



unIT-e² Praxisbericht

Einblick in die Umsetzung

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

UN|IT|E²
Reallabor für verNETzte E-Mobilität

Impressum

Herausgeber

Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH
Am Blütenanger 71
80995 München

Erscheinungsdatum

Dezember 2023

Projektleitung

Simon Köppl (FfE)

Gesamtprojektleitung
+49 89 158121 78
skoepl@ffe.de

Michael Hinterstocker (FfE)

Gesamtprojektleitung
+49 89 158121 53
mhinterstocker@ffe.de

Elisabeth Springmann (FfE)

Stellv. Gesamtprojektleitung
+49 89 158121 28
espringmann@ffe.de

Daniel Battersby (FfE)

Stellv. Gesamtprojektleitung
+49 89 158121 90
dbattersby@ffe.de

Projektpartner

Bayernwerk Netz GmbH, BMW AG, Consolinno Energy GmbH, EAM Netz GmbH, EEBUS Initiative e.V., EWE Go GmbH, EWE Netz GmbH, Flavia IT Management GmbH, Ford Werke GmbH, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Fraunhofer Institut für Sichere Informationstechnologie, Kostal Industrie Elektrik GmbH, Lechwerke AG, Mercedes-Benz Group AG, Power Plus Communications AG, Regionalmanagement Nordhessen GmbH, RWTH Aachen, Schneider Electric GmbH, Stadtwerke Düsseldorf AG, Stadtwerke München GmbH, Stiftung Umweltenergierecht, TenneT TSO GmbH, The Mobility House GmbH, Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Trianel GmbH, Universität Kassel, Universität Duisburg-Essen, Universität Passau, UnternehmerTUM GmbH, Viessmann Climate Solutions SE, Volkswagen AG

Weitere Informationen

www.unit-e2.de

DOI

10.34805/ffe-51-23

Förderkennzeichen

01MV21UN01

Inhalt

1	Einleitung	6
2	Konzeptionelle Grundlagen	8
2.1	TP Forschung – Aktuelle Erkenntnisse aus der Forschung	8
2.1.1	Was kosten Elektrofahrzeuge aktuell wirklich?	9
2.1.2	Vor welchen Herausforderungen steht das bidirektionale Laden heute?	11
2.1.2.1	Rechtliche Perspektiven für bidirektionales Laden	11
2.1.2.2	Kostenersparnisse exemplarischer Use Cases für bidirektionales Laden	12
2.1.3	Wie können Stromtarife für intelligente Elektromobilität aussehen?	14
2.1.3.1	Chancen marktorientierter Tarifaufgestaltung	14
2.1.3.2	Chancen netzdienlicher Tarifaufgestaltung	15
2.2	TP Grid	16
2.2.1	Verursachungsgerechte Netzentgeltssystematik	16
2.2.2	Messen und Steuern über das iMSys	17
2.2.3	Marktbasierte Steuerungsprozesse im Engpassfall	19
2.2.4	KOALA: Engpass im Niederspannungsstrang	20
2.3	AG Systemarchitektur	21
3	Praktische Erprobung: Harmon-E	27
3.1	Überblick	27
3.2	Zielsetzung und Fokus Use Cases	27
3.3	Aufbau des Feldtests	28
3.4	Erste Erkenntnisse aus den Feldtests und Herausforderungen	30
3.5	Nächste Schritte bis Projektende	31
3.6	Weiterer Forschungsbedarf	32
4	Praktische Erprobung: Heav-E	33
4.1	Überblick	33
4.2	Zielsetzung und Fokus Use Cases	34
4.2.1	Ziel des Clusters	34
4.2.2	Use Cases, die im Feldtest umgesetzt werden	34
4.3	Aufbau des Feldtests	35
4.3.1	Konzept	35
4.3.2	Komponenten und Alleinstellungsmerkmale	37
4.4	Erste Erkenntnisse aus den Feldtests und Herausforderungen	37
4.4.1	Erste zentrale Erkenntnisse	37
4.4.2	Welche Probleme gilt es zu lösen?	38
4.5	Nächste Schritte bis Projektende	38
4.5.1	Einordnung des Projektfortschritts im Cluster	38
4.5.2	Weiteres Vorgehen	38
4.6	Weiterer Forschungsbedarf	39

5	Praktische Erprobung: sun-E	40
5.1	Überblick	40
5.2	Zielsetzung und Fokus Use Cases	42
5.3	Aufbau des Feldtests	44
5.4	Erste Erkenntnisse und Herausforderungen	46
5.5	Nächste Schritte bis Projektende	47
5.6	Weiterer Forschungsbedarf	48
6	Praktische Erprobung: Cit-E-life	49
6.1	Überblick	49
6.2	Zielsetzung und Fokus Use Cases	50
6.3	Aufbau des Labortests	51
6.4	Erste Erkenntnisse aus den Labortests und Herausforderungen	54
6.5	Nächste Schritte bis Projektende	55
6.6	Weiterer Forschungsbedarf	55
	6.6.1 Konkurrenz um die Nutzung der Leistung am Netzanschlusspunkt	56
	6.6.2 Die Idee einer DSO (Distributed System Operator)-Cloud	56
7	Ausblick	58
8	Literatur	60
9	Anhang	61



1 Einleitung

Das Projekt unIT-e² versteht sich als Leitprojekt zur Integration von Elektrofahrzeugen in das Energiesystem der Zukunft. Mit einem Konsortium aus mittlerweile 31 Partnern, vier Praxisclustern zur Erprobung in Labor- und Feldtests sowie zwei konzeptionell begleitenden Teilprojekten ist es unser Ziel, die digitale Energiewende zu gestalten und voranzubringen. In diesem Zusammenhang haben wir 2022 unseren Baustellenbericht nach etwas über einem Jahr Projektlaufzeit veröffentlicht. Darin wurde beschrieben, wie im Rahmen von unIT-e² zunächst die Definition sowie die detaillierte Beschreibung von Anwendungsfällen im Projektfokus standen und wie deren Umsetzung erfolgte. Priorisierte Anwendungen entlang der kompletten Wertschöpfungskette von den Fahrzeugen über die Ladeinfrastruktur über Stromnetze und Energiemärkte bis zu den Kundinnen und Kunden wurden hierbei dargestellt.

Nach gut zwei Jahren Projektlaufzeit soll in dem hier vorliegenden Praxisbericht beschrieben werden, wie die Vorbereitungen der Feld- und Labortests in den unterschiedlichen Clustern verlaufen sind, wie deren bisherige Umsetzung vorangeschritten ist und welche Herausforderungen sowie Hürden noch zu überwinden sind. Zunächst wird ein weiterer Einblick in den Arbeitsstand der Teilprojekte Grid und Forschung gegeben, die die Feldtestumsetzung der Cluster sowohl aus einer Netzbetreiberperspektive als auch einer themenübergreifend wissenschaftlichen Perspektive begleiten. Zusätzlich wird ein Blick auf die AG Systemarchitektur geworfen, die sich mit der Entwicklung einer projektübergreifenden Gesamtarchitektur beschäftigt.

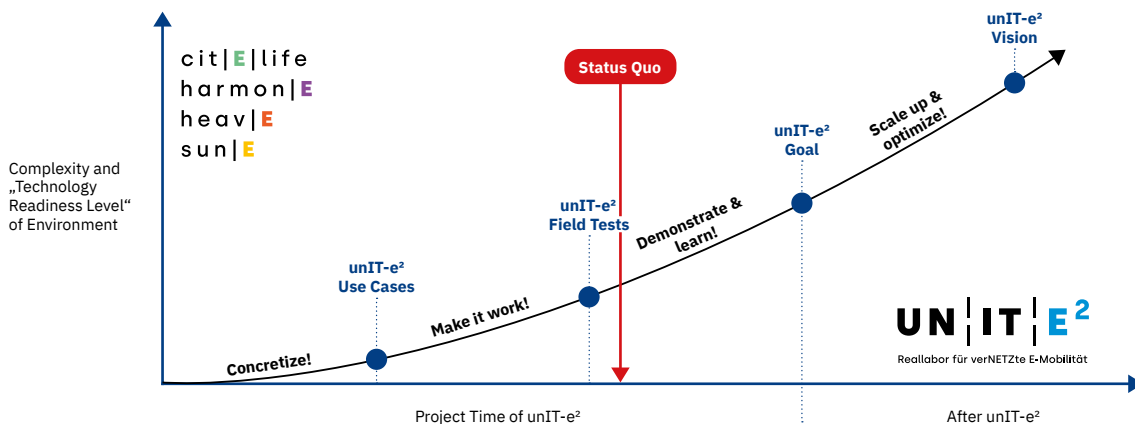


Abbildung 1: Aktueller Projektstand unIT-e²



2 Konzeptionelle Grundlagen

2.1 TP Forschung – Aktuelle Erkenntnisse aus der Forschung

Autorenschaft: Kirstin Ganz, Patrick Vollmuth (FfE), Johannes Bauer, Menna Elsobki, Peter Letmathe, Aaron Praktinjo, Marius Tillmanns, Richard Woeste (RWTH Aachen), Johannes Hilpert, Anna Papke (Stiftung Umweltenergierecht), Florian Boehnke, Marco Sebastian Breder, Arnd Hofmann, Christoph Weber (Universität Duisburg-Essen), Gerrit Gräper, Georg von Wangenheim (Universität Kassel)

In unIT-e² beschäftigt sich ein ganzes Teilprojekt, das TP Forschung, mit wissenschaftlichen Fragestellungen zu unterschiedlichsten Aspekten rund um das Thema Elektromobilität im zukünftigen Energiesystem. Dadurch bekommt das Projekt ein stabiles wissenschaftliches Fundament, das auch die Entwicklungen in den Umsetzungs-Clustern durch fundierte Forschungsarbeit und einheitliche Methoden aktiv unterstützt. Das TP Forschung ist thematisch sehr breit und interdisziplinär aufgestellt und widmet sich Themen der Nutzerforschung, des aktuellen und zukünftigen Rechts, der Wirtschaftlichkeit und Anreizsysteme, der Netz- und Energiesystemsimulation sowie der Umweltwirkungen. Ein Teil der aktuellen Forschungsergebnisse wird hier ausgeführt. Viele Arbeiten befinden sich darüber hinaus noch in der Entwicklung und werden zum Projektende vorgestellt.

Die wissenschaftliche Auseinandersetzung mit der Elektromobilität im Kontext der Energiewende und der zukünftigen Ausgestaltung des Energiesystems ist deshalb so relevant, weil der Markthochlauf der Elektromobilität in den kommenden Jahren rasant an Fahrt aufnehmen wird. Dabei weisen einschlägige wissenschaftliche Studien einen breiten Szenariorahmen von eher verhaltenen, pessimistischen Szenarien bis hin zu sehr dynamischen, optimistischen Markthochlaufszenarien aus. Um diesen Unsicherheitsraum und die Bandbreite möglicher Szenarien in energiesystemischen Untersuchungen in unIT-e² adäquat abzubilden, wird im TP Forschung ein Szenariorahmen für ausgewählte Stützjahre mit unterschiedlichen Diffusionspfaden für elektrisch betriebene Personenkraftwagen (Elektrofahrzeuge) in Deutschland entwickelt (s. Abbildung 2).

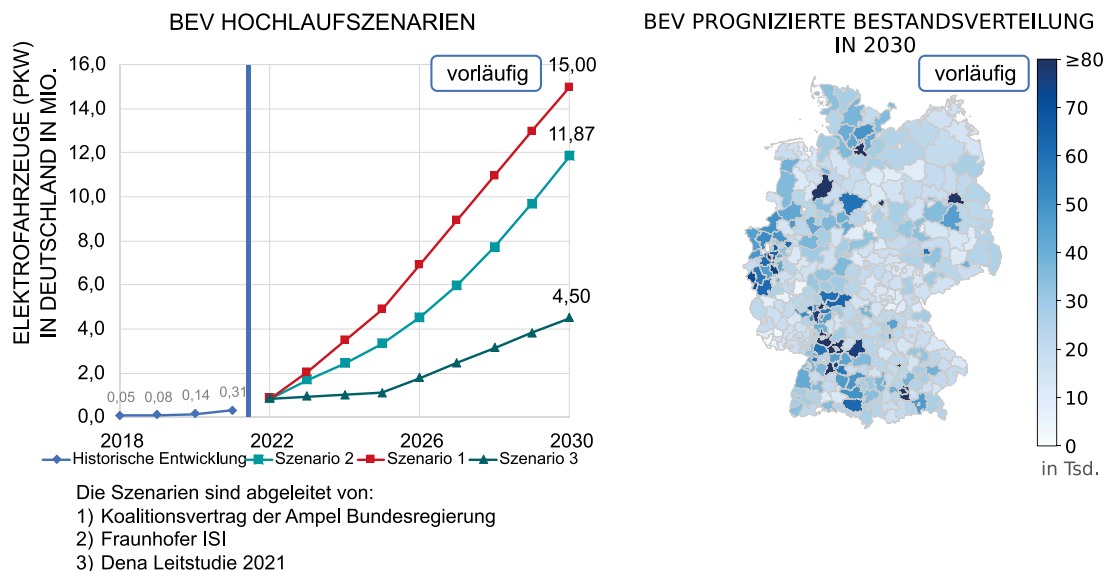


Abbildung 2: Hochlauf der Elektromobilität

Dabei wird das im Koalitionsvertrag formulierte Ziel der deutschen Bundesregierung von 15 Millionen Elektrofahrzeugen im Jahr 2030 als optimistisch eingeschätzt. Neben der Gesamtzahl der Elektrofahrzeuge im Fahrzeugbestand ist für die im TP Forschung betrachteten Fragestellungen im Kontext der Netz- und Energiesystems simulation die künftige räumliche Verteilung der Elektrofahrzeuge entscheidend. Aus diesem Grund wurde im Projekt unIT-e² seitens der RWTH ein multilineares Regressionsmodell für den regionalisierten Markthochlauf von Elektrofahrzeugen entwickelt. Mithilfe des Modells wird die künftige Verteilung von Elektrofahrzeugen in einer hohen räumlichen Auflösung prognostiziert. Dabei wurden u.a. soziökonomische, soziodemographische sowie weitere Einflussfaktoren untersucht, um die signifikanten erklärenden Einflussfaktoren des regionalen Markthochlaufs von Elektrofahrzeugen zu identifizieren.

2.1.1 Was kosten Elektrofahrzeuge aktuell wirklich?

Seit der Markteinführung der ersten Elektrofahrzeuge wird die Wirtschaftlichkeit dieser Antriebstechnologie mit konventionellen Verbrennerfahrzeugen verglichen und diskutiert. Um alle Zahlungsströme, die bei Erwerb, Nutzung und Verkauf eines Fahrzeugs anfallen, adäquat zu erfassen, hat sich der Ansatz der Total-Cost-of-Ownership (TCO), der auf der Kapitalwertmethode beruht, etabliert [1,2]. Die unterschiedlichen Kostenstrukturen von Elektro- und Verbrennerfahrzeugen – in der Regel weisen Elektrofahrzeuge höhere Anschaffungs- und niedrigere Betriebskosten als Verbrenner auf – gepaart mit den von Konsumenten häufig unterschätzten langfristigen Einsparungen bei Elektrofahrzeugen aufgrund geringerer Betriebskosten zeigen den Bedarf und die Bedeutung von ganzheitlichen ökonomischen Analysen unterschiedlicher Antriebs- bzw. Mobilitätskonzepte [3,4].

Im Rahmen des Projektes unIT-e² wurde vom Lehrstuhl für Controlling der RWTH Aachen ein detailliertes TCO-Modell entwickelt und auf das jeweils zulassungstärkste Modell jedes PKW-Segmentes in Deutschland angewendet. Dabei wurden neben spezifischen Kosten für die Antriebsarten, z.B. Kosten für private Ladeinfrastruktur, auch staatliche Subventionen berücksichtigt. Beispielhaft sind in die Ergebnisse für ausgewählte Segmente und jährliche Fahrleistungen in Tabelle 1 dargestellt, wobei das Elektrofahrzeug zuerst genannt wird und das jeweils wirtschaftlichere Modell blau markiert ist.

Tabelle 1: Fahrzeug-TCO pro Jahr nach Segmenten und Laufleistungen.				
Laufleistung in km/a		5.000	15.000	30.000
Segment	Fahrzeug			
Minis	VW e-up!	-311,67 €	-394,52 €	-489,70 €
	VW up1.0	-256,52 €	-350,37 €	-493,33 €
Kompaktklasse	VW ID.3 Pro	-508,36 €	-582,35 €	-690,18 €
	VW Golf 8 1.5 TSI	-443,06 €	-549,85 €	-710,94 €
Mittelklasse	BMW i4 eDrive 40	-733,46 €	-831,21 €	-971,68 €
	BMW 430i	-764,80 €	-909,76 €	-1.129,91 €

Die Ergebnisse zeigen in Bezug auf das jeweils wirtschaftlichste Antriebskonzept ein gemischtes Bild. Generell ist bei hohen Laufleistungen der batterieelektrische Antrieb die ökonomischste Alternative. Dies gilt für alle untersuchten Segmente – mit Ausnahme der Segmente Minis und Kleinwagen – ab einer jährlichen Fahrleistung von 25.000 km. Bei den Minis erreicht das Elektrofahrzeug erst ab einer Fahrleistung von 30.000 km einen Kostenvorteil. Diese Ergebnisse verdeutlichen den ökonomischen Vorteil von Elektrofahrzeugen insbesondere bei den Energiekosten.

Bei Betrachtung der einzelnen Fahrzeugsegmente bei durchschnittlicher Fahrleistung wird deutlich, dass besonders in den mittleren und oberen Fahrzeugsegmenten (Mittelklasse, SUV und Oberklasse) die Elektrofahrzeuge die wirtschaftlichere Alternative darstellen, während in den kleineren Segmenten (Minis, Kleinwagen und Kompaktklasse) für die meisten Fahrleistungen Verbrennerfahrzeuge unter ökonomischen Gesichtspunkten Elektrofahrzeugen vorzuziehen sind. Bei der Analyse der Ergebnisse ist zu beachten, dass insbesondere die kleinen Fahrzeugsegmente mit staatlichen Subventionen gefördert werden, während die mittleren bzw. oberen Segmente nur eine geringe oder gar keine Förderung erhalten. Dementsprechend wird sich die Tendenz, dass Elektrofahrzeuge in kleineren Segmenten im Vergleich eine ungünstigere TCO aufweisen als Verbrennerfahrzeuge, bei absehbaren Kürzungen der Subventionen weiter verstärken.

