehrwertkonnektor Plattform eingesetzt.



Abbildung 14 Erweiterung des Smart-Grid-Labors um zwei separat ansteuerbare Wallboxen, die jeweils als Ladepark mit zugehöriger Mastereinheit konfiguriert sind

5.2 Demonstrator Ladepark im Parkhaus CCU Nord

Der Demonstrator nutzt die zuvor konzipierte und bereits im Pilottest erprobte Lösung der Fa. ABL. Es waren nach der Lieferung noch Anpassungen nötig, die auf einen unterschiedlichen Firmware-Stand der eingesetzten Geräte zurückzuführen waren. Außerdem wurde die CLS-Applikation erweitert, um das vor Ort eingesetzte Messgerät vom Typ Janitza-UMG801 zu unterstützen. Um die Anbindung des Messgeräts vorab zu testen, wurde ein Versuchsaufbau im Smart Grid Labor getestet. Der Aufwand zur Integration des CLS-Gateways im Demonstrator konnte somit auf zwei Vor-Ort-Termine begrenzt werden.

Wie beim Pilottest schon erprobt, nutzt auch der Demonstrator zur kommunikationstechnischen Anbindung ein SMGW mit Mobilfunk-Verbindung. Die Verbindung zeigt sich auch im Praxiseinsatz stabil. Es ist positiv zu vermerken, dass die Datenverbindung bei der nun eingesetzten Lösung nach kurzzeitigen Verbindungsabbrüchen selbsttätig wieder aufgebaut wird.

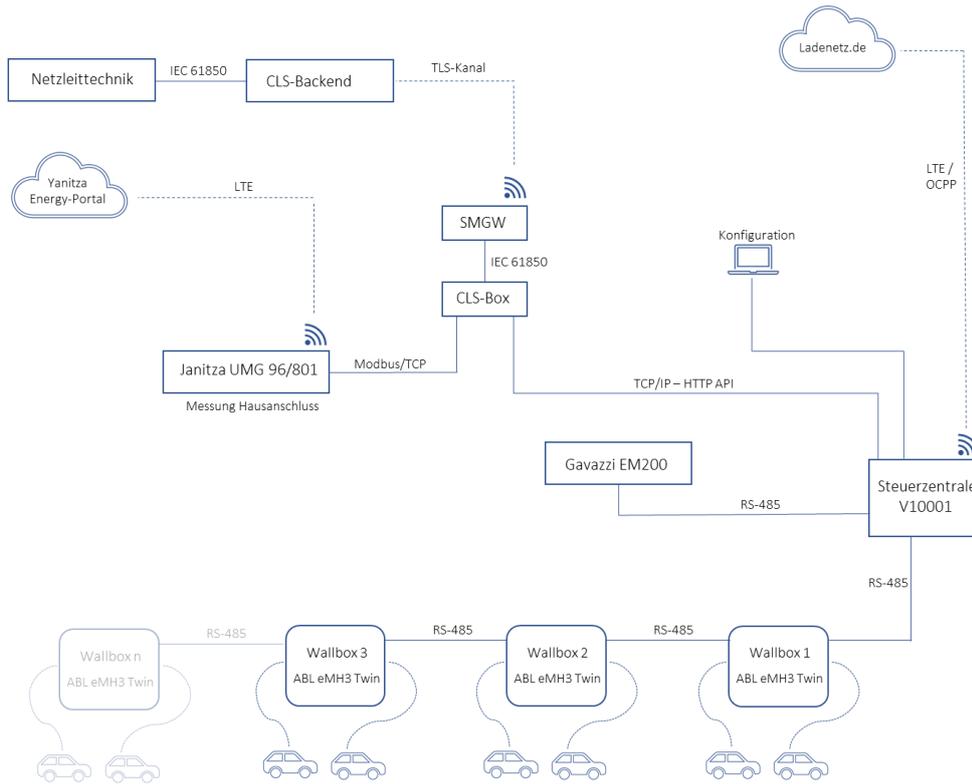


Abbildung 15 Schematische Darstellung der im Parkhaus CCU Nord umgesetzten technischen Lösung