Eine Analyse der Kostenstrukturen zeigt, dass der Wertverlust als Differenz aus Anschaffungskosten und Wiederverkaufswert ca. 60 – 70 Prozent der Gesamtkosten ausmacht, weshalb die Ergebnisse stark von den vorgegebenen Neuwagenpreisen der Hersteller abhängen. Dabei wird ein identisches Modell zur Berechnung des Wertverlusts von Elektro- und Verbrennerfahrzeugen genutzt. Aufgrund der dynamischen Entwicklungen der Elektromobilität und des relativ kleinen Gebrauchtwagenmarkts für Elektrofahrzeuge unterliegt der Wiederverkaufswert von Elektrofahrzeugen einer höheren Unsicherheit. Eine Stärke der TCO-Modellierung ist jedoch die hohe Flexibilität, sodass Änderungen von exogenen Variablen sehr einfach berücksichtigt werden können. Darüber hinaus sind die Ergebnisse von TCO-Modellierungen aufgrund der transparenten Darstellung der tatsächlichen Kosten hochrelevant für potenzielle Fahrzeugkäufer:innen, da so unvollständige Informationen verringert und die Kostenstrukturen dadurch weniger verzerrt wahrgenommen werden.

Ein weiterer relevanter Faktor ist die Ladestrategie – gesteuertes unidirektionales oder bidirektionales Laden. Insbesondere die Herausforderungen des bidirektionalen Ladens sind Thema in unIT-e² und werden im Folgenden analysiert.



2.1.2 Vor welchen Herausforderungen steht das bidirektionale Laden heute?

Bidirektionales Laden ist die Möglichkeit, ein Elektrofahrzeug nicht nur be- sondern auch entladen zu können. Die Technologie kann viele verschiedene Use Cases ermöglichen, die für Nutzer:innen und/oder für das Energiesystem Vorteile bringen. Beispielsweise kann aus Nutzer:innen-Sicht die Fahrzeugbatterie als Zwischenspeicher – ähnlich einem stationären Speicher – eingesetzt werden, um den eigenen Haushalt verstärkt mit eigenerzeugtem PV Strom zu versorgen (PV-Eigenverbrauchsoptimierung). Oder die Preisdifferenzen an den Strommärkten können genutzt werden, um zusätzliche Erlöse zu generieren (Strommarkt-Handel).

In unIT-e² wird sich dem Thema bidirektionales Laden aus zwei Richtungen genähert: Zum einen werden rechtliche Aspekte des bidirektionalen Ladens analysiert, diese sind derzeit noch nicht final definiert oder bringen generelle Herausforderungen mit sich. Zum anderen werden Kostenersparnisse einzelner Use Cases durch Simulationen abgeschätzt, um einschätzen zu können, welchen finanziellen Mehrwert bidirektionales Laden ermöglichen kann.

2.1.2.1 Rechtliche Perspektiven für bidirektionales Laden

Das bidirektionale Laden wird bislang kaum durch spezifische Vorschriften adressiert. Dies kann für die Verbreitung der Technologie ein Hemmnis darstellen, wenn sich für als Speicher genutzte Elektrofahrzeuge Rechtsunsicherheiten oder systemisch unpassende Rechtsfolgen ergeben. Ein zentraler Faktor ist, dass das Recht der Energiespeicherung in der Regel nicht auf mobile Speicher zugeschnitten ist, was Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des bidirektionalen Ladens haben kann. Die Stiftung Umweltenergierecht befasst sich deshalb im Rahmen von unIT-e² unter anderem mit einer grundlegenden Aufarbeitung des aktuell geltenden Rechtsrahmens für das bidirektionale Laden. Hierbei stehen insbesondere zwei rechtliche Stellschrauben im Fokus: die staatlich induzierten Strompreisbestandteile (kurz: SIP) und die Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Vergütung).

SIP werden dann erhoben, wenn Strom aus dem Netz entnommen wird. Sie setzen sich zusammen aus Umlagen (KWK-, Offshore-, StromNEV-, AbLaV- und Wasserstoff-Umlage), Netzentgelt, Stromsteuer und Konzessionsabgabe; ihre rechtliche Grundlage ist in verschiedenen Gesetzen und Verordnungen normiert. Zwar sind bei den Netzentgelten und der Stromsteuer Ausnahmen für die Zwischenspeicherung von Strom vorgesehen, diese sind jedoch nach Einschätzung der Stiftung auf stationäre Speicher beschränkt. Bei den Umlagen stellt sich die Situation etwas anders dar, hier existiert mit § 21 Abs. 1 und 3 Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) mittlerweile eine Privilegierungsregelung, die eine Umlagebefreiung im Wege der Saldierung von ein- und ausgespeistem Strom vorsieht und diese Privilegierung explizit auch für Ladepunkte vorsieht. Damit entfallen die KWK-, Offshore- und StromNEV-Umlage für lediglich zwischengespeicherten Strom (die AbLaV-Umlage entfällt zum Ende des Jahres); nur die neue Wasserstoff-Umlage ist wohl weiterhin zu entrichten. Auch bleiben Netzentgelte, Stromsteuer und die Konzessionsabgabe als Kostenfaktor erhalten. In einem Papier der Stiftung Umweltenergierecht und der Forschungsstelle für Energiewirtschaft wird auf Basis der rechtlichen Analyse des status quo untersucht, inwieweit eine Ausdehnung des Saldierungsmechanismus im Bereich der Umlagen nach dem EnFG auf die sonstigen SIP zielführend sein könnte („Einfluss der Befreiung von Strompreisbestandteilen auf den Use Case vehicle to grid“, ETG-Kongress 2023).

Fraglich ist, ob die EEG-Vergütung – im Falle einer vorhandenen EE-Erzeugungsanlage – auch in Kombination mit bidirektionalem Laden bezogen werden kann. Hier geht es um Konstellationen, in denen Anlagenbetreiber den förderfähigen EE-Strom vor Einspeisung ins Netz im Elektrofahrzeug zwischenspeichern. Problematisch ist dies, weil das EEG hohe Anforderungen an die Erneuerbaren-Qualität des Stroms stellt. Da ein Elektrofahrzeug aber immer auch – etwa an einer öffentlichen Ladesäule – mit Graustrom beladen werden kann, stellt ein mobiler Speicher keinen reinen Grünstromspeicher im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes dar. Nach teilweise (etwa von der Clearingstelle EEG) vertretener Meinung geht bei

einer solchen „Mischspeicherung“ der Förderanspruch verloren, da nach der gesetzlichen Wertung nur unvermischter Grünstrom förderfähig sein sollte. Selbst wenn man dieser Ansicht nicht folgt, ergibt sich beim bidirektionalen Laden jedenfalls die Herausforderung, dass der im Elektrofahrzeug zwischengespeicherte Strom messtechnisch von andernorts geladenem Strom unterschieden werden muss – denn vergütungsfähig ist nur der Strom aus der eigenen EE-Anlage. Für das bidirektionale Laden dürfte dies bedeuten, dass im Sinne des EEG Stromflüsse aus der Erzeugungsanlage und aus dem Elektrofahrzeug immer messtechnisch abgegrenzt werden müssen.

Die Stiftung Umweltenergierecht arbeitet aktuell an einer Studie, die sich mit den aufgeworfenen Fragestellungen näher befasst. Neben den bereits angesprochenen Themenkreisen werden dort weitere Fragen der Integration von bidirektionalen Elektrofahrzeugen in den Strommarkt untersucht, etwa inwiefern Elektrofahrzeuge bei Einspeisung ins Netz bilanzierungspflichtig sind oder inwieweit bei Weitergabe des Stroms Lieferantenpflichten eingehalten werden müssen.

2.1.2.2 Kostenersparnisse exemplarischer Use Cases für bidirektionales Laden

Die finanziellen Mehrwerte von bidirektionalem Laden sind gegenwärtig noch nicht vollumfänglich absehbar. Ungewissheiten, wie die oben beschriebenen rechtlichen Stellschrauben, ermöglichen keine definitiven Aussagen, sondern lediglich eine Abschätzung der Wirtschaftlichkeit. Um die finanziellen Vorteile der Technologie für verschiedene Use Cases herauszustellen, wird an dieser Stelle die Analyse der Kostenersparnisse zweier exemplarischer Use Cases (PV-Eigenverbrauchsoptimierung und Strommarkt-Handel) durch modellbasierte Simulationsergebnisse vorgestellt. Kostenersparnisse bzw. Erlösmöglichkeiten des bidirektionalen Ladens ergeben sich aus dem Stromeinkauf zur Deckung des Stromverbrauchs (z.B. eigener Haushaltsverbrauch, Laden des Fahrzeugs) und dem Stromverkauf zur Erlösgenerierung (z.B. PV-Überschussstrom und Entladen des Elektrofahrzeugs ins öffentliche Stromnetz). Der Einfachheit halber wird im Folgenden für die Differenz aus Stromeinkauf und -verkauf stets von Netto-Stromkosten gesprochen.

Abbildung 3 zeigt den Durchschnitt der Netto-Stromkosten von 200 einzelnen Simulationen für die Use Cases PV-Eigenverbrauchsoptimierung und Strommarkt-Handel mit Preisen aus dem Jahr 2021. Die Ergebnisse wurden mit dem Modell eFlame der FfE erstellt. Im Modell erfolgt eine mathematische Optimierung unter Einbeziehung unterschiedlichster Input-Daten und Randbedingungen mit dem Ziel, Stromkosten zu minimieren bzw. zusätzliche Erlöse zu maximieren. Eine Besonderheit der Modellierung ist, dass das Laden- und Entladen mit variablen Wirkungsgraden modelliert wurde. Weitere Informationen zum Modell sind in unterschiedlichen Publikationen veröffentlicht [5,6].



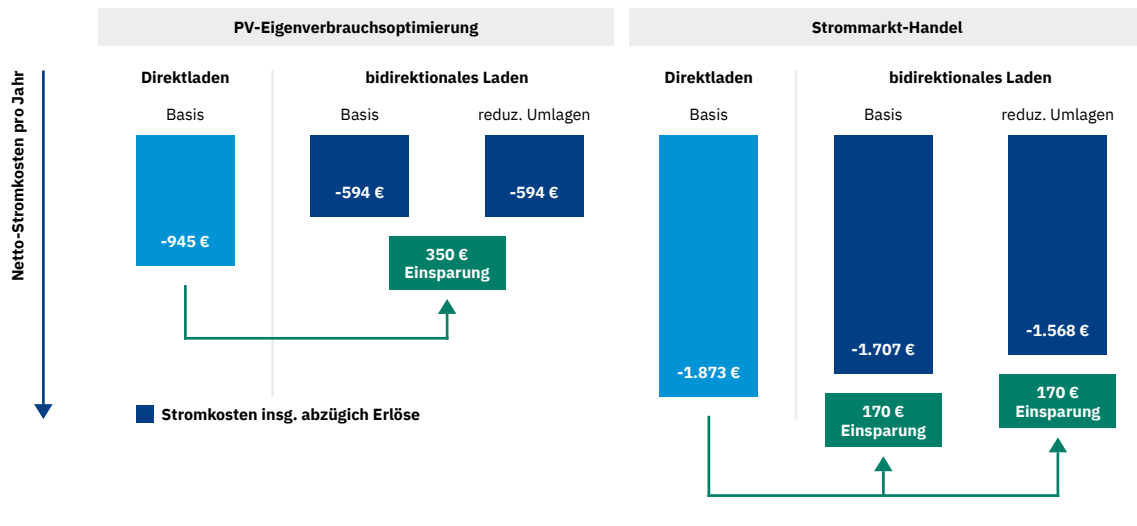


Abbildung 3: Netto-Stromkosten für Direktladen und bidirektionales Laden (Preise von 2021)

Tabelle 2 fasst die wichtigsten verwendeten Input-Parameter zusammen. Um die Auswirkungen einer weitgehenden Befreiung von SIP auf aus dem Fahrzeug in das öffentliche Netz rückgespeisten Strom zu analysieren, werden zwei Fälle unterschieden: Im einen gilt die Befreiung in der Höhe, wie es die gegenwärtigen Gesetze zulassen (Basis), im anderen gilt die Befreiung, wie sie auch für stationäre Speicher gilt (reduz. Umlagen, siehe Abschnitt 2.1.2.1).

Tabelle 2: Verwendete Input-Parameter und -Daten der dargestellten Simulationsergebnisse							
	Nutzerprofile	Fahrzeug & Lade-Leistung	Haushalts-stromverbrauch	PV-Anlage	EEG-Einspeise-vergütung	Strompreise	SIP-Befreiung auf Rückspei-sung
Basis	200 Pendler & Nicht-Pendler	60 kWh, 11 kW	~ 3.100 kWh/a	7 kWp	8,2 ct/kWh	konst. 32,2 ct/kWh oder Intraday-Preise (2021)	1,1 ct/kWh (6 %)
Reduz. Umlagen							17,1 ct/kWh (91 %)

Wie Abbildung 3 zeigt, ermöglichen beide Anwendungsfälle eine erhebliche jährliche Kostenersparnis. Im Fall der PV-Eigenverbrauchsoptimierung ist die Ersparnis vor allem auf einen geringeren Strombezug aus dem Netz zurückzuführen. Es lohnt sich aufgrund der verhältnismäßig geringen EEG-Einspeisevergütung, Strom trotz Wirkungsgradverlusten im Fahrzeug zwischenzuspeichern und damit den Haushalt zusätzlich mit Strom zu versorgen. Durch den Use Case steigt der Eigenverbrauchsanteil um 30 % an. Da kein Strom ins öffentliche Netz rückgespeist wird, ergibt sich auch kein Unterschied zwischen den Fällen Basis und reduz. Umlagen. Für den Use Case Strommarkt-Handel ist die Kosteneinsparung bei erhöhter Umlagen-Befreiung (reduz. Umlagen) beinahe doppelt so hoch wie bei aktuell geltender Befreiung (Basis), da es sich bei geringeren SIP auf rückgespeisten Strom deutlich häufiger lohnt, Stromhandel zu betreiben. Im Fall reduz. Umlagen können somit Kostenersparnisse in etwa derselben Größenordnung wie im Use Case PV-Eigenverbrauchsoptimierung erzielt werden, was vor allem für Nutzer ohne PV-Anlage relevant ist. Zu beachten ist jedoch, dass im Fall reduz. Umlagen über das Jahr hinweg deutlich mehr Strom durch die Fahrzeugbatterie fließt, was die Batteriealterung beschleunigen kann.

Neben den hier dargestellten Ergebnissen werden weitere Fallunterscheidungen und weitere Use Cases sowie die Kombination von Use Cases hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit im Projekt analysiert. Dazu wer-

den neben umfangreichen Simulationsergebnissen auch die durch bidirektionales Laden zusätzlich entstehenden Mehrkosten im Vergleich zum Direktladen erfasst, diskutiert und in eine ganzheitliche Betrachtung mit einbezogen. Zudem werden systemische Vorteile ausgewählter Use Cases analysiert. Entsprechende Veröffentlichungen befinden sich in Arbeit.

2.1.3 Wie können Stromtarife für intelligente Elektromobilität aussehen?

Mit der zunehmenden Verbreitung von Elektrofahrzeugen wird das derzeitige Energiesystem mit einer neuen und potenziell flexiblen Stromnachfrage konfrontiert, die in das System integriert werden muss. Verschiedene Studien aus dem Bereich der Elektromobilität legen nahe, dass Elektrofahrzeuge bei ungesteuertem Laden zu einem erheblichen Teil in den Abendstunden geladen werden. Ihre stark zunehmende Verbreitung sorgt also in absehbarer Zeit für Lastspitzen, welche das Elektrizitätssystem stärker als heutzutage belasten. Um einen Ausbau von steuerbaren Spitzenlastkraftwerken auf Erdgas- und Wasserstoffbasis zu vermeiden (und auch den erforderlichen Ausbau der Verteilnetze zu begrenzen), können verschiedene Formen der Tarifgestaltung für Ladedienste eingesetzt werden.

2.1.3.1 Chancen marktorientierter Tarifausgestaltung

Grundsätzlich gibt es drei Ausprägungen von Ladetarifen. Die derzeit vorherrschende Form ähnelt den klassischen Stromtarifen, bei denen ein fester Arbeits- und Grundpreis vereinbart ist. Dieses Tarifdesign bietet jedoch E-Fahrzeug-Besitzer:innen weder einen finanziellen Anreiz, ihr Ladeverhalten zu ändern, noch werden sie beim technischen Verwalten des Ladeprozesses unterstützt. Zwei weitere Tarifdesigns, die eine Flexibilisierung potenziell zulassen, sind Tarife mit direkter Ladesteuerung über den technischen Zugang für den Vertragsanbieter oder Dritte und Tarife mit zeitvariablen Preisen, die Anreize für ein Laden außerhalb der Spitzenzeiten setzen. Letztere können z. B. als Zwei-Tagessegment-Tarife mit fixen, jedoch zwischen den Tagessegmenten unterschiedlichen Preisen (sog. Time-of-Use-Tarif, kurz ToU-Tarif) ausgestaltet sein. Diese Tarife können aber auch stärker differenziert werden bis hin zu einer flexiblen Bepreisung in Echtzeit. Die Endkundenpreise spiegeln dann die tagesaktuellen Marktpreise der Großhandelsmärkte für Strom wider (unter Berücksichtigung weiterer Umlagen, Abgaben u. Steuern, siehe Abschnitt 2.2.1). Hierdurch entstehen grundsätzlich Anreize für den Endkunden, zu systemdienlichen Zeitpunkten zu laden. Dieser Anreiz kann automatisiert in reales Handeln umgesetzt werden, wenn das Lademanagement über eine (Optimierungs-)Software statt durch die Endverbraucher:innen erfolgt.

Die Vorteile für das Energiesystem liegen darin, dass die Nachfrage der Elektrofahrzeuge marktbasiert gesteuert werden kann. Dies führt auch dazu, dass die Erneuerbaren Energien besser in das Energiesystem integriert werden, da die Fahrzeugbatterien (zeitlich) flexibel insbesondere dann eingesetzt werden, wenn die Erneuerbaren-Einspeisung hoch und die Strompreise entsprechend niedrig sind. Im Projekt wird durch die Universität Duisburg-Essen zum einen die technisch-ökonomische Analyse des Nutzens von zeitvariablen Tarifen vertieft. Ergänzend wird aber auch die Sichtweise der Endverbraucher:innen empirisch untersucht. Insbesondere wird näher betrachtet, ob Verbraucher:innen aus Gründen der leichteren Verständlichkeit oder der Abneigung gegen Risiken einfache Standardtarife bevorzugen und skeptisch sind gegenüber Tarifen mit passiven Anreizen und insbesondere gegenüber Tarifen, bei denen sie die Kontrolle über das Laden an Dritte abgeben.

Die bisherige Literatur weist eben diese Tendenz der Ablehnung komplexerer Tarifstrukturen auf:

- Passive Kontrollmechanismen: Komplexe Tarifstrukturen können für Verbraucher abschreckend wirken, insbesondere für diejenigen, die eine einfachere und vorhersehbarere Abrechnung bevorzugen.
- Direkte Kontrollmechanismen: Der Verlust an Eigentumsrechten und Unsicherheit über die Batterieabnutzung können den eigentlichen Mehrwert durch die Servicebereitstellung und die Kostenersparnis überwiegen und den bei passiver Kontrolle beobachtbaren Effekt noch verstärken.

Die nachfolgende Grafik (Abbildung 4) soll zum einen den Untersuchungsgegenstand zusammenfassend darstellen und zum anderen die zu erwartenden Verhaltensmuster wiedergeben:

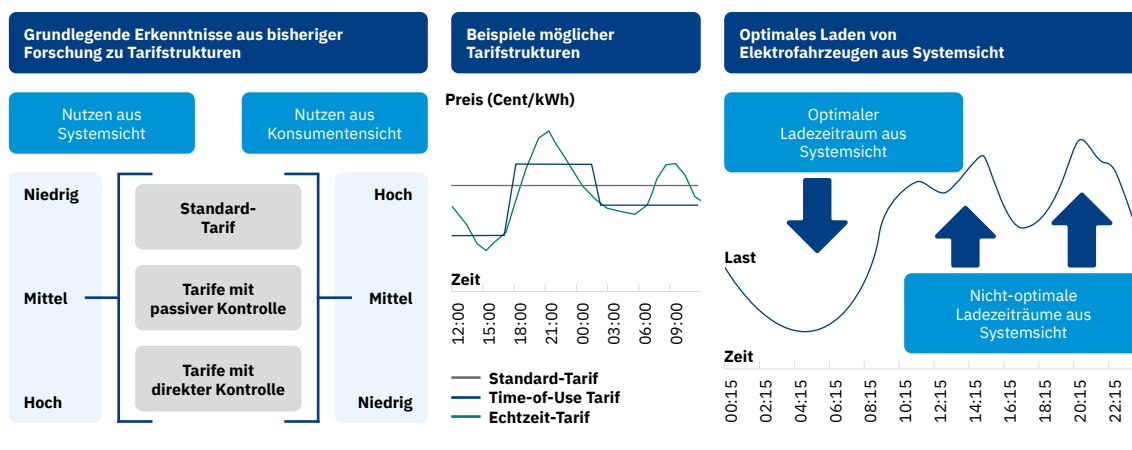


Abbildung 4: Übersicht zu Tarifen

2.1.3.2 Chancen netzdienlicher Tarifausgestaltung

Die zunehmende Integration steuerbarer Verbrauchsanlagen stellt insbesondere das Verteilnetz vor neue Herausforderungen. Um den Netzanschluss dieser neuen Verbraucher dennoch gewährleisten zu können, eröffnet die Bundesnetzagentur im Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des § 14a EnWG Netzbetreibern die Möglichkeit zur Reduktion einzelner steuerbarer Verbrauchsanlagen, sofern eine objektive Notwendigkeit für diese Form der Netzbewirtschaftung vorliegt. Da der Gesetzgeber die Nutzung dieses Instrumentes jedoch an die Verpflichtung zur Anpassung der Netzausbauplanung koppelt, werden Anreize für den Netzbetreiber gesetzt, die Lastreduktion des § 14a EnWG lediglich zur kurativen Netzbewirtschaftung zu nutzen. Diese Form der Netzbewirtschaftung ermöglicht nicht nur die Integration neuer steuerbarer Verbrauchsanlagen, sondern verhindert ebenfalls ineffiziente Netzausbaukosten. Für Besitzer:innen steuerbarer Verbrauchsanlagen ist die Teilnahme an dieser Form der Steuerung verpflichtend. Im Gegenzug für ihre Bereitschaft den netzbetreiberseitigen Steuerungseingriff hinzunehmen, erhalten Konsument:innen eine pauschale Reduktion ihrer Netzentgelte.

Im Rahmen der zweiten Konsultationsrunde zum Festlegungsverfahren bezüglich der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen erweitert die Bundesnetzagentur die pauschale Reduktion der Netzentgelte sogar noch um die Wahlmöglichkeit eines optionalen Anreizmoduls mit zeitlich variablen Netzentgelten. Sofern eine separate Verbrauchsmessung an der steuerbaren Verbrauchseinrichtung möglich ist, kann nun ebenfalls – als Alternative zur pauschalen Netzentgeltreduktion – eine prozentuale Reduzierung des Arbeitspreises gewählt werden. Obwohl durch diesen neuen Anreizmechanismus erste Anreize zur präventiven Netzbewirtschaftung durch variable Netzentgelte gesetzt werden, fehlt dem Netzbetreiber weiterhin die Möglichkeit, durch eine Anpassung von Preissignalen auf drohende Netzengpässe eingehen zu können. Eine solche Möglichkeit bietet der doppelt-optionale dynamische Netzentgelttarif. In Kombination mit einer kurativen Lastreduktionsmöglichkeit ermöglicht diese Tarifgestaltung dem Netzbetreiber eine präventive Netzbewirtschaftung, die seltener, aber dafür unter Umständen schwerwiegender, auf Lastreduktionen einzelner steuerbarer Verbrauchseinrichtungen zurückgreifen muss. Eine solche Tarifgestaltung ermöglicht es jedoch, die Heterogenität der Netznutzer:innen zu berücksichtigen, sodass im Falle einer netzkritischen Situation diese erhöhte Lastreduktion von denjenigen Netznutzer:innen getragen wird, die eine höhere Bereitschaft zur Flexibilitätserbringung an den Tag legen.

Netzentgelttarife sind ein geeignetes Instrument, um die Häufigkeit von Lastreduktionen zu vermindern. Die Anreizwirkung präventiver Netzbewirtschaftung durch dynamische Netzentgelttarife auf Netzbetreiber wird zunehmen, sobald die Regulierungsbehörde die Netzausbaupflichten als Folge der Lastreduktionen nach § 14a EnWG konkretisiert. Das Angebot präventiver Netzsteuerungsinstrumente wird für Netzbetreiber dann eine attraktivere Option der Netzbewirtschaftung, da sie, anders als die Steuerung nach § 14a EnWG, mit keinen Netzausbaukosten verbunden sein wird.

2.2 TP Grid

2.2.1 Verursachungsgerechte Netzentgeltsystematik

Autorenschaft: Jeanette Münderlein (Bayernwerk Netz GmbH), Michael Tomaszuk (EWE Netz GmbH), Benedikt Görig (Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG)

Das aktuelle Netzentgeltsystem setzt sich aus einem Grundpreis und einem Arbeitspreis zusammen. Mittels des Arbeitspreises wird die bezogene Energie abgerechnet. In der Vergangenheit war diese Systematik ein geeignetes Instrument, um die Kosten für den Betrieb und den Ausbau des Verteilnetzes sicherzustellen, da Leistung und Energie in einem gewissen Zusammenhang standen. Dieser Zusammenhang wird aufgrund steigender Diversität beim Bezug und Verbrauch immer stärker verzerrt. So entwickelt sich ein Teil der Netznutzer vom reinen „Consuming“ (100%-iger Strombezug aus dem öffentlichen Netz) hin zu zunehmendem „Prosuming“ (Abdeckung der Eigenerzeugungslücke). Hinzu kommen die „Flexumer“ (Kund:innen, die ihren Bezug und Einspeisung zeitlich dimmen können). Mit dem Fokus und dem Bestreben, möglichst alle Kundengruppen in das Verteilnetz zu integrieren, ergeben sich neue Bedarfe bezüglich Netzplanung und -ausbau. Unter anderem wird deutlich, dass verstärkt die Leistungskomponente und nicht die Bezugsenergie der relevante Kostenfaktor ist und dieser in der derzeitigen Netzentgeltsystematik in der Niederspannung nicht berücksichtigt wird. Am Beispiel des Prosumers besteht das Potenzial einer Diskrepanz, indem durch Eigenverbrauchsoptimierung weniger Energie über das Stromnetz bezogen wird, aber die notwendige maximale Leistung durch PV-Einspeisung am Netzanschlusspunkt steigt. In Summe wird nach dem derzeitigen Abrechnungsverfahren basierend auf reduziertem Energiebezug weniger Netzentgelt berechnet, obwohl im Umkehrschluss das Netz durch einzelne Leistungsspitzen kostenverursachend belastet wird. Die anstehenden Kosten müssen dann nicht verursachungsgerecht auf alle anderen Kund:innen in Form von steigenden Netzentgelten umgelegt werden. Mit Fokus auf die Flexumer erhöht sich durch Anlagen wie Ladeeinrichtungen und/oder Wärmepumpen der maximale Leistungsbezug signifikant. Dieser bedingt Netzausbau bzw. Netzertüchtigungsmaßnahmen. Der zusätzliche Energiebedarf hingegen wird größtenteils durch die eigene PV-Anlage in Kombination mit einem Batteriespeicher gedeckt, d. h. die realen Kosten werden nur zum Teil vom Flexumer über die Netzentgelte entrichtet. Der „Rest“ wird auf alle anderen Netznutzer umverteilt, ohne dass sie dagegen etwas unternehmen können.

Die Privilegierung von einzelnen Kunden oder deren Anlagen führt auf der einen Seite nur zu einer Umverteilung der Investitions- und Netzführungskosten auf alle anderen Netzanschlussnutzer/-nehmer und auf der anderen Seite zu erhöhtem Abrechnungs- und Messaufwand sowohl beim Kunden als auch beim Netzbetreiber. Die entstandenen Kosten müssen in Summe abgedeckt werden.

Kurz – die Hauptverursacher vom Netzausbau werden unterdurchschnittlich an den Kosten beteiligt.

Für eine verursachungsgerechte Netzentgeltsystematik ist die Inanspruchnahme der Leistung (maximaler zeitgleicher Netzbezug) abzubilden. Dies sollte sich auch positiv auf die Effizienz und Kosten der Versorgungsnetze auswirken. Weiterhin ist der Fokus bei einer Neugestaltung auf die Reduktion von Komplexität

zu setzen. Sowohl die Notwendigkeit einer zeitgemäßen Abrechnungssystematik, die zielgerichtet den Anschlussnehmer nach seiner Netzbelastung abrechnet, als auch in Bezug auf die Forderung nach Reduktion von Komplexität lässt sich als Lösungskonzept eine Leistungspauschalensystematik ableiten.

Es ist davon auszugehen, dass Verbraucher, die derzeit nach dem Standardlastprofil-Verfahren abgerechnet werden, das Netz verschieden stark nutzen. Deshalb kann eine Pauschale, basierend auf der tatsächlichen verursachten Belastung des Netzes, ebenfalls verschiedene Leistungsstufen implizieren, wie sie schematisch in Abbildung 5 dargestellt sind. Die Einteilung in Leistungsstufen soll unter den Gesichtspunkten des Nutzerverhaltens zur Erlösobergrenze, der Kundenanzahl sowie zur Verteilnetzstruktur erfolgen.

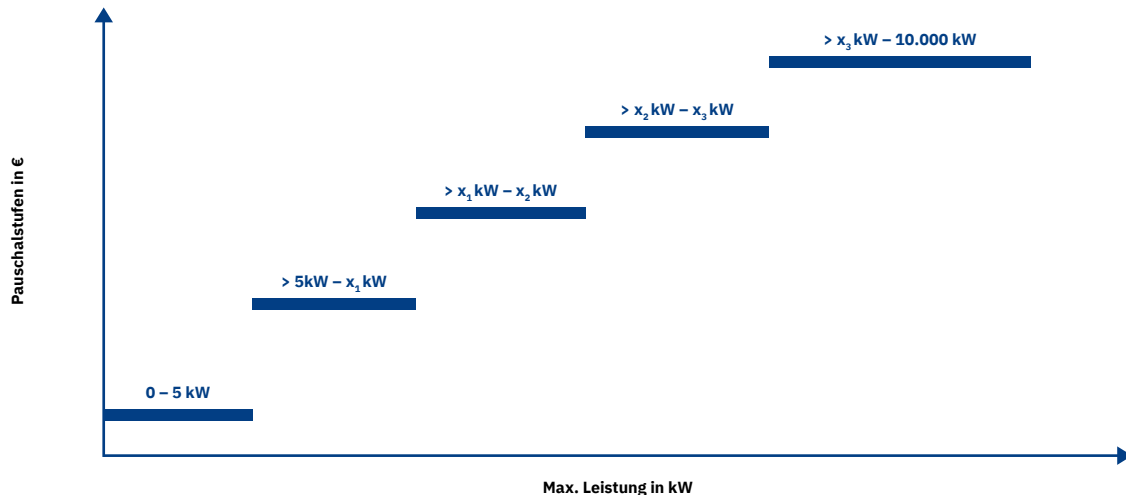


Abbildung 5: Schematische Darstellung des Pauschalkonzepts zur Erhebung der Netzentgelte nach der maximalen Leistung

Eine Umverteilung durch Begünstigungen einzelner Kunden sowie Abrechnen von Kunden nach unterschiedlichen Tarifen wird vermieden. Hierdurch wird mit der erläuterten Netzentgeltsystematik Komplexität deutlich reduziert. Weiterhin erfolgt eine gerechtere Abrechnung durch verursachungsgerechtes Einstufen nach der jährlichen maximalen Netzbelastung.

2.2.2 Messen und Steuern über das iMSys

Autorenschaft: Marilen Schläfer (Power Plus Communications AG)

Als digitale Kommunikationsplattform zur cybersicheren Integration der Elektromobilität in das Energiesystem kommt in unIT-e² das intelligente Messsystem zum Einsatz. Ein wesentliches Ziel des Projekts ist es, diese Infrastruktur für den Einsatz der in den Clustern vorgesehenen innovativen Anwendungsfälle zu nutzen und weitergehend technisch fortzuentwickeln, um diese somit auch für die zukünftigen Herausforderungen rund um die Integration von Elektromobilität in die Stromnetze zu ertüchtigen. Dabei übernimmt das intelligente Messsystem in den Clustern in vielfältigen Use Cases. Es muss für jede Messstelle abrechnungsrelevante, bilanzierungsrelevante Daten (15 Minuten Zählerstandsgang) bereitstellen. Für Netzbetreiber werden aus den eingebauten Zählern zusätzlich technische Betriebswerte (sog. Netzzustandsdaten) hochfrequent erhoben und über den Messtellenbetreiber an den Verteilernetzbetreiber übermittelt. Für das Ausführen der regulatorisch vorgesehenen Steuerung vor Ort wird eine Steuerungskomponente benötigt, die mit dem Smart Meter Gateway interagieren kann. Eine FNN-konforme Steuerbox oder ein

Energiemanagementsystem kann gemäß Anwendungsregel VDE-AR-E2829-6-1 eine vom Netzbetreiber über das SMGW übermittelte Leistungsbegrenzung in der Liegenschaft umsetzen. Konkret werden in unIT-e² die in nachfolgender Abbildung 6 dargestellten Anwendungsfälle unter Nutzung des intelligenten Messsystems ausgearbeitet und sowohl in Labor- als auch in Feldtests umgesetzt:

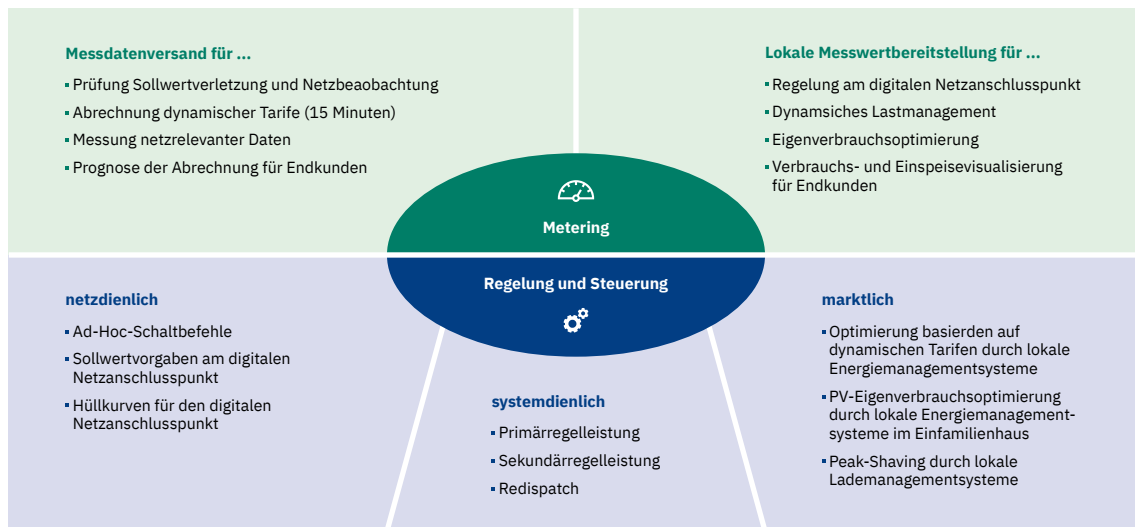


Abbildung 6: Anwendungsfälle unter Nutzung des intelligenten Messsystems

Die sich aus diesen diversen Anwendungsfällen ergebenden Anforderungen an Hard- und Software wurden aggregiert und in Form eines clusterübergreifenden Konzepts zur Weiterentwicklung der iMSys-Infrastruktur zusammengeführt. Zur Veranschaulichung des Zusammenspiels der benötigten Komponenten und beteiligten Akteure und Rollen auf einer projektübergreifenden Ebene, wurde das nachstehende Architekturschaubild/Systemschaubild entwickelt (s. Abbildung 7):