Abbildung 16 Visualisierung der Steuerung des Ladeparks durch die experimentelle Verteilnetzleitwarte der THU (kontrollierte Begrenzung der Ladeparkleistung in grün; tatsächlich genutzte Ladeleistung in orange)



Abbildung 17 Ausstattung des Ladeparks mit Wallboxen vom Typ ABL eMH3

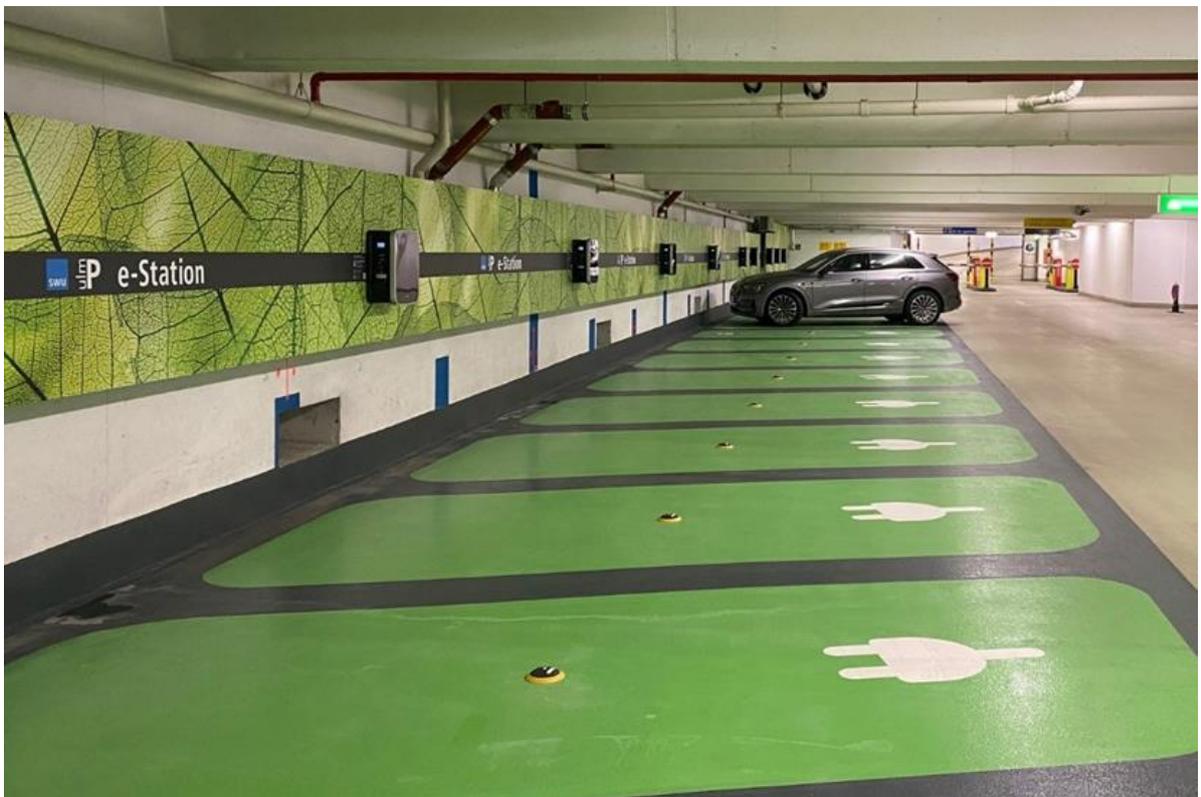


Abbildung 18 Übersicht auf die im Demonstrator installierten 16 Ladepunkte, umgesetzt mittels 6 Dual-Wallboxen sowie 4 Single-Wallboxen

6. Ergebnisse und Ausblick

Der Demonstrator-Ladepark und sein vorgelagertes Verteilnetz wurden in Zusammenarbeit mit der SWU Netze GmbH als Dauertestanlage eingebunden. Es wurden Lösungen zur Netzzustandserfassung entwickelt, um Erfahrungen für das gesteuerte Laden von E-Mobilen im PPT zu sammeln. Dies ermöglicht zukünftig etwa die Umsetzung eines dynamischen Lastmanagements im Parkhaus auf Basis des Netzzustandes des vorgelagerten Ortsnetzes. Die Auswertung des Park-, Nutzer- und Ladeverhaltens sowie des Kundenfeedbacks bezüglich des gesteuerten Ladens von E-Mobilen hat ebenfalls begonnen. Diese Auswertung wird fortgesetzt, um insbesondere auf die zunehmende Verbreitung von E-Fahrzeugen vorbereitet zu sein. Besonderes Augenmerk wurde auf die Entwicklung eines standardisierten Anforderungskatalogs für das lokale Lastmanagement und die Schnittstellen zu übergeordneten Steuerungsebenen gelegt. Darüber hinaus lag der Fokus auf der Etablierung einer skalierbaren Ladelösung mit Lastmanagement sowohl für Langzeit- als auch für Kurzzeitparker in dem Parkhaus der Ulmer Parkbetriebs-Gesellschaft. Betrieben wird der Ladepark durch den lokalen Energieversorger SWU Energie, diese übernimmt insbesondere die Rolle des CPO (Charge Point Operator) und damit auch die Anbindung an die Roaming-Plattformen.

Die Ergebnisse der durchgeführten Arbeiten werden von den Stadtwerken in den Aufbau der weiteren Ladeinfrastruktur einfließen. In einem neu errichteten Parkhaus werden 30 Ladepunkte mit einer Ausbaureserve auf 100 Ladepunkte geschaffen [20]. Darüber hinaus werden dann sukzessive die weiteren zentralen öffentlichen Parkhäuser mit Ladeparks nachgerüstet; hier wird in der ersten Ausbaustufe eine Größe von 20 Ladepunkten in zwei Parkhäusern realisiert [21]. Darüber hinaus werden die Ergebnisse auch der privaten Wohnungswirtschaft und Unternehmen zur Verfügung stehen. Hier besteht noch Anpassungsbedarf an das entwickelte Konzept, da sich das Nutzerverhalten und die technischen Randbedingungen unterscheiden. Seitens der THU werden die Erdnüsse zudem im INPUT-Folgeprojekt „E-Flex Campus THU“ genutzt und weitergeführt. Dabei wird der Campus der THU am Oberen Eselsberg in Ulm um einen Ladepark mit 24 Ladepunkten erweitert [22].

Aktuell ist der Implementierungsaufwand für die Erstellung der Verteilnetzsimulation einer Zelle aufgrund der Komplexität des Systemdesigns und des Mangels an Zählpunkten in Niederspannungsnetzen noch hoch. Diese Komplexität ist vor allem auf die Synchronisation mehrerer Systeme und Datenobjekte auf der Netzleitwarte und der Netzzustandsbestimmung zurückzuführen. Diese Anwendungsfälle werden jedoch für zukünftige Szenarien mit einem sehr hohen Anteil an dezentralen Erzeugern immer wichtiger und daher weiter untersucht und optimiert werden. Die entwickelte Netzsimulation in Kombination mit den ermittelten Kommunikationsansätzen soll in Zukunft zu einer Erhöhung der Zuverlässigkeit der Netzzustandsermittlung bei gleichzeitiger Optimierung des Netzbetriebes führen. Zur umgesetzte Lösung gehört die Demonstration einer sicheren Steuerung über die Smart-Meter-Infrastruktur durch den Verteilnetzbetreiber oder andere Marktteilnehmer. Dabei wird gezeigt, wie mittels des Smart Meter Gateways die maximal verfügbare Leistungsgrenze für die Ladeinfrastruktur vorgegeben und damit die laufenden Ladevorgänge abgeregelt werden können.