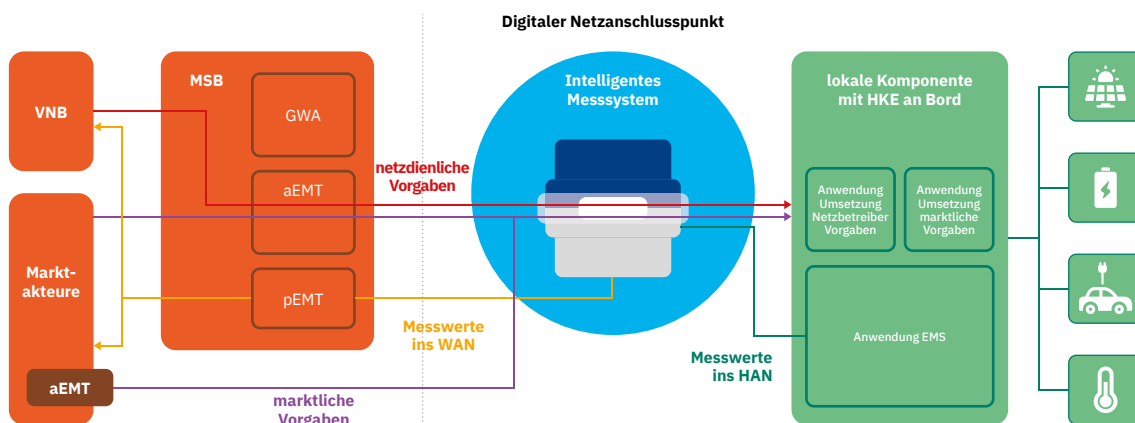


Abbildung 7: Architekturschaubild/Systemschaubild der Komponenten und Akteure hinsichtlich der iMSys-Infrastruktur

Über die projektintern abgeleiteten Anforderungen hinaus, wurden zudem die aktuellen regulatorischen Neuentwicklungen rund um den §14a EnWG in Bezug auf die Steuerung von flexiblen Verbrauchern in der Niederspannung berücksichtigt und hinsichtlich ihrer Relevanz für und Auswirkungen auf die weiteren Projektentwicklungen geprüft, um die Praxistauglichkeit und Verstetigung der Entwicklungen auch über die Projektlaufzeit hinaus zu gewährleisten. Grundsätzlich befördern die im Projekt umgesetzten sowie weiterhin geplanten neuen Funktionalitäten den im neuen Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) vorgesehenen agilen Smart Meter Rollout und unterstreichen die Bedeutung des SMGW als zentralen Sicherheits- und Kommunikationsanker des digitalen Netzanschlusses von Liegenschaften für Steuerungsvorgänge, Tarifierung und Netzüberwachung.

2.2.3 Marktbasierte Steuerungsprozesse im Engpassfall

Autorenschaft: Jeanette Münderlein (Bayernwerk Netz GmbH), Stefan Börries (EWE Netz GmbH), Andreas Schlesier (Stadtwerke München GmbH), Peter Müller, Isa Ryspaeva (TenneT TSO GmbH)

NKK: Nutzung dezentraler Flexibilitäten für Redispatch um Engpässe in höheren Netzebenen wie der NS entgegenzuwirken

Im TP Grid Unterarbeitspaket 1.5.5 „Koordination Flexibilitätseinsatz Netz-Netz & Netz-Markt“ wird ein Vorschlag zur prozessualen Weiterentwicklung des im Zuge des Redispatch 2.0 etablierten Netzbetreiberkoordinations-Konzepts (NKK) ausgearbeitet. Das Ziel des Vorschlags ist, über einen freiwilligen, markt-basierten Ansatz kleinteilige Flexibilitätspotenziale in den Redispatch-Prozess integrieren zu können. Abbildung 8 liefert hierzu eine illustrative Darstellung einer Netzregion, die Netzanschlusspunkte aus der nachgelagerten Netzebene beinhaltet.

Empfehlungen

Die zentralen Empfehlungen sind:

1. Einführung von „Netzregionen“ als von den Netzbetreibern festgelegte örtliche Bereiche, für die Flexibilitätsanbieter (z.B. Aggregatoren) gepoolte Flexibilitätsangebote abgeben können.
2. Die Festlegung der Netzregionen erfolgt durch die Netzbetreiber in einem Top-down-Prozess (vom ÜNB bis zum Anschlussnetzbetreiber) nach dem Prinzip „so groß wie möglich, so klein wie nötig“.
3. Eine Redispatch 3.0-Netzregion wird im Redispatch-Gesamtprozess vereinfacht ausgedrückt als eine „virtuelle Redispatch 2.0 Anlage“ abgebildet und repräsentiert die Aggregation der zugrunde liegenden kleinteiligen Flexibilitätspotenziale. Daher sind die bestehenden Redispatch 2.0 NKK-Prozesse (z.B. Clustering durch VNB) ohne Anpassungen anwendbar.
4. Der Datenaustausch zwischen Netzbetreibern erfolgt aggregiert pro Netzregion über den Data Provider (i.d.R. Connect+), d.h., es ist keine Übertragung der einzelnen Poolangebote der jeweiligen Anbieter oder einzelner kleinteiliger Flexibilitäten erforderlich und die Datenaustauschprozesse des Redispatch 2.0 sind ohne Anpassungen anwendbar.
5. Die Abwicklung der Redispatch-Maßnahmen innerhalb einer Netzregion erfolgt durch eine „organisatorische Instanz“, welche für die Netzregion Aufgaben ähnlich zu einem Einsatzverantwortlichen bzw. einem clusternden Netzbetreiber übernimmt. Die konkrete Ausgestaltung und die Aufgaben dieser organisatorischen Instanzen sind im weiteren Projektverlauf noch festzulegen.
6. Für eine Einführung des vorgeschlagenen Verfahrens sind keine substanziellen Anpassungen oder Erweiterungen der Redispatch 2.0 Prozesse und Formate erforderlich. Die Voraussetzungen zur Integration kleinteiliger Flexibilitätspotenziale in die bestehenden Redispatch 2.0 Prozesse sollten vornehmlich in den zusätzlich erforderlichen, prozessual vorgelagerten Redispatch 3.0 Prozessen geschaffen werden. Etwaige Anpassungen der Redispatch 2.0-Prozesse dienen der Verknüpfung dieser vorgelagerten Prozesse.

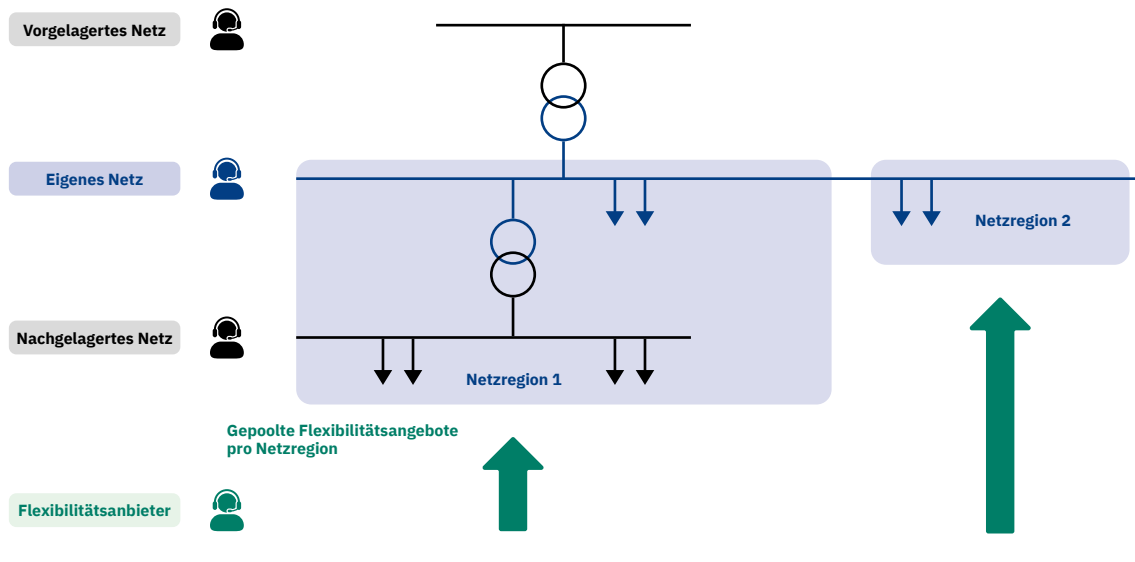


Abbildung 8: Illustrative Darstellung einer Netzregion, die Netzanschlusspunkte aus der nachgelagerten Netzebene beinhaltet

Ausblick und weitere Schritte

Die weitere Ausarbeitung erfolgt in enger Zusammenarbeit mit UAP 1.5.6 mit Fokus auf die folgenden Themen:

- Prozess der Bildung und Änderung von Netzregionen inklusive der Kommunikation mit den Flexibilitätsanbietern,
- Ausprägung der organisatorischen Instanzen für Netzregionen, d.h. Konkretisierung der Verantwortlichkeiten und Aufgaben der Instanzen,
- Berücksichtigung von Langfristangeboten aus Leistungspreisauktionen.

Des Weiteren wird eine Pilotierung des Verfahrens angestrebt, um die Praxistauglichkeit zu verifizieren. Der Vorschlag soll zudem als Diskussionsgrundlage für die Branchenabstimmung in den entsprechenden Verbänden (z.B. BDEW PG Marktdesign oder EG Flex) und die Konsultationsphase des Network-Codes Demand Response genutzt werden.

2.2.4 KOALA: Engpass im Niederspannungsstrang

Autorenschaft: Jeanette Mürderlein (Bayernwerk Netz GmbH), Luka Gildehaus (EWE Netz GmbH), Vincenz Regener (FfE), Konrad Rogg (Stadtwerke München GmbH)

Der Hochlauf neuer elektrischer Verbraucher stellt insbesondere in den Niederspannungsnetzen eine große Herausforderung dar. Notfallmechanismen, die im Rahmen der Ausgestaltung des § 14a EnWG diskutiert werden, sollen die Netze zwar kurzfristig stabilisieren, berücksichtigen jedoch keine Opportunitäten auf Seiten der Anschlussnutzer, bieten keine Koordinierungsfunktion und nehmen damit eine ineffiziente Allokation in Kauf. Im Rahmen des Projekts unIT-e² wird daher ein marktbasierter Koordinationsmechanismus entwickelt, der die bestehenden Konzepte der Bundesnetzagentur in dieser Hinsicht als freiwilliges Add-On ergänzen soll.

Der Kern des Mechanismus beruht darauf, dass begrenzte Netzkapazität im Engpassfall unter allen betroffenen Anlagenbetreibern (z.B. im selben Niederspannungsstrang) über ein Auktionsverfahren bedarfsgerecht verteilt bzw. allokiert wird. So erklärt sich auch das Projekttakronym: „Koordinations- und Allokationsalgorithmus für Flexibilität. Die Auktion führt dazu, dass sich in Engpasssituationen ein Knappheitspreis

bildet, der vergleichbar zu dynamischen Netzentgelten den Netzzustand widerspiegelt. Allerdings wird der Preis nicht durch den Netzbetreiber bestimmt, sondern ergibt sich Bottom-up direkt aus den Geboten und somit den Opportunitäten der Anlagenbetreiber. Ein gewisser Grundbedarf von beispielsweise 4,2 kW je steuerbarer Verbrauchseinrichtung (SteuVE) bleibt allerdings auch im Engpassfall reserviert und ist von der Auktionsmenge ausgenommen.

Ebenfalls baut das Konzept darauf auf, dass die Flexibilitätsbereitstellung durch SteuVE im Rahmen des § 14a EnWG grundsätzlich in Form einer Stabilitätsprämie über reduzierte Netzentgelte entschädigt wird. Darüber hinaus ist denkbar, die gesamten Auktionserlöse unter allen Teilnehmenden am KOALA gleichmäßig auszuschütten, um einen finanziellen Teilnahmeanreiz für das Konzept zu schaffen. Dadurch werden besonders flexible Anlagenbetreiber, die ihren Leistungsbezug in engpassfreie Zeiten verschieben, zusätzlich vergütet. Weniger flexible Anschlussnutzer erhalten über die Auktionen ein Werkzeug, um im Bedarfsfall Steuereingriffe durch den Netzbetreiber zu reduzieren, bezahlen dafür jedoch gegebenenfalls einen erhöhten Knappheitspreis.

Gegenüber dem § 14a EnWG, der aktuell als reine Notfallmaßnahme vorgesehen ist und es ermöglichen soll, die tatsächliche Bezugsleistung reaktiv um einen gewissen Prozentsatz zu reduzieren, eröffnet der KOALA über den Auktionsmechanismus Möglichkeiten für präventives Engpassmanagement. Dabei ist zunächst vorgesehen, dass der Netzbetreiber aufgrund seiner Day-Ahead-Prognosen eine Engpasswarnung aussprechen kann, um Anlagenbetreibern die Möglichkeit zu geben, frühzeitig umzuplanen. Während des angekündigten Engpasszeitraums werden dann sequenziell Kapazitätsauktionen für die kommende 15 min-Zeitscheibe initialisiert. Dies soll Prognoseunsicherheiten minimieren und erlaubt Teilnehmenden gleichzeitig akute Leistungsbedarfe geltend zu machen. Dadurch, dass jedes Gebot an eine Zahlungsbereitschaft gekoppelt ist, erhält die Meldung gegenüber einer reinen Lastprognose zusätzliche Verbindlichkeit.

2.3 AG Systemarchitektur

Autorenschaft: Annike Abromeit (EEBUS Initiative e.V.), Daniel Battersby, Jeremias Hawran, Adrian Ostermann, Philipp Stedem, Patrick Vollmuth (FfE)

Im Projekt unIT-e² werden interoperable Lösungen entlang der gesamten Wirkkette erarbeitet, weshalb Partner aus allen Branchen mit Schnittstellen zur Elektromobilität beteiligt sind: Automobilindustrie, Smart-Meter-Gateways (SMGW) Hersteller, Netzbetreiber, Energieversorger, Ladeinfrastrukturhersteller, Aggregatoren, Softwareentwickler, Betreiber von Ladeeinrichtungen und Forschung. Die Schaffung interoperabler Lösungen ohne „Lock-Ins“ oder „Walled Gardens“ fungiert als Türöffner für einen Wettbewerb der Ideen und Dienstleistungen, was eine Grundbedingung für einen erfolgreichen Markthochlauf der Elektromobilität darstellt. Im internationalen Kontext haben die Interoperabilität und eine zielorientierte Standardisierung eine große Bedeutung für den Automobilstandort Deutschland und damit hohe industriepolitische Bedeutung. Ziel der AG Systemarchitektur ist es, hierzu einen Beitrag aus dem unIT-e² Konsortium zu erarbeiten, indem die Verbindung der unterschiedlichen Akteure und Systeme untersucht und eine clusterübergreifende Gesamtarchitektur erarbeitet wird. In diesem Kapitel des Clusterberichts werden die Vorgehensweise der AG Systemarchitektur, der aktuelle Arbeitsstand sowie ein Ausblick auf die zukünftigen Arbeitsschritte dargelegt.

Im Rahmen der AG Systemarchitektur wird clusterübergreifend an einer Darstellung der gesamten projektspezifischen Systemlandschaft gearbeitet. Hierzu wird auf die zuvor erarbeiteten Systemarchitekturen der vier Cluster zurückgegriffen und in einem dreistufigen Verfahren eine projektübergreifende Architektur entwickelt. Im Fokus sollen hierbei die im Projekt tatsächlich in den Feldtests erprobten Use Cases stehen.

Ausgegebenes Ziel ist hierbei die Entwicklung folgender drei Layer:

- Layer 1: Akteure – Wer ist beteiligt?
- Layer 2: Systemebene – Welche Systeme sind beteiligt?
- Layer 3: Schnittstellen – Wie interagieren die Systeme?

Im ersten Schritt werden zunächst die relevanten beteiligten Akteure definiert und deren Beziehungen untereinander vorgestellt (s. Abbildung 9). Daran anschließend werden in der zweiten Ebene die technischen Komponenten und Systeme ergänzt (s. Abbildung 10). Perspektivisch wird die dritte Ebene die erprobten Use Cases und Schnittstellen beinhalten, wobei diese sich an dem Aufbau der bereits vorhandenen Systemarchitektur des Clusters Harmon-E orientieren wird (vgl. <https://sysarc.ffe.de/>). Folgend werden die für die unIT-e² Use Cases essentiellen Akteure sowie deren Definition aufgeführt:

(Technischer) Aggregator: Ein Aggregator bündelt flexible Verbraucher (z. B. Haushaltskunden oder Industriekunden), sowie Erzeuger und vermarktet diese als sogenannten Pool auf unterschiedlichen Elektrizitätsmärkten.

Anschlussnehmer/-nutzer: Der Anschlussnehmer ist der Eigentümer des Grundstücks oder des Gebäudes, das an das Netz angeschlossen ist. Der Anschlussnutzer ist die Person, die den Hausanschluss (Stromanschluss) nutzt. Dies kann der Anschlussnehmer sein oder z. B. auch ein Mieter.

Energilieferant: Ein Energilieferant stellt einem Verbraucher, sonstigen Endkunden oder einem Zwischenhändler Energie gegen Entgelt zur Verfügung.