Durch den Einsatz der citysens IoT Plattform können zukünftige Anwendungen (beispielsweise Ladepunktverfügbarkeit zur Anzeige in Navigationssystemen mit erweiterten Informationsinhalten oder die Anbindung an Reservierungssysteme) dem Bürger zur Verfügung gestellt werden. Die gewählte Konfiguration an Geräten und Softwarelösungen ermöglicht ein flexibles Angebot für die Überwachung und Leitung zu den Stromladepunkten im Parkhaus CCU Nord. Weitere alternative Anwendungen und Ausweitung auf andere Ladepunkte des Kunden werden nach Projektabschluss

besprochen. Damit steht auch die Integration der Ladepunkte im Parkhaus in bundesweite Mobilitätskonzepte im Blick. Insbesondere auch in Zusammenhang mit hybriden Modellen, die die Langstrecke per Flug/Zug und die lokale Mobilität neben ÖPNV auch per Individualverkehr ermöglichen. Da diese Konzepte derzeit noch in der Entstehung sind, können die Anforderungen an die Datenübertragung erst zu einem späteren Zeitpunkt bestimmt werden.

Weiterer Forschungsbedarf besteht bei der Entwicklung von Betriebsstrategien für einen Ladepark als Teil eines lokalen Energiemanagementsystems, insbesondere wenn weitere energietechnische Komponenten wie Batteriespeicher oder flexible Verbrauchseinrichtungen wie Industrieanlagen in der Steuerung berücksichtigt werden sollen.

Weiterhin sollte das Themenfeld bidirektionales Laden intensiver untersucht werden. Durch doppelte Nutzung von E-Fahrzeugen in den Sparten Mobilität sowie Energieversorgung ergeben sich hier rechnerisch große Potenziale. Die genau technische und regulatorische Ausgestaltung ist derzeit Teil der wissenschaftlichen Untersuchungen (Forschungsvorhaben) [23] sowie der industrietechnischen Umsetzung (Normung) [24]. Hierzu plant die THU in Folgevorhaben eine bidirektionale Ladesäule aufzubauen, um das konkrete Zusammenspiel mit dem Energiesystem der Liegenschaft zu untersuchen.

7. Veröffentlichung / Präsentation / Mitwirkungen

- C. Kondzialka, K. Linder, „Vorstellung Projekt gLadeZellen“, Aufsichtsratssitzung der Ulmer Parkbetriebs-GmbH (Stadt Ulm), Ulm, 28.03.2019
- C. Kondzialka, G. Heilscher, „Fachforum Smart Grids: Gesteuerte Lade-Zellen“, Statuskolloquium Umweltforschung 2021, Stuttgart, 29.02.2020
- C. Kondzialka, G. Heilscher „Vorstellung INPUT Projekte Umweltministerium“, 8. Sitzung der AG Netze und Infrastruktur des Strategiedialog Automobilwirtschaft, Stuttgart, 03.03.2020
- F. Ebe, J. Morris, S. Chen, B. Idlbi, D. Graeber, and G. Heilscher, ‘Test and evaluate an automated low voltage grid management system through utilization of CLS-Gateways to control a decentralized energy resource’, 2020
- C. Kondzialka, G. Heilscher, „Gesteuerte Lade-Zellen: Blaupause für die Netzintegration von öffentlicher E-Ladeinfrastruktur“, Statuskolloquium Umweltforschung 2021, online, 06.07.2021
- C. Kondzialka, G. Heilscher, „Vorstellung Projektergebnisse gLadeZellen“, INPUT Vernetzungsworkshop Umweltministerium, online, 02.02.2022
- K. Linder, Veranstaltung: Eröffnungsfeier Parkhaus am Bahnhof, Ulm, 09.04.2022
- C. Kondzialka, S. Chen, L. Schmidt, B. Idlbi, R. Taubmann, H. Lorenz, G. Heilscher, „FIELD TESTING AND DEMONSTRATION OF A SMART GRID READY CHARGING PARK“, CIRED Workshop Conference, 2022.

8. Literaturverzeichnis

- [1] Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf“, *NOW GmbH (online)*, 2020.
- [2] „Bundesnetzagentur - Smart Grid/Smart Market“. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzentwicklungSmartGrid/SmartGrid_SmartMarket/start.html (zugegriffen 25. März 2022).
- [3] Nationale Plattform und Zukunft der Mobilität, „ROADMAP ZUR IMPLEMENTIERUNG DER ISO 15118“, 2020. https://www.plattform-zukunft-mobilitaet.de/wp-content/uploads/2020/12/NPM_AG5_AG6_2020_Q4_ISO15518.pdf (zugegriffen 25. März 2022).
- [4] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im und VDE (VDE, FNN), „FNN-Hinweis Netzintegration Elektromobilität“, Aug. 2019, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vde.com/resource/blob/1896388/8dc2a98adff3baa259dbe98ec2800bd4/fnn-hinweis--e-mobilitaet-download-data.pdf>
- [5] Bundestag (The Parliament of the Federal Republic of Germany), *Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende*. 2016.
- [6] „Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften (Änderung EEG 2012) | Clearingstelle EEG|KWKG“. <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/gesetz/2219> (zugegriffen 7. Januar 2022).
- [7] „§ 14a EnWG - Einzelnorm“. https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_14a.html (zugegriffen 25. März 2022).
- [8] G. Heilscher, H. Lorenz, S. Chen, F. Ebe, C. Kondzialka, und T. Kaufmann, „Projektabschlussbericht: CLS-Applikationen - Digitalisierung Energiewende - Made in BW“, Nov. 2018.
- [9] A. Reuter, O. Langniß, B. Haller, und Nicolas Spengler, „Schlussbericht C/sells - das Energiesystem der Zukunft im Solarbogen Süddeutschlands“, smartgrids-bw, Stuttgart, 2021.
- [10] „KNIME | Open for Innovation“. <https://www.knime.com/> (zugegriffen 25. März 2022).
- [11] „CIM | DMTF“. <https://www.dmtf.org/standards/cim/> (zugegriffen 25. März 2022).
- [12] „www.typhoon-hil.com“, *Typhoon HIL*. <https://www.typhoon-hil.com/> (zugegriffen 25. März 2022).
- [13] „Open Charge Alliance - Global Platform For Open Protocols“. <https://www.openchargealliance.org/> (zugegriffen 25. März 2022).
- [14] „EEBUS | Make the world speak energy“, *EEBus Initiative e.V.* <https://www.eebus.org/> (zugegriffen 25. März 2022).
- [15] „The Modbus Organization“. <https://www.modbus.org/> (zugegriffen 25. März 2022).
- [16] SunSpec Alliance, „SunSpec Device Information Model Specification“. 20. April 2021. [Online]. Verfügbar unter: <http://sunspec.org/specifications/#>
- [17] „IEC 61850:2022 SER | IEC Webstore | LVDC“. <https://webstore.iec.ch/publication/6028> (zugegriffen 25. März 2022).
- [18] VDE, FNN, „Lastenheft Steuerbox: Funktionale und konstruktive Merkmale“, *VDE-Shop*. <https://shop.vde.com/lastenheft-steuerbox-funktionale-und-konstruktive-merkmale-13-download> (zugegriffen 25. März 2022).
- [19] „wallbox_emh3_installationsanleitung_de.pdf“. Zugegriffen: 25. März 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ablmobility.de/global/downloads/anleitungen/emh3/wallbox_emh3_installationsanleitung_de.pdf?m=1630491744&
- [20] „Stadt Ulm - Parkhaus am Bahnhof“, *Stadt Ulm - Parkhaus am Bahnhof*. <https://www.ulm.de/global/datenpool/organisationseinheiten/stadt-ulm/gesellschaften-und-eigenbetriebe-der-stadt-ulm/ulmer-parkbetriebsgesellschaft-mbh/parkhaus-am-bahnhof> (zugegriffen 25. März 2022).