Fahrzeughersteller (OEM/Original Equipment Manufacturer): In der Automobilindustrie wird der Hersteller eines Produkts, das aus vielen einzelnen Bestandteilen zusammengebaut und dann unter eigenem Namen auf den Markt gebracht wird, als OEM bezeichnet. In diesem Fall ist also der Automobilhersteller selbst der OEM.

Fahrzeugnutzer: Der Fahrzeugnutzer ist die Person, die das Elektrofahrzeug nutzt. Es muss sich hierbei weder um den Eigentümer des Fahrzeugs noch um den Anschlussnehmer handeln.

(H)EMS Hersteller: Hersteller eines Energiemanagementsystems (EMS), das in erster Linie zur Erhöhung der Energieeffizienz dient.

Messstellenbetreiber (MSB): Der Messstellenbetreiber ist verantwortlich für die Installation, die Wartung und den Betrieb von Messstellen/Zählern. Des Weiteren ist dieser für die Erfassung, Aufarbeitung und die Verteilung von Messwerten verantwortlich.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): ÜNB sind Dienstleistungsunternehmen, die für die Infrastruktur und die überregionale Versorgung und Übertragung elektrischer Energie im Höchstspannungsbereich verantwortlich sind.

Verteilnetzbetreiber (VNB): VNB sind wie die ÜNB Dienstleistungsunternehmen und sind für die regionale Versorgung über Niederspannungs-, Mittelspannungs- und regionale Hochspannungsnetze zuständig.

Nach dem Identifizieren und Beschreiben aller wesentlichen Akteure wird im darauffolgenden Schritt der erste Layer – die Akteursebene – generiert. Die Interaktionen der Akteure untereinander werden im Folgenden erläutert und sind in Abbildung 9 visualisiert:

1. **Aggregator – VNB:** Der Aggregator und der Verteilnetzbetreiber (VNB) tauschen gegenseitig Informationen bezüglich Verfügbarkeit von Flexibilitäten und Informationen für die Erbringung von Systemdienstleistungen aus.
2. **Aggregator – ÜNB:** Der Aggregator und der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) tauschen gegenseitig Informationen bezüglich Verfügbarkeit von Flexibilitäten und Informationen für die Erbringung von Systemdienstleistungen aus.
3. **Aggregator – Energielieferant:** Der Aggregator und der Energielieferant tauschen Informationen bezüglich Verfügbarkeit und Einsatz der Flexibilitäten sowie bezüglich Abrechnung und Bilanzierung aus.
4. **Aggregator – Fahrzeughersteller:** Der Aggregator und der Fahrzeughersteller vereinbaren den gegenseitigen Austausch von relevanten Daten bezüglich Fahrzeugzustand und Flexibilitätsbedarfen.
5. **Aggregator – Anschlussnehmer/-nutzer:** Der Aggregator und Anschlussnehmer/-nutzer vereinbaren den gegenseitigen Austausch relevanter Informationen.

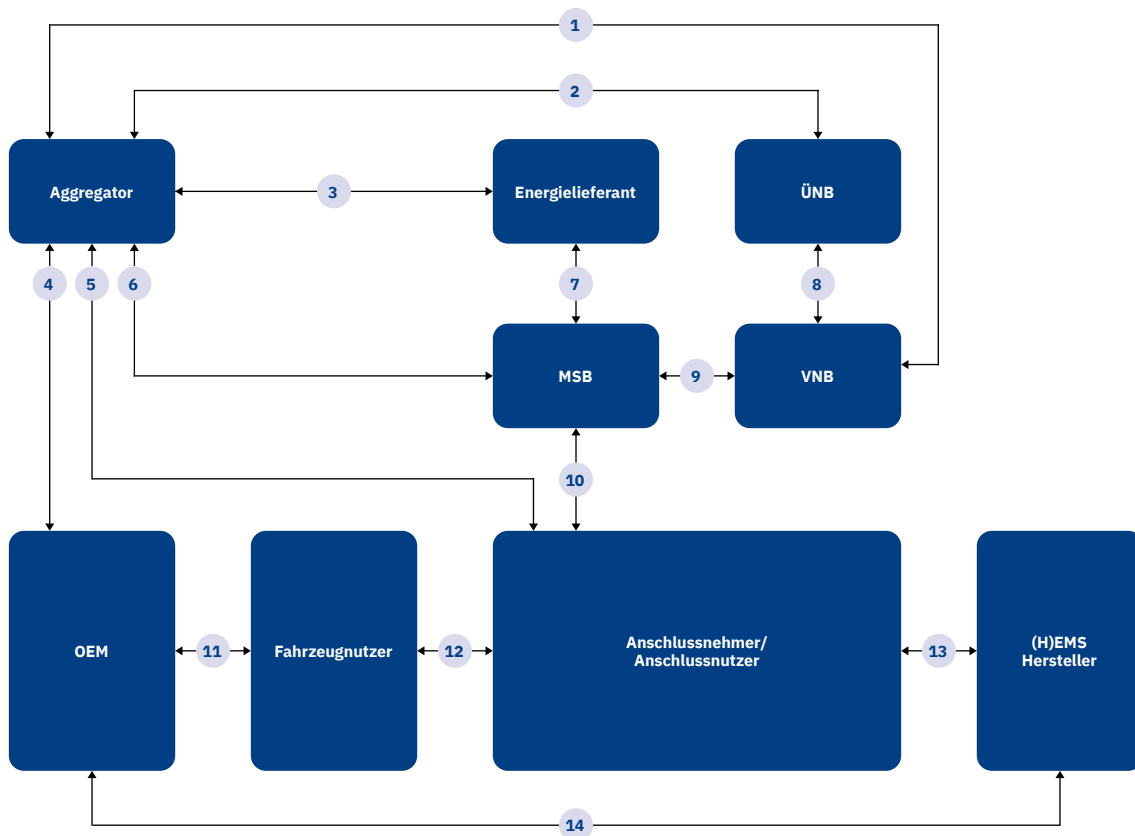


Abbildung 9: unIT-e² Systemarchitektur Layer 1 (Akteursebene)

6. **Aggregator – MSB:** Der Aggregator und der Messstellenbetreiber (kurz: MSB) sind im Austausch bzgl. Steuersignalen (z .B: Redispatch) und relevanter Messdaten.
7. **Energielieferant – MSB:** Der Energielieferant und der Messstellenbetreiber tauschen gegenseitig relevante (Mess-)Daten aus.
8. **ÜNB – VNB:** Der Übertragungsnetzbetreiber und der Verteilnetzbetreiber teilen untereinander Informationen über die Notwendigkeit und Durchführung von Systemdienstleistungsmaßnahmen.
9. **MSB – VNB:** Der Messstellenbetreiber und der Verteilnetzbetreiber tauschen vertraglich festgelegt Messdaten und gegebenenfalls Netzanforderungen untereinander aus.
10. **MSB – Anschlussnehmer/-nutzer:** Der Anschlussnehmer/-nutzer übermittelt Messdaten an den Messstellenbetreiber. Der Messstellenbetreiber übermittelt gegebenenfalls Netzvorgaben oder Marktsignale des VNBs an den Anschlussnehmer/-nutzer.
11. **OEM – Fahrzeugnutzer:** Daten bezüglich Fahrzeugzustand und Ladeanforderungen werden vom Fahrzeugnutzer an den OEM (Fahrzeughersteller) weitergeleitet. Nutzer:innen erhalten im Gegenzug Visualisierungen der übermittelten Daten.
12. **Fahrzeugnutzer – Anschlussnehmer/-nutzer:** Das Elektrofahrzeug wird vom Fahrzeugnutzer mit der Ladeinfrastruktur beim Anschlussnehmer verbunden, woraufhin ein Austausch von Fahrzeugdaten und Fahrplänen stattfindet. Beim Fahrzeugnutzer und dem Anschlussnehmer/-nutzer kann es sich um dieselbe Person handeln.
13. **Anschlussnehmer/-nutzer – (H)EMS-Hersteller:** Die durch den Nutzer eingestellten Bedarfsanforderungen am Eigenheim werden mit dem (H)EMS-Hersteller (Home Energy Management System) ausgetauscht.
14. **OEM - (H)EMS-Hersteller:** Fahrzeugdaten des Fahrzeugnutzer werden mit dem (H)EMS-Hersteller ausgetauscht.

Nachdem diese Beschreibung der Akteure und deren Interaktion auf hoher Ebene abgeschlossen ist, stehen im nächsten Arbeitsschritt die verwendeten Systeme und deren Schnittstellen und Interaktionen im Fokus. Vor der detaillierten Schnittstellenbeschreibung wurde im Rahmen der AG Systemarchitektur ein zweiter Layer erstellt, der die Akteursebene um die verwendeten technischen Komponenten und Systeme erweitert. Dieser zweite Layer ist in Abbildung 10 dargestellt und die jeweiligen Systeme werden folgend beschrieben:

Aggregator-Backend: Das Aggregator Backend aggregiert Kleinstflexibilitäten zu handelbaren Mengen, handelt diese auf dem Markt und verteilt die entstehenden Gewinne an alle Teilnehmer.

Anschlussnehmer/-nutzer App: Die App (Frontend) ermöglicht den Nutzern das Strommanagement übersichtlich zu überwachen und gegebenenfalls zu steuern.

EMT-System: Ein externer Marktteilnehmer kann passiv oder aktiv sein. Im aktiven Fall kommuniziert er über ein SMGW und darf aktiv auf Daten zugreifen und Schaltungen durchführen. Im passiven Fall kommuniziert der EMT über ein SMGW, benötigt für aktive Handlungen aber eine Erlaubnis.

Energielieferanten-Backend: Im Backend des Energielieferanten werden relevante Daten zur Angebots- und Verbrauchsoptimierung, Abrechnung, usw. gesammelt und verarbeitet.

EV: Elektrofahrzeug (engl.: Electric Vehicle)

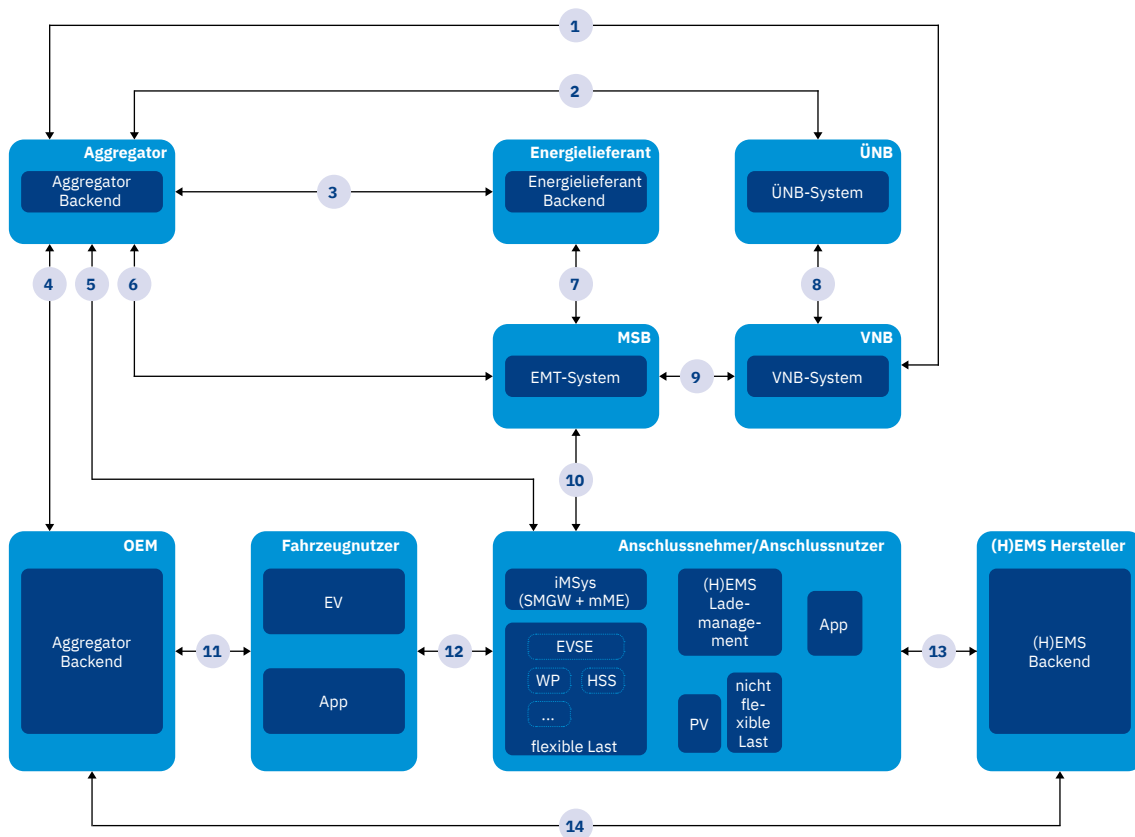


Abbildung 10: unIT-e² Systemarchitektur Layer 2 (Systeme und Komponenten)

Fahrzeugnutzer-App: Die Fahrzeugnutzer App ermöglicht dem Verbraucher eine Übersicht über relevante Informationen und Steuerungsmöglichkeiten.

Flexible Last EV/EVSE: Ein Ladepunkt (engl.: Electric Vehicle Supply Equipment/EVSE) ist die Vorrichtung um ein einzelnes Elektrofahrzeug (engl. Electric Vehicle/EV) zu laden und lässt sich häufig flexibel steuern.

Flexible Last HSS: Ein Home Storage System (HSS) dient als lokaler Energiespeicher, meist in Form einer Batterie, und ist flexibel be- und entladbar.

Flexible Erzeugung PV: Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) erzeugen Strom aus Sonnenlicht.

Flexible Last WP: Eine Wärmepumpe erzeugt effizient Wärme aus Strom und lässt sich als flexible Last steuern.

(H)EMS-Backend: Beinhaltet die Regelungen, Algorithmen und Daten zur optimalen Steuerung über das (H)EMS.

(H)EMS/Lademanagement: Ein (Home) Energy Management System steuert und optimiert steuerbare Komponenten wie EV/EVSE, Wärmepumpen, Batteriespeicher und PV.

Intelligentes Messsystem (iMSys): Das intelligente Messsystem besteht im Wesentlichen aus zwei Komponenten: einer modernen Messeinrichtung (mME) und einem Smart-Meter-Gateway (SMGW). Neben der Erhebung und Versendung von Messdaten bietet die iMSys-Architektur die Möglichkeit, über einen (transparenten) Kanal Schaltbefehle zu übermitteln und sogenannte „Controllable Local Systems“, kurz CLS (etwa Photovoltaikanlagen) bedarfsgerecht zu steuern.

Moderne Messeinrichtung (mME): Die mME ist eine Messeinrichtung, die den tatsächlichen Elektrizitätsverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit erfasst und über ein SMGW sicher in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden kann.

Nicht flexible Last: Unter nicht flexibler Last werden Komponenten verstanden, deren Stromproduktion/-verbrauch nicht steuerbar ist.

OEM-Backend: Im OEM Backend werden fahrzeugrelevante Daten vom Fahrzeughersteller gesammelt und verarbeitet.

Smart-Meter-Gateway (SMGW): Das SMGW erhebt, verarbeitet und übermittelt die Messwerte der modernen Messeinrichtungen.

ÜNB-System: Durch das ÜNB-System wird die überregionale Stromübertragung im Hochspannungsbereich geregelt.

VNB-System: Durch das VNB-System wird die regionale Stromversorgung geregelt.

Die ersten beiden Layer der clusterübergreifenden Systemarchitektur sind somit zum aktuellen Projektstand erarbeitet und aufbereitet. In der restlichen Projektlaufzeit wird daran anschließend der dritte Layer mit den Schnittstellen der Systeme und Komponenten finalisiert. Auch hierbei sollen alle Cluster inklusive durchgeführter Feldtests im Zentrum der Beschreibung stehen, wobei die Schnittstellenbeschreibung einer stärkeren Konkretisierung sowie eines höheren Detailgrades im Vergleich zu den bisherig beschriebenen Ebenen bedarf. Perspektivisch wäre eine Erweiterung der unIT-e² Systemarchitektur wünschenswert, bei der sowohl internationale Pfade als auch in unserem Projekt tendenziell vernachlässigte Themenbereiche wie z.B. Abrechnungsformen betrachtet werden. Hierzu wird eine Synthese mit Systemarchitekturen anderer Forschungsprojekte angestrebt.



3 Praktische Erprobung: Harmon-E

3.1 Überblick

Autorenschaft: Annike Abromeit, Ulrich Bartsch (EEBUS Initiative e.V.), Jakob Jäger, Wiegand Lütjen (EWE Netz GmbH), Adrian Ostermann, Patrick Vollmuth (FfE), Frank Burghart, Guido Werduen (Kostal Industrie Elektrik GmbH), Philipp Hofmann, Cayan Karatas, (Mercedes-Benz Group AG), Hans Wilhelm (Power Plus Communications AG), Jürgen Neubarth (TenneT TSO GmbH), Lukas Veit (The Mobility House), Fabian Krug (Viessmann Climate Solution SE)

Im Cluster Harmon-E wird die Prozesskette von den Strom- bzw. Systemdienstleistungs-Märkten bis zur flexiblen Be- und Entladung von Elektroautos entwickelt und demonstriert. Das Ziel ist ein für die Nutzer:innen harmonisches Zusammenspiel innerhalb des energie- und netzwirtschaftlichen Gesamtsystems. Die Feldversuche bei den 19 Privatkund:innen sowie der am Arbeitsplatz laufen bereits seit ein paar Monaten, sodass ein erstes Zwischenfazit gezogen werden kann.

3.2 Zielsetzung und Fokus Use Cases

Im Cluster Harmon-E liegt der Fokus auf dem marktoptimierten und zugleich netz- sowie systemdienlichen Laden von Elektrofahrzeugen. Insgesamt werden in drei Feldversuchen sechs verschiedene Use Cases entwickelt, getestet und demonstriert. Die drei Feldversuche unterscheiden sich durch den Standort, die Einbeziehung verschiedener Flexibilitäten sowie die unterschiedliche Umsetzungspriorisierung der Use Cases.

1. Feldversuch bei 19 Privatkund:innen
2. Feldversuch bei Neubau mit Wärmepumpe
3. Feldversuch am Arbeitsplatz/ Industriebetrieb

Darüber hinaus werden in einer Laborumgebung die Use Cases nicht nur unidirektional sondern auch bidirektional erprobt. Abbildung 11 zeigt die Versuche.

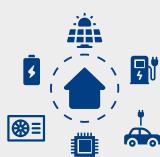
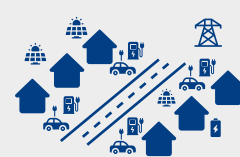

Eigenheim	Gewerbe/ Arbeitsplatz	Bidi-Labors
 <ul style="list-style-type: none"> ▪ „Viessmann Haus“ ▪ Nutzung aller Flexibilitäten 	 <ul style="list-style-type: none"> ▪ 2 Ortsnetze im EWE Netzgebiet ▪ 19 Pilotkund:innen 	 <ul style="list-style-type: none"> ▪ 2 bidirektionale Labors (Kostal, Mercedes, TMH, Viessmann)

Abbildung 11: Übersicht Harmon-E Feldversuche

Die sechs Anwendungsfälle sind in Tabelle 3 gelistet. Eine genauere Beschreibung der Anwendungsfälle findet sich unter: <https://unit-e2.de/teilprojekte/harmon-e>.

Tabelle 3 : Use Cases im Cluster Harmon-E	
Use Case	Beschreibung
PV Eigenverbrauchsoptimierung	Optimiertes Laden des Elektrofahrzeugs zur Erhöhung des Verbrauchs der selbsterzeugten Photovoltaik-Energie
Peak-Shaving	Lastverschiebung in Spitzenlastzeiten (Peak) mit einem Stromtarif inklusive Leistungspreis
Netzdienliches Laden	Leistungsanpassung der Ladevorgänge durch den Netzbetreiber bei auftretenden Netzengpässen (§ 14a)
Markt- (und netz-) dienliches Laden	Optimiertes Laden basierend auf Preissignalen bei gleichzeitiger Berücksichtigung von Netzrestriktionen
Systemdienstleistung (Redispatch)	Anpassung des Ladevorgangs zum Schutz vor Netzüberlastungen in höheren Spannungsebenen.
Notstromversorgung	Nutzung des bidirektionalen Elektrofahrzeugs im Bedarfsfall als Energiequelle für die (Not-) Stromversorgung eines Inselnetzes

3.3 Aufbau des Feldtests

Feldversuch bei 19 Privatpersonen

Der Feldversuch findet im Nordwesten Deutschlands im Netzgebiet der EWE NETZ, konkret im Raum Oldenburg/Rastede, statt. Für den Feldversuch wurden typische Ortsnetzbereiche identifiziert, in denen der markt- und netzseitige Durchgriff bis zum Elektrofahrzeug erprobt werden soll. Bei der Auswahl der Ortsnetzgebiete haben Kriterien wie die „Durchdringung von Elektrofahrzeugen“ oder „Qualität Mobilfunkempfang“ eine wichtige Rolle gespielt. In den ausgewählten Ortsnetzgebieten konnten insgesamt 19 Feldtestproband:innen akquiriert werden, bei denen verschiedene unIT-e² Use Cases konkret erprobt werden. Die Feldtestproband:innen wurden im ersten Quartal 2023 angeschlossen, seit April 2023 laufen die ersten Use Cases.

Die jeweilige Ausstattung der Feldtestproband:innen beinhaltet eine Wallbox des Unternehmens KEBA, zur Verfügung gestellt durch EWE GO, das Elektrofahrzeug EQB von Mercedes Benz, ein intelligentes Messsystem von PPC und ein Heim-Energiemanagementsystem von be.storaged. Ein Teil der Feldtestproband:innen besitzt eine Photovoltaikanlage, die im Rahmen der Erprobung der Steuerung mitberücksichtigt wird. Im Rahmen des 9-monatigen Feldversuchs werden verschiedene Use Cases erprobt. So stehen beispielsweise das markt- und netzdienliche Laden ebenso wie die PV-Eigenbedarfsoptimierung im Fokus. Die Use Cases stehen nicht im Konflikt zueinander und werden zum Teil zeitgleich erprobt.

Das übergeordnete Ziel besteht in Aufbau und Erprobung der kompletten Wirkkette bis zur Niederspannungsflexibilität, in diesem Fall bis zum Elektrofahrzeug. Aus Sicht des Verteilnetzbetreibers wird ein Steuerungssignal aus einem Netzführungssystem für die Niederspannung initiiert und über MQTT (offenes Netzwerkprotokoll zur Übertragung von Nachrichten) an das CLS-Management-System (CLS = Controllable Local System) des Messstellenbetreibers übergeben. Im Feldtest basiert die Initiierung eines Sollwerts von fiktiven Engpasssituationen. Über einen CLS-Kanal (CLS-EEDI) werden Steuersignale an die Liegenschaften der Feldtestproband:innen, konkret an die jeweiligen intelligenten Messsysteme, weitergegeben. Die Kommunikation innerhalb der Liegenschaft – zwischen intelligentes Messsystem, HEMS und den einzelnen Kundenaktoren – erfolgt über die Kommunikationsschnittstelle EEBUS.

Feldversuch bei Neubau mit Wärmepumpe

An einem neu gebauten Einfamilienhaus in der Nähe von Bremen werden die Use Cases des Clusters in Verbindung mit Komponenten der Firma Viessmann getestet. Das Einfamilienhaus ist mit einer Viessmann-Wärmepumpe ausgestattet, auf der das Viessmann-Energiemanagementsystem läuft, einem Viessmann-Stromspeicher inklusive Photovoltaikanlage, einer 11 kW Kostal AC-Wallbox, einem Mercedes-Elektroauto sowie einem intelligenten Messsystem von PPC. Die Kommunikation zwischen Energiemanagementsystem und Wallbox erfolgt über EEBUS, die Kommunikation zwischen Wallbox und Elektroauto über ISO 15118-2. Energiemanagementsystem und intelligentes Messsystem kommunizieren ebenfalls über EEBUS. Zudem wird zwischen dem intelligenten Messsystem und EWE als aktivem externen Marktteilnehmer ein CLS-Kanal mit CLS-EEDI (EEBUS über CLS-Kanal) aufgebaut.

Am Einfamilienhaus soll zunächst Eigenverbrauchsoptimierung und Peak-Shaving unter Einbeziehung eines unidirektionalen Elektroautos getestet werden. Zusätzlich dazu sollen die Wechselwirkungen zwischen Eigenverbrauchsoptimierung und lokalem Engpassmanagement sowie Kostenoptimierung mit dynamischen Tarifen untersucht werden. Zuletzt sollen die Flexibilitäten des Einfamilienhauses gemeinsam mit anderen aggregiert werden und Leistung für den Use Case Redispatch bereitstellen.

Feldversuch bei Industriebetrieb Wernsing Feinkost

Mit der Firma Wernsing Feinkost konnte zudem ein Partner für die Umsetzung eines Feldversuchs am Arbeitsplatz gewonnen werden. Am Wernsing Hauptstandort bei Essen (Oldenburg) werden im laufenden Betrieb die Vorteile von Peak Shaving, netzdienlichem Laden, sowie markt- (und netz)dienlichem Laden untersucht und auch die Kombination der Use Cases erprobt. Für den Feldversuch wurden von Mercedes Benz zehn vollelektrische Fahrzeuge zur Verfügung gestellt, die von Wernsing Mitarbeiter:innen als Dienstwagen genutzt und vornehmlich am Standort geladen werden. The Mobility House stellte die entsprechende Ladeinfrastruktur für den Standort sowie das intelligente Lade- und Energiemanagement ChargePilot, mithilfe dessen die Use Cases umgesetzt werden, zur Verfügung. Beim Feldversuchsaufbau kommt darüber hinaus ein intelligentes Messsystem von PPC zum Einsatz.

Beim Use Case Peak Shaving werden weitere Lasten am Standort beim Laden berücksichtigt und die Ladeleistung der Fahrzeuge durch das Lade- und Energiemanagement ChargePilot dynamisch angepasst, um Lastspitzen zu vermeiden. Beim netzdienlichen Laden schickt EWE Netz im Falle einer drohenden Netzüberlastung netzdienliche Steuersignale über das Smart Meter Gateway in die Liegenschaft, die dort vom Lademanagementsystem entgegengenommen und entsprechend umgesetzt werden. Für den Use Case markt- (und netz)dienliches Laden vermarktet The Mobility House die Flexibilität der Fahrzeuge an den Kurzfristenergiemärkten. Zu diesem Zweck erhalten die Feldtestproband:innen eine Smart Charging App, über die Ladeanforderungen und Abfahrtszeiten berücksichtigt werden können. Daten aus dem Fahrzeug, wie beispielsweise den SoC, erhält The Mobility House über die Fahrzeug-Schnittstelle von Mercedes Benz. So kann die Flexibilität beim Laden der Fahrzeuge optimal genutzt werden und die Fahrzeuge werden dann geladen, wenn der Strom günstig ist. Dies ist üblicherweise dann der Fall, wenn viel erneuerbare Energie verfügbar ist. So wird nicht nur günstig, sondern auch grün geladen.

Bidirektionales Laden in Laborumgebung

Die Tests zum bidirektionalen Laden im Cluster Harmon-E finden bei Mercedes Benz an den Standorten in Untertürkheim und Sindelfingen statt und sind von Mitte Q4/2023 bis voraussichtlich Ende Q2/2024 geplant. In der Laborumgebung in Sindelfingen werden bereits erste Kommunikationstests durchgeführt, wobei sich die Laborumgebung in Untertürkheim momentan noch in der Planungs- und Installationsphase befindet. Beide Labore wurden speziell nach den Bedürfnissen und Erforderlichkeiten des Forschungsprojektes konzipiert.

Im Folgenden werden die wesentlichen Unterschiede der beiden Labore beschrieben:

- Labor in Sindelfingen (Schritt 1): Der Fokus liegt in der Absicherung und der Interoperabilität auf Basis ISO15118-20 und soll anhand einer Musterimplementierung demonstriert werden. Die Kommunikation findet ausschließlich zwischen Fahrzeug und Wallbox (Kostal) statt.
- Labor in Untertürkheim (Schritt 2): Der Fokus liegt auf dem Ladegesamtsystem im Gewerbe- und Heimbereich. Es gilt die Absicherung und Funktionsweise der einzelnen Komponenten in deren Zusammenspiel zu testen, um ein kundenzentriertes Erlebnis der einzelnen Use Cases im Bereich von Vehicle-to-Home/Grid zu gewährleisten. Die Kommunikationskette erstreckt sich vom Fahrzeug über die Wallbox bis hin zum Lade- und (Heim-)Energiemanagementsystem sowie einzelnen (Heim-)Energiemanagementsystem-Komponenten (u.a. Viessmann-Energiespeicher, Energiezähler, PV-Strom-Emulator).

3.4 Erste Erkenntnisse aus den Feldtests und Herausforderungen

Feldversuch bei 19 Privatpersonen

Die Herausforderungen bestehen im stabilen Aufbau einer Wirkkette von Netzführungssystem bis zum Elektrofahrzeug der Feldtestproband:innen. Die MQTT-Schnittstelle für die Weitergabe von Steuereingriffen zwischen Netzregler und CLS-Managementsystem existiert aktuell noch nicht, befindet sich aber in den letzten Schritten der Entwicklung. Ohne die Umsetzung dieser Schnittsteller kann lediglich eine manuelle, aber keine automatisierte Steuerung umgesetzt werden.

In den ersten Feldtestwochen ist trotz einer guten Mobilfunkverbindung die Verbindung einzelner Smart Meter Gateways abgebrochen, sodass Messwerte von Feldtestproband:innen teilweise nicht verfügbar waren. Das Problem konnte zwischenzeitlich behoben werden, sodass die Transparenz wieder hergestellt ist. An der Stabilisierung der Verbindung zur Umsetzung von Steuermaßnahmen zwischen CLS-Management-System und intelligentes Messsystem wird aktuell noch gearbeitet.

Für den Verteilnetzbetreiber ist die Erreichung einer ausreichenden Netztransparenz zur Umsetzung von technisch sinnvollen Steuermaßnahmen essenziell. Diese Transparenz wird im Rahmen des Feldtests durch den Rollout von Messtechnik in Ortsnetzstationen und Kabelverteilerschränken realisiert. Teilweise musste in diesem Zusammenhang eine erneute Umrüstung der Kabelverteilerschränke auf LTE erfolgen, um gesichert Messwerte zu übertragen. Zwischenzeitlich sind sämtliche Messwerte in der Verteilnetzbetreiber-Simulationsumgebung vorhanden, wodurch ein effizienter Netzbetrieb ermöglicht wird.

Feldversuch bei Neubau mit Wärmepumpe

Positiv hervorzuheben ist, dass die Kommunikation der einzelnen Komponenten über EEBUS problemlos funktioniert. Während des Systementwurfs ist jedoch aufgefallen, dass die an das intelligente Messsystem angeschlossene Messeinrichtung aufgrund fehlender Echtzeitfähigkeit der Kommunikationsprotokolle z. B. nicht für die Regelung eines Batteriespeichers genutzt werden kann. Hierzu ist eine weitere Messeinrichtung mit separater Kommunikationsschnittstelle notwendig, die zusätzliche Kosten verursacht. Soll die Flexibilität der Verbrauchseinrichtungen vermarktet werden (z. B. für Redispatch), können für die anschließende Nachweiserbringung zusätzliche geeichte Messeinrichtungen erforderlich werden. Die zusätzlichen Kosten dieser Messeinrichtungen verringern die Gewinne aus der Flexibilitätsvermarktung. Somit würden auch die Anreize für Nutzer sinken, sich an Flexibilitätsmärkten zu beteiligen.

In Bezug auf die noch immer nicht finalisierte Gesetzesregelung zum EnWG §14a treten weiterhin Unklarheiten und Änderungen bei der Konzeption der Leistungsreduktion auf. Hier besteht gegebenenfalls Anpassungsbedarf. Beispielsweise besteht bei den zu untersuchenden Use Cases Unklarheit darüber, ob die

jeweilige Flexibilität am Netzanschlusspunkt erbracht und somit die stochastischen Haushaltsverbraucher mit eingeschlossen sind oder ob die Flexibilität nur von den flexiblen Verbrauchseinrichtungen (z. B. Elektroauto, Wärmepumpe) erbracht wird. Zudem ist zu klären, ob über das intelligente Messsystem nur Signale zur Reduktion des Leistungsbezugs oder auch Signale zur Reduktion der Leistungseinspeisung (z. B. über EEBUS Limitation of Power Production) gesendet werden sollen.

Feldversuch bei Industriebetrieb Wernsing Feinkost

Der Start der Feldversuche im laufenden Betrieb bei Wernsing Feinkost im April 2023 konnte sehr erfolgreich und ohne Probleme erfolgen. Seitdem ist ein reibungsloser Betrieb der Ladeinfrastruktur und des Lademanagementsystems ChargePilot gewährleistet und der Use Case Peak Shaving läuft kontinuierlich. Auch erste netzdienliche Steuersignale konnten bereits gesendet und umgesetzt werden.

Herausforderungen traten bisher vor allem im Entwicklungsprozess der Kommunikationsschnittstelle der Mercedes-Fahrzeuge auf. Dadurch verzögert sich die Anbindung an The Mobility House, was zu einem Verzug des Use Cases markt- (und netz)dienliches Laden um etwa 2 Monate führen wird. Die Entwicklung konnte inzwischen abgeschlossen und die Schnittstellenanbindung aufgenommen werden, so dass der angepasste Zeitplan nach aktuellem Stand eingehalten werden kann.

Weitere Herausforderungen bzw. Erkenntnisse aus den Feldtests am Arbeitsplatz beziehen sich vor allem auf regulatorische Rahmenbedingungen und die Interoperabilität. Entlang der gesamten Prozess- und Wirkkette müssen Standards geschaffen werden, um die Flexibilität von Elektrofahrzeugen nutzbar zu machen. Es müssen einheitliche Schnittstellen für das Smart Meter Gateway definiert werden, um lokal Messwerte auslesen zu können und netzdienliche Steuermaßnahmen zu ermöglichen.

Bidirektionales Laden in Laborumgebung

Die Herausforderungen der Labore zum bidirektionalen Laden umfassen insbesondere die iterative Vorgehensweise in der Planung, Installation und Testdurchführung aufgrund weniger Erfahrungswerte, auf die zurückgegriffen werden kann. Zudem bedarf es eines hohen Abstimmungs- und Koordinationsaufwands zwischen den Partnern, welche die erforderlichen Komponenten des Laboraufbaus in Untertürkheim (u.a. AC und DC Bidi-Wallboxen von Kostal, Energiespeicher von Viessmann, moderne Messeinrichtung von EWE, Smart Meter Gateway und CLS Gateway von PPC) bereitstellen, dem ansässigen Messstellenbetreiber und diversen Experten, um die geplanten Bidi-Tests (u.a. auch marktdienliches Laden) zu realisieren.

Erste Komponenten sind bereits angeliefert, teilweise in den Laboraufbau integriert und erste Hardware- und Software-Tests wurden bereits in Sindelfingen durchgeführt. Durch bereits erfolgte Inbetriebnahme- und Kommunikationstests in Zusammenarbeit mit Kostal konnten darüber hinaus vorhandene „Bugs“ identifiziert und nächste Handlungsschritte abgeleitet werden. Erkenntnisse aus den V1G-Feldversuchen, die bis Ende 2023 gesammelt werden, fließen bei Bedarf in die in Untertürkheim durchgeführten V2G-Tests ein und leisten somit eine wichtige Vorarbeit für die Beschreibung des Testdrehbuchs in den Bidi-Laboren.