- [21] „Mehr Ladesäulen dank E-Hubs“, *Baden-Württemberg.de*. <https://vm.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/mehr-ladesaeulen-dank-e-hubs-2/> (zugegriffen 25. März 2022).
- [22] „INPUT - Projektbeschreibung geförderter Vorhaben“, *Baden-Württemberg.de*. <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/strategiedialog-automobilwirtschaft/input/input-21-gefoerderte-vorhaben/> (zugegriffen 25. März 2022).
- [23] „Bidirektionales Lademanagement (BDL)“, *FfE München*. <https://www.ffe.de/projekte/bdl/> (zugegriffen 25. März 2022).
- [24] „Zukunftssichere Ladeinfrastruktur: ISO 15118 macht Ladevorgänge einfacher und effizienter“. https://www.mobilityhouse.com/de_de/magazin/e-mobility/was-ist-iso-15118-und-wie-ermoeoglicht-der-internationale-standard-das-netzdienliche-laden-und-v2g.html (zugegriffen 25. März 2022).

9. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Übersicht über die beteiligten Komponenten bei der Einbindung von dezentralen Einspeisern und Lasten.....	6
Abbildung 2: Konzeption Gesteuertes Laden (Extern: Netzzustand Ortsnetz, Intern: NAP-Liegenschaft)	7
Abbildung 3: Zeitlicher Ablauf inkl. 6-monatiger Laufzeitverlängerung (🚧 Meilenstein / ★ Projektabschluss).....	8
Abbildung 4 Übersicht des Umsetzungskonzepts des Ladeparks im Parkhaus CCU-Nord	12
Abbildung 5 Übersicht der beteiligten Systeme inkl. SM-PKI-Zertifikate anhand der Lösung der Fa. Schleupen und MTG	13
Abbildung 6 Schematische Darstellung der Kommunikationsverbindungen der beteiligten lokalen Komponenten.....	13
Abbildung 7 Schematische Darstellung der an der THU entwickelten Echtzeitsimulationsumgebung	14
Abbildung 8 Prozessablauf zum Aufbau eines simulationsfähigen Netzmodells auf Grundlage eines GIS-Exports (links) mit Hilfe des Data-Mining-Werkzeug KNIME (rechts)	14
Abbildung 9 Übersicht des Simulationsmodells im genutzten HIL-System "Typhoon HIL"	17
Abbildung 10 Sichere Kommunikation mit dezentralen Anlagen per SMGW und CLS-Kanal: Erster Schritt für den Aufbau einer Kommunikation ist die Übertragung des CLS-Profiles vom GWA zum SMGW.....	19
Abbildung 11 Konfigurierbare Visualisierung am Ladepunkt sowie Visualisierung an der Einfahrt zum Parkhaus	20
Abbildung 12 Übersicht über technische Umsetzung des Parkleitsystems	20
Abbildung 13 Übersichtsschema der im Pilottest eingesetzten Komponenten und deren IT-technischer Anbindung	22
Abbildung 14 Erweiterung des Smart-Grid-Labors um zwei separat ansteuerbare Wallboxen, die jeweils als Ladepark mit zugehöriger Mastereinheit konfiguriert sind.....	23
Abbildung 15 Schematische Darstellung der im Parkhaus CCU Nord umgesetzten technischen Lösung	24
Abbildung 16 Visualisierung der Steuerung des Ladeparks durch die experimentelle Verteilnetzleitwarte der THU (kontrollierte Begrenzung der Ladeparkleistung in grün; tatsächlich genutzte Ladeleistung in orange)	24
Abbildung 17 Ausstattung des Ladeparks mit Wallboxen vom Typ ABL eMH3	25
Abbildung 18 Übersicht auf die im Demonstrator installierten 16 Ladepunkte, umgesetzt mittels 6 Dual-Wallboxen sowie 4 Single-Wallboxen.....	25