3.5 Nächste Schritte bis Projektende

Feldversuch bei 19 Privatpersonen

Im nächsten Schritt werden weitere Use Cases umgesetzt bzw. die Use Case Umsetzung weiterentwickelt und erprobt. Im Rahmen des netzdienlichen Use Case werden verschiedenste Engpassarten simuliert und Steuerungsbefehle im nächsten Schritt automatisiert in Richtung der flexiblen Verbrauchseinrichtungen übermittelt. Engpassarten, die in diesem Zusammenhang eine Rolle spielen, sind z.B. „Ortsnetztransformator ist überlastet“ oder „Spannungsgrenzen im Netz nicht eingehalten“. Zeitgleich wird in enger Abstimmung mit den Feldtestproband:innen im Rahmen verschiedener Veranstaltungen über die Erfahrungen im Feldtest diskutiert.

Feldversuch bei Neubau mit Wärmepumpe

Die Kommunikation zwischen den Komponenten sowie die Optimierungsalgorithmen wurden bereits im Labor getestet. Der Start des Feldtests im Einfamilienhaus erfolgt voraussichtlich in Q1 2024 (verspätet im Hinblick auf die ursprüngliche Planung, aufgrund von Bauverzögerungen). Über die Dauer des Feldtests sollen alle oben genannten Use Cases getestet werden. Parallel zum Feldtest werden eine Auswertung der Daten und die iterative Weiterentwicklung der Algorithmen erfolgen. Am Ende des Forschungsprojekts sollen die Ergebnisse aufbereitet und zusammengefasst werden.

Feldversuch bei Industriebetrieb Wernsing Feinkost

Ab August 2023 werden am Wernsing-Standort verstärkt Tests von netzdienlichen Steuersignalen durch den Netzbetreiber umgesetzt und die entsprechende Ladesteuerung erprobt. Im September werden die Nutzer:innen Zugang zur Smart Charging App von The Mobility House erhalten. Ab Oktober wird dann der Betrieb des Use Cases marktoptimiertes Laden starten. Die Optimierung im virtuellen Kraftwerk wird anhand von Preissignalen an den Kurzfristenergiemärkten sowie der Ladebedürfnisse und Einstellungen in der App automatisiert erfolgen. Im Laufe des Q4 2023 ist zudem die Kombination der Use Cases geplant, das heißt marktoptimiertes Laden unter Netzrestriktionen.

Bidirektionales Laden in Laborumgebung

Bis Ende Oktober sollen der Aufbau der Laborumgebung in Untertürkheim und weitere Inbetriebnahme-Tests in Sindelfingen abgeschlossen sein. Erste Use Cases (u.a. Notstromversorgung, Eigenverbrauchsoptimierung) sollen bereits bis Ende 2023 getestet werden. 2024 sind weitere Tests mit dem Fokus auf netzdienlichem und marktoptimiertem Laden geplant. Bei letzterem soll dabei eine tatsächliche Marktintegration erfolgen, d. h. die Flexibilität bzw. Energiemengen werden real an den Kurzfristenergiemengen gehandelt und bilanziert. Bis Projektende sollen die Erkenntnisse kontinuierlich in die Standardisierung und Normierung der Ladekommunikation und Heim-Energiemanagementsystem-Gesamtarchitektur einfließen.

3.6 Weiterer Forschungsbedarf

Durch die bereits laufenden Feldtests sowie die gesammelten Erfahrungen in der Feldtest- und Laborvorbereitung und -inbetriebnahme haben sich im Cluster Harmon-E weitere Forschungsbedarfe aufgetan, die in Zukunft adressiert werden sollten. Die wichtigsten Punkte in diesem Zusammenhang sind:

- Aufbau von stabilen, interoperablen Kommunikationswegen, insbesondere auch bei mangelhafter Mobilfunkverbindung,
- Zusammenspiel verschiedener Apps für die Endkund:innen (z. B. Fahrzeughersteller-App kombiniert mit Heim-Energiemanagementsystem-App)
- Gewinnpotenziale, mögliche Marktmodelle und Nutzer:innen-Akzeptanz bei der Vermarktung von Kleinst-Anlagen (z.B. Elektrofahrzeugen) an Energiemärkten
- Untersuchung der Wechselwirkung zwischen verschiedenen Flexibilitätsmechanismen, z. B. Leistungsbeschränkung nach EnWG §14a, dynamische Tarife und Vermarktung von Flexibilität am Energiemarkt.

4 Praktische Erprobung: Heav-E

4.1 Überblick

Autorenschaft: Marcel Schenk (Regionalmanagement Nordhessen GmbH)
Larissa Fait (Universität Kassel)

Das Cluster Heav-E ist in Nordhessen verankert und erforscht im Rahmen des Feldtests unter der Beteiligung vieler regionaler Partner das Ladeverhalten von E-Auto-Nutzer:innen (s. Abbildung 12). Neben der Erfassung des Status-Quo der Netzbelastung durch Elektromobilität, d.h. wie E-Autos heute geladen werden, liegt der Schwerpunkt insbesondere auf der Untersuchung, wie sich auftretende Lastspitzen durch Ladevorgänge auf Basis gezielter Anreize für die Nutzer:innen verschieben lassen. Der Feldtest im Cluster Heav-E startete im Juli 2023 mit einer Testgruppe von 68 Personen, die über eine Lademöglichkeit am Wohnort verfügen. Die Akquise der Teilnehmenden sowie die Koordination erfolgt durch die Regionalmanagement Nordhessen GmbH. Die Durchführung des Feldtests erfolgt unter Beteiligung der EAM Netz GmbH, Flavia IT-Management GmbH, der Universität Kassel und der Volkswagen AG statt.

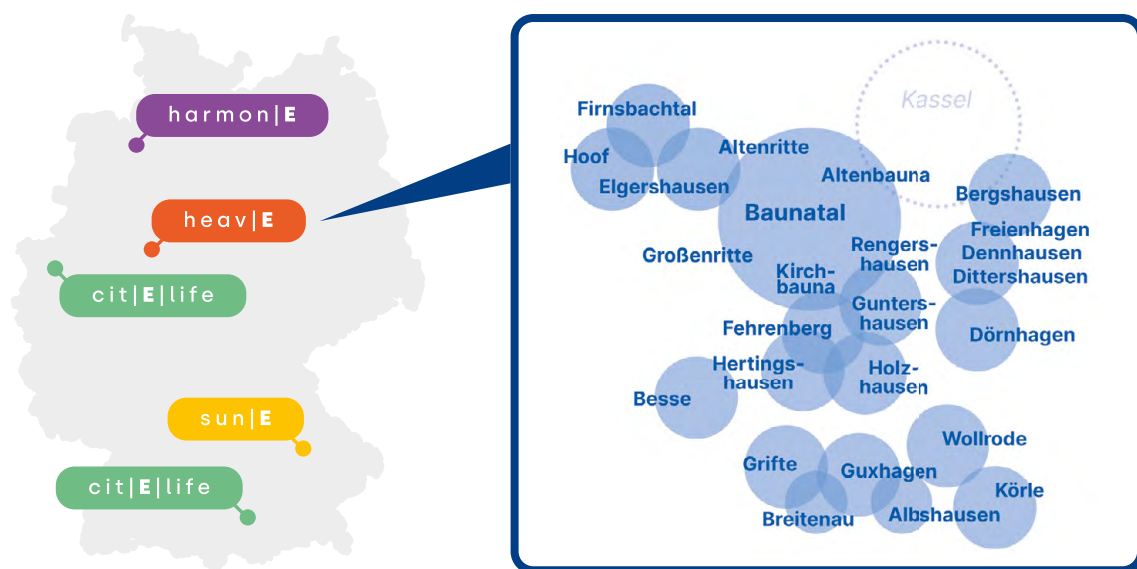


Abbildung 12: Feldtest Cluster Heav-E Lageplan



Mit dem Cluster Heav-E führen wir einen großflächigen Feldtest in Nordhessen durch, um Erkenntnisse über das Nutzerverhalten unter verschiedenen Anreizkonzepten zur Implementierung von netzdienlichem Verhalten zu gewinnen.

Kai Georg Bachmann,
Geschäftsführer Regionalmanagement Nordhessen GmbH

Ansprechpartner

Christian Dobler-Eggers
Teilprojektleitung Heav-E
Regionalmanagement Nordhessen GmbH
Tel. +49 151 61500988
Christian.Dobler-Eggers@regionnordhessen.de



4.2 Zielsetzung und Fokus Use Cases

Autorenschaft: Marcel Schenk (Regionalmanagement Nordhessen GmbH),
Larissa Fait (Universität Kassel)

4.2.1 Ziel des Clusters


Im Fokus des Clusters Heav-E steht die Integration der Elektromobilität in die Energieversorgung. Als wesentliches Teilvorhaben beschäftigt sich das Projektteam im Feldtest mit der Erforschung des Ladeverhaltens von E-Auto-Nutzer:innen. Insbesondere wird untersucht, in welchem Maße diese ihr Ladeverhalten auf Basis verschiedener Netz- und Preisanreize anpassen. Zu diesem Zweck findet eine intensive wissenschaftliche Begleitung des Feldtests durch die Universität Kassel statt. Neben der konzeptionellen Gestaltung der zu erprobenden Anreize finden regelmäßige Befragungen statt, um möglichst genaue Erkenntnisse zu Ladeanpassungen und möglichen Einflussfaktoren zu gewinnen. Ein weiteres Ziel ist die Entwicklung von netzdienlichen Ladekonzepten, die für die Durchführung der Untersuchungen erforderlich sind. Umgesetzt wird dies mithilfe einer webbasierten Anwendung, die als Kommunikationsmedium zwischen dem Projektteam und der Testgruppe dient. Hier werden den Proband:innen Informationen zu ihren Ladevorgängen vermittelt sowie Möglichkeiten für ein netzdienliches Ladeverhalten aufgezeigt. Grundsätzliches Ziel ist die erfolgreiche Integration der Elektromobilität in das Energiesystem, welchem mit der Ermittlung der Spielräume zur Verschiebung von Lastspitzen Rechnung getragen wird. Im Feldtest des Clusters Heav-E werden zwei Use Cases im Detail untersucht.

4.2.2 Use Cases, die im Feldtest umgesetzt werden

Use Case 1: Anpassung des Ladeverhaltens durch direkte Steuerung

Im Rahmen des Use Cases wird untersucht, inwieweit ein steuernder Eingriff, z. B. eine vorübergehende Leistungsbegrenzung oder eine Unterbrechung des Ladevorgangs aufgrund von Netzrestriktionen, von E-Auto-Nutzer:innen akzeptiert wird.

Die Ziele der Erprobung des Use Cases sind, neben der Untersuchung der allgemeineren Akzeptanz von steuernden Eingriffen durch z.B. den Netzbetreiber, Empfehlungen für mögliche Tarifgestaltungen und Vergütungsmechanismen liefern zu können.

Verwendete Komponenten	Optimierung	Beteiligte Akteure
		Koordination (RMNH) Verteilnetzbetreiber (EAM), IT-Dienstleister (Flavia, PPC), (Nutzer-)Forschung (Uni KS, RWTH Aachen), OEM (VW)

Use Case 1: Anpassung des Ladeverhaltens durch direkte Steuerung

Use Case 2: Anpassung des Ladeverhaltens durch Preissignale

Im Rahmen des Use Cases wird untersucht, inwieweit E-Auto-Nutzer:innen bereit sind, ihr Ladeverhalten auf Basis von Preissignalen eigenständig anzupassen.

Die Ziele der Erprobung des Use Cases sind zum einen die Untersuchung, ob Preissignale denselben entlastenden Effekt auf Netze haben können, wie etwa ein steuernder Eingriff, und zum anderen, wie stark Preise gegebenenfalls variieren müssen, um eine Anpassung des Ladeverhaltens zu bewirken.

Umsetzungsort	Optimierungsziel	Beteiligte Akteure	Verwendete Komponenten
Fokus EFH (später ggf. Arbeitsplatz und öffentlicher Bereich)		Koordination (RMNH) Verteilnetzbetreiber (EAM), IT-Dienstleister (Flavia, PPC), (Nutzer-)Forschung (Uni KS, RWTH Aachen), OEM (VW)	

Use Case 2: Anpassung des Ladeverhaltens durch Preissignale

4.3 Aufbau des Feldtests

Autorenschaft: Corinna Grebe (EAM NETz GmbH), Georg Schmitt (Flavia IT Management GmbH), Marcel Schenk (Regionalmanagement Nordhessen GmbH), Larissa Fait (Universität Kassel), Christian Linke (Volkswagen AG)

4.3.1 Konzept

Im Rahmen des Feldtests werden Auswirkung und Wahrnehmung von Maßnahmen, die das Ladeverhalten beeinflussen, untersucht. Dazu wurden 125 Personen gesucht, die sowohl ein Elektroauto als auch eine eigene Wallbox besitzen und am vergüteten Feldtest teilnehmen möchten. Die Steuerung und Messung der Ladevorgänge ist über deren Wallboxen umzusetzen. Dazu wurde festgelegt, dass die im Feldtest genutzten Wallboxen zur Kommunikation über das Open Charge Point Protocol (OCPP) 1.6 fähig sind und ein Long Term Evolution (LTE)-Modul besitzen müssen. Die Nutzerakquise hat gezeigt, dass die Ausstattung der Wallbox mit einem LTE-Modul kein gängiger Standard ist. Von über 300 Interessent:innen erfüllten nur sechs alle Voraussetzungen. Um die Testgruppe zu vergrößern, wurden zwei alternative Lösungen entwickelt.

Neun Interessent:innen, die für den Feldtest in Frage kommen, sind auf ein Angebot zum Tausch oder der Neuinstallation von Wallboxen mit OCPP 1.6 und LTE-Modul seitens der EAM Netz GmbH eingegangen. Dieses Angebot wurde von der EAM Netz GmbH bezuschusst und durch einen Dienstleister ausgeführt. Damit konnten die Wallboxen von 15 Personen direkt an das Hintergrundsystem für den Feldtest zur Erprobung des Use Cases angebunden werden. 53 Interessent:innen besitzen eine Wallbox der hauseigenen Marke Elli von Volkswagen namens ID. Charger Pro. Die Einbindung der ID. Charger Pros in den Feldtest erfolgt dabei über das Backend-System der Elli. Auf diesem Weg können Steuerungsbefehle sowie Messwerte ausgetauscht werden, die Testgruppe wurde vergrößert.

Abbildung 13 gibt einen Überblick zum technischen Aufbau des Hintergrundsystems des Feldtests inklusive der Anbindung des Systems von Elli.

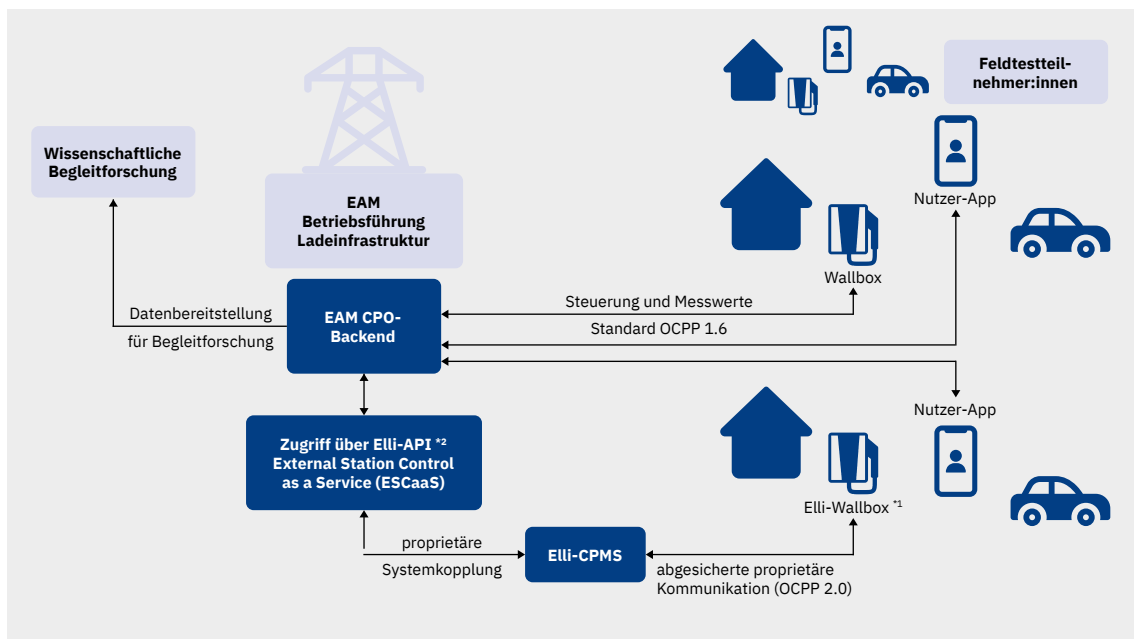


Abbildung 13: Feldtest Cluster Heav-E Systembild



Die kurzfristige Umsetzung der Systemkopplung mit dem Elli CPMS zeigt, dass technische Probleme gelöst werden können und die Umsetzung von Flexibilitätsmaßnahmen innerhalb der Elektromobilität technisch einsatzreif ist.

Georg Schmitt,
Projektleiter E-Mobilität, Flavia IT-Management GmbH

Der Feldteststart erfolgte am 01.07.2023 mit einer Testgruppe von 68 Personen und einer umfangreichen Startbefragung. Zu Beginn steht eine Test- und Beobachtungsphase. Diese dient dem Testen der Systeme und dem Aufzeichnen des Verhaltens unter normalen Bedingungen. Ab dem 01.11.2023 startet die Umsetzung der Untersuchungsphase, in der die verschiedenen Ladetarife getestet werden. Die Untersuchungsphase wird durch monatliche Befragungen zum Nutzungsverhalten der Proband:innen begleitet.

Während des gesamten Feldtests hat die Testgruppe Zugriff auf eine webbasierte Anwendung, in der angezeigt wird, ob aktuell eine direkte Steuerung der Ladevorgänge erfolgt oder welche Preissignale für welches Ladeverhalten gesetzt werden. Jeder Tarif wird für mindestens zwei Monate genutzt. Die nachfolgende Tabelle 4 gibt einen Überblick zu den verschiedenen Betriebsmodi, die Abbildungen in Anhang 1 stellen zwei Lastverläufe dar, aus denen das Laden mit und ohne Leistungsreduzierung ersichtlich wird.

Tabelle 4: Feldtest Cluster Heav-E Betriebsmodi		
	Bezeichnung	Steuerung
1	Keine Steuerung	Laden ohne Einschränkung
2	Direkte Steuerung	Einschränkung der Ladeleistung im Bedarfsfall ohne Ankündigung
3	Direkte Steuerung mit Veto	Einschränkung der Ladeleistung im Bedarfsfall ohne Ankündigung
4	Variabler Preis	Preisänderungen mehrmals pro Woche mit wöchentlicher Guthabeneinsicht

4.3.2 Komponenten und Alleinstellungsmerkmale

Wichtigste Komponente und gleichzeitig auch Alleinstellungsmerkmal von Heav-E bilden die Teilnehmer:innen selbst. Ihre Akzeptanz von steuernden Eingriffen sowie ihre Preissensibilität sind Ausgangspunkte zur Gestaltung von Lademodellen, die ein netzdienliches Verhalten fördern. Zudem bildet ihre Wallbox eine technische Komponente, deren Eigenschaften die Struktur der Hintergrundsysteme zur Umsetzung von steuernden Eingriffen maßgebend beeinflussen. Eine weitere technische Komponente ist das Charge Point Management System (CPMS) des Verteilnetzbetreibers. Dieses wird im Rahmen von Heav-E um eine Steuerungsmöglichkeit des Ladestroms sowie eine Verknüpfung zur genannten webbasierten Anwendung für die Kommunikation mit der Testgruppe erweitert. Die Nutzungsdaten sowie die Energieflüsse sollen im Viertelstundentakt bereitgestellt und für wissenschaftliche Auswertungen zur Verfügung gestellt werden.

4.4 Erste Erkenntnisse aus den Feldtests und Herausforderungen

Autorenschaft: Corinna Grebe (EAM NETz GmbH), Marcel Schenk (Regionalmanagement Nordhessen GmbH), Larissa Fait, Simon Präse (Universität Kassel), Christian Linke (Volkswagen AG)

4.4.1 Erste zentrale Erkenntnisse

Die Akquise der Teilnehmer:innen führt bezüglich der aktuell verbauten Wallboxen zu der Erkenntnis, dass unterschiedliche Schnittstellen existieren, um die Leistungsabgabe durch den Verteilnetzbetreiber zu begrenzen. Die bereits verbauten Wallboxen zeigten dabei verschiedene Inkompatibilitäten und Hindernisse für den Feldtest auf. Die ursprünglich geplante Umsetzung des Feldtestkonzepts auf Basis einer durchgängigen Kommunikation mittels OCPP 1.6 war somit nicht umsetzbar. Sowohl fehlende Internetanbindungen und Konfigurationsmöglichkeiten als auch die proprietäre Kommunikation mit den Backend-Systemen der Hersteller erforderten eine Anpassung des ursprünglichen Feldtestkonzepts. Die Anpassung sieht – wie im Systembild beschrieben – die Anbindung der Wallboxen von Elli über das Elli-Backend-System sowie die Nutzung von OCPP 1.6 mit einem kompatiblen Wallbox-Modell vor. Dies führte auch zu einer geringeren Zahl an geeigneten Wallboxen für den Feldtest.

Die Analyse der Teilnehmerdaten aus der Startbefragung (n=68) bietet Einblicke in die demografischen Merkmale der Testgruppe. Die durchschnittliche Persona ist 50 Jahre alt, männlich, berufstätig, verheiratet und verfügt über einen Hochschulabschluss. Das durchschnittliche Haushaltsnettoeinkommen beträgt 5840 €. Jedem Haushalt stehen durchschnittlich 2,3 Fahrzeuge zur Verfügung, wobei die durchschnittliche jährliche

Fahrleistung aller Fahrzeuge bei 21.217 km liegt. In Bezug auf das Ladeverhalten zeigt sich, dass 40% der Testgruppe ihr Elektroauto einmal pro Woche aufladen, während 37% dies alle drei Tage tun. Geladen wird hauptsächlich zu Hause und dann, wenn die Restreichweite des Fahrzeugs unter 100 km liegt. Etwa 20% laden zwischen 18 und 22 Uhr, während etwa ein Viertel angibt, zu unterschiedlichen Zeiten zu laden.

4.4.2 Welche Probleme gilt es zu lösen?

Aktuell wird im Cluster Heav-E an der Lösung von zwei größeren Problemen gearbeitet. Das ist zum einen der Start des Feldtests mit einer Anzahl von 68 statt 125 Teilnehmenden. Durch diesen Umstand werden bestimmte wissenschaftliche Untersuchungen erschwert.

Zum anderen erschwert die Diskrepanz zwischen dem aktuellen Stand der Technik der Wallboxen im Feldtestgebiet und den projektinternen festgelegten technischen Voraussetzungen die Erprobung intelligenter Ladetarife, steuernder Eingriffe und variabler Preisgestaltung. Die Herausforderung bezüglich der Erreichung der Projektziele bilden also die unterschiedlichen Startvoraussetzungen innerhalb der Testgruppe. Interessent:innen bewerben sich mit eigener Ausstattung, was in der Menge zu unterschiedlichsten Kombinationen von Wallboxen und Elektroautomodellen führt. Diese bringen je nach Technologiestand, der sich bezüglich Hersteller, aber auch Baujahr, unterscheidet, verschiedene Restriktionen und Herausforderungen für die Umsetzung des Feldtests mit. Ferner eröffnet sich daraus eine Vorstellung davon, inwieweit Bestandsfahrzeuge und Wallboxen für künftige Steuerungen geeignet sind.

Aus den unterschiedlichen Voraussetzungen und Lösungsansätzen, um möglichst vielen Personen die Teilnahme zu ermöglichen, ergibt sich eine heterogene Testgruppe. Diese individuellen Proband:innen gilt es zu einer innerhalb des Feldtests vergleichbaren Masse zu vereinigen.

4.5 Nächste Schritte bis Projektende

Autorenschaft: Marilen Schläfer (Power Plus Communications AG), Marcel Schenk (Regionalmanagement Nordhessen GmbH), Richard Woeste (RWTH Aachen), Georg von Wangenheim (Universität Kassel)

4.5.1 Einordnung des Projektfortschritts im Cluster

Der Feldtest startete mit einer Verzögerung von einem Jahr aufgrund verschiedener Herausforderungen, darunter Datenschutz- und Vertragsgestaltungsfragen sowie technische Hindernisse. Obwohl die Anzahl der Teilnehmenden hinter den ursprünglichen Plänen lag, verzeichneten wir dennoch eine bemerkenswert hohe Anzahl an Interessent:innen. Ein klares Anzeichen für den Fortschritt im Feldtest liegt in der erfolgreichen Integration der Testgruppe in das Hintergrundsystem sowie die bereits angelaufene Begleitforschung.

4.5.2 Weiteres Vorgehen

Der inhaltliche Fokus im Cluster Heav-E lag bislang auf dem Thema der Nutzerforschung, weshalb bei der technischen Ausgestaltung des Feldtests auf den Einsatz der intelligenten Messsysteminfrastruktur verzichtet wurde. Um trotzdem die Zukunftsfähigkeit und Rechtskonformität der Architektur in Heav-E zu gewährleisten, wird derzeit geprüft, ob und in welchem Umfang eine Integration der iMSys-Infrastruktur zur Umsetzung der Anwendungsfälle zumindest im Labormaßstab noch realisiert werden kann. Ziel wäre hier, die Ladeinfrastruktur an das Flavia OCPP-Backend über das Smart Meter Gateway im Rahmen eines Laboraufbaus prototypisch anzubinden, um so die Steuerbefehle aus dem Backend über die hochsichere SMGW-Kommunikationsinfrastruktur abbilden zu können. Planmäßig sollen hierzu die ersten Abstimmungen im November 2023 anlaufen. Gleichzeitig anlaufen soll eine weitere Vertiefung in den Themenbereichen Flottenmanagement für Elektrofahrzeuge und Energiemanagement im Quartier.

Im weiteren Verlauf des Projekts werden die Daten zum Ladeverhalten genutzt, um unter anderem das Total Cost of Ownership (TCO)-Modell der RWTH Aachen inhaltlich zu bereichern. Dieses Modell dient zur Analyse der Kosten im Zusammenhang mit dem Besitz und dem Betrieb eines Elektrofahrzeugs. Um die bisherigen Ergebnisse zu validieren und zu verfeinern, sind Informationen zu den Ladeprofilen unerlässlich, da die Kosten für Ladevorgänge an öffentlichen oder privaten Ladestationen sowie an Ladepunkten bei Arbeitgebern erheblich variieren können. Selbst wenn es nur möglich sein wird, die Ladeprofile von 68 (statt 125) Personen zu generieren und in das TCO-Modell zu integrieren, hat bereits dieser Anwendungsfall das Potenzial die Aussagekraft des TCO-Modells zu steigern. Die nachfolgende Tabelle 5 gibt einen Überblick zum aktuellen Zeitplan im Cluster Heav-E.

Tabelle 5: Zeitstrahl Cluster Heav-E			
Jul. 2023	Nov. 2023	Jul. 2024	Dez. 2024
Feldtestphase 1: Installation Gateway-Infrastruktur und Erfassung erster Ladedaten	Feldtestphase 2: Untersuchung Ladetarife 1, 2 & 3; Initiierung Einrichtung Labor SMGW; Untersuchung Flotten- und Energie- management im Quartier	Feldtestphase 3: Erweiterte Untersuchung der Lade- tarife; TCO-Modell	Abschlussbefragung im letzten Monat des Feldtests

4.6 Weiterer Forschungsbedarf

Autorenschaft: Marcel Schenk (Regionalmanagement Nordhessen GmbH), Larissa Fait (Universität Kassel)

Bislang wurden die Use Cases „Laden am Arbeitsplatz“ und „Laden im öffentlichen Raum“ noch nicht umfassend untersucht. Dies ist auf verschiedene Gründe zurückzuführen. Im Zusammenhang mit dem Laden am Arbeitsplatz werden weniger wissenschaftliche Erkenntnisse erwartet, da die Möglichkeiten zur Verhaltenssteuerung eher von betrieblichen Abläufen als von preislichen Anreizen abhängen. Hinsichtlich des Ladens im öffentlichen Raum sind insbesondere die organisatorischen und technischen Herausforderungen zu benennen. Dazu gehören die Vielfalt der erforderlichen Schnittstellen und Systemkopplungen sowie die Notwendigkeit einer Ladekarte für die Testgruppe. Es ist wichtig anzumerken, dass diese Use Cases vorerst nicht weiterverfolgt wurden, jedoch bei fortschreitender Entwicklung in der Technologie und am Markt in den Fokus rücken können.



Abbildung 15: Testplatz der Firma Vispiron i.A. der BMW Group



Abbildung 16: Testplatz der Firma Bayernwerk



Mit allen Partnern der Energiewirkkette an einem Tisch können wir für Kunden im Eigenheim marktorientierte- und netzdienliche Ladeservices anbieten, die zuhause integrierbar sind und stabil funktionieren

Heleen Wilmink,
Projektleiterin Cluster sun-E, BMW AG, Heleen.wilmink@bmw.de

5.2 Zielsetzung und Fokus Use Cases

Ziel des Clusters






Ziel des Clusters sun-E ist es, unidirektionale, intelligente Ladekommunikationen mit dem ISO-Standard ISO-15118-2 (Incentive-based Charging) zu erproben. Als zentraler Untersuchungsgegenstand gilt es, die Durchgängigkeit der gesamten Wirkkette zu erschließen. Zudem wird eine Systemarchitektur eingesetzt, welche die Interoperabilität zwischen den einzelnen Komponenten ermöglicht.

Use Cases die im Feldversuch umgesetzt werden

Innerhalb der Business Case Entwicklung konnte sich das Cluster sun-E auf vier Use Cases einigen, welche im Feldtest erprobt werden sollen. Diese Use Cases bedienen Anwendungsfälle mit lokaler sowie aggregierter Optimierung und decken dabei einerseits eine marktdienliche sowie eine netzdienliche Steuerung ab.

UC 1: PV-Eigenverbrauchsoptimierung

Der Use Case „PV-Eigenverbrauchsoptimierung“ ermöglicht dem Pilotkunden infolge lokaler Optimierung durch das Home Energy Management System (HEMS), den PV-Strom von der hauseigenen Solaranlage bestmöglich zu beziehen. Im Gegensatz zu bisherigen Ladekonzepten mit PV-Laden kann der Pilotkunde im Cluster sun-E sowohl Lademodus wie auch geplante Abfahrtszeit in der OEM-App eingeben, woraufhin der Ladeplan des Fahrzeugs dementsprechend ausgerichtet wird.

Umsetzungsort	Optimierungsziel	Beteiligte Akteure	Verwendete Komponenten
Einfamilienhaus	 Lokale Optimierung	SMGW, HEMS, EVSE, BEV, Cloudsysteme	   

UC 1: PV-Eigenverbrauchsoptimierung

UC2: §14a Plim






Der Use Case „§14a / Plim“ stellt einen systemrelevanten Use Case aus Verteilnetzbetreibersicht dar. Durch diesen Use Case ist der Netzbetreiber befähigt, sowohl präventiv wie auch kurativ den Netzzustand auf Niederspannungsebene zu sichern. Hierfür wird am Vortag eine Hüllkurve (Leistungsobergrenze, keine Untergrenze im Cluster sun-E) an die Liegenschaft versendet, welche innerhalb des Ladeplans berücksichtigt wird. Hierdurch soll dem Fall vorgebeugt werden, dass der Strombezug der Liegenschaft in verbrauchsintensiven Zeiten einen kritischen Wert erreicht. Sollte es dennoch zu einer Überlast im Netz kommen, kann der Netzbetreiber durch ein adhoc versendetes Power Limit (Plim) Signal die maximale Bezugsleistung der Liegenschaft über das HEMS begrenzen.

Umsetzungsort	Optimierungsziel	Beteiligte Akteure	Verwendete Komponenten
Einfamilienhaus		VNB, GWA, SMGW, HEMS, EVSE, BEV, Cloudsysteme	   

UC2: §14a Plim

UC3: Dynamische Strompreise




Der Use Case „Dynamische Strompreise“ bietet dem Pilotkunden die Möglichkeit, Kosten einzusparen, indem das Fahrzeug nur in den Zeiten am Tag geladen wird, in denen der Strompreis günstig ist. Hierfür verwendet der Energieversorger am Vortag eine Preistabelle mit ¼-stündlichen Preisen. Auf dieser Grundlage wird für das Fahrzeug ein Ladeplan erstellt, der Zeiten mit günstigem Strompreis priorisiert. Somit können zum einen Zeiten mit geringerer Nachfrage besser bedient werden (Strompreis ist abhängig der Nachfrage) und zum anderen günstigere Bezugskosten für den Endkunden ermöglicht werden.

Umsetzungsort	Optimierungsziel	Beteiligte Akteure	Verwendete Komponenten
Einfamilienhaus		EVU, GWA, VNB, SMGW, HEMS, EVSE, BEV, Cloudsysteme	   

UC3: Dynamische Strompreise

UC4: Primärregelleistung (PRL)

Der Use Case „Primärregelleistung (PRL)“ ermöglicht es Elektroautos, das künftige Energiesystem zu stützen, indem sich mehrere Elektrofahrzeuge im Zusammenschluss zu einem virtuellen Kraftwerk vernetzen. Durch diese gebündelten steuerbaren Verbraucher kann innerhalb weniger Sekunden auf Frequenzabweichungen reagiert werden und hierdurch zur Stabilisierung des Stromnetzes beigetragen werden. Obwohl die geringe Reduzierung der Ladeleistung für Pilotkunden kaum merkbar ist, wird ihnen für diese Bereitstellung von Flexibilität zudem ein Erlös ausgezahlt.

Umsetzungsort	Optimierungsziel	Beteiligte Akteure	Verwendete Komponenten
Einfamilienhaus		ÜNB, Kommerzielle Aggregator, Technischer Aggregator, GWA, SMGW, HEMS, EVSE, BEV, Cloudsysteme	   

UC4: Primärregelleistung (PRL)

5.3 Aufbau des Feldtests

Konzept

Für die Umsetzung, Verifizierung und Validierung der im Cluster umgesetzten Use Cases ist eine Mess- und Kommunikationseinheit in der Liegenschaft zu verbauen. Beide Komponenten werden im Rahmen eines Messschanks, der sowohl aus Hard- und Software besteht, umgesetzt.

Messkonzept

Abbildung 17 zeigt den Aufbau des Messkonzepts in sun-E. Für die Messung von abrechnungsrelevanten- und Netzzustandsdaten werden moderne Messeinrichtungen (mME's) (1) vor der Ladeeinrichtung (2), am Netzanschlusspunkt (3) sowie vor der Photovoltaik-Anlage (4) verbaut. Mittels der aufgespielten TAF 7 als auch TAF 10-Tarifierung werden neben den einzelnen Phasenwirkleistungen, -strömen und -spannungen auch die -winkel gemessen. Die Übermittlung der Messwerte erfolgt z.B. 15-minütig durch das Smart Meter Gateways (SMGW) (5) an den Messstellenbetreiber (MSB)(6). Dieser ist für die Weiterleitung einzelner Messwerte zur virtuellen Netzleitwarte (7), zum Energielieferanten (8) sowie dem Auswertungsserver des Forschungsprojekts (9) verantwortlich. Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass die Messung als reine Untermessung ausgeführt ist, d. h. das Kundensystem selbst bleibt unverändert. Hintergrund ist unter anderem die Problematik, Pilotprojektkunden temporär in einen neuen Energieversorgervertrag zu überführen. Bei den aktuellen Energiepreisen hätte das Projekt gegenüber dem Kunden jeglichen Anreiz mitzumachen verloren, wenn dieser sich in einen deutlich teureren Tarif hätte begeben müssen.

Für die Bewertung der Messung durch die mME's als redundante Messeinheit sowie für die Messung von Netzurückwirkungen ist ein zusätzliches hochauflösendes Messsystem eingesetzt worden. Die Power Quality (PQ) Messgeräte (10) sind redundant zu den mME's verbaut. Die Messwerte werden in sekundlicher Auflösung über eine separate Verbindung an den Auswertungsserver geschickt.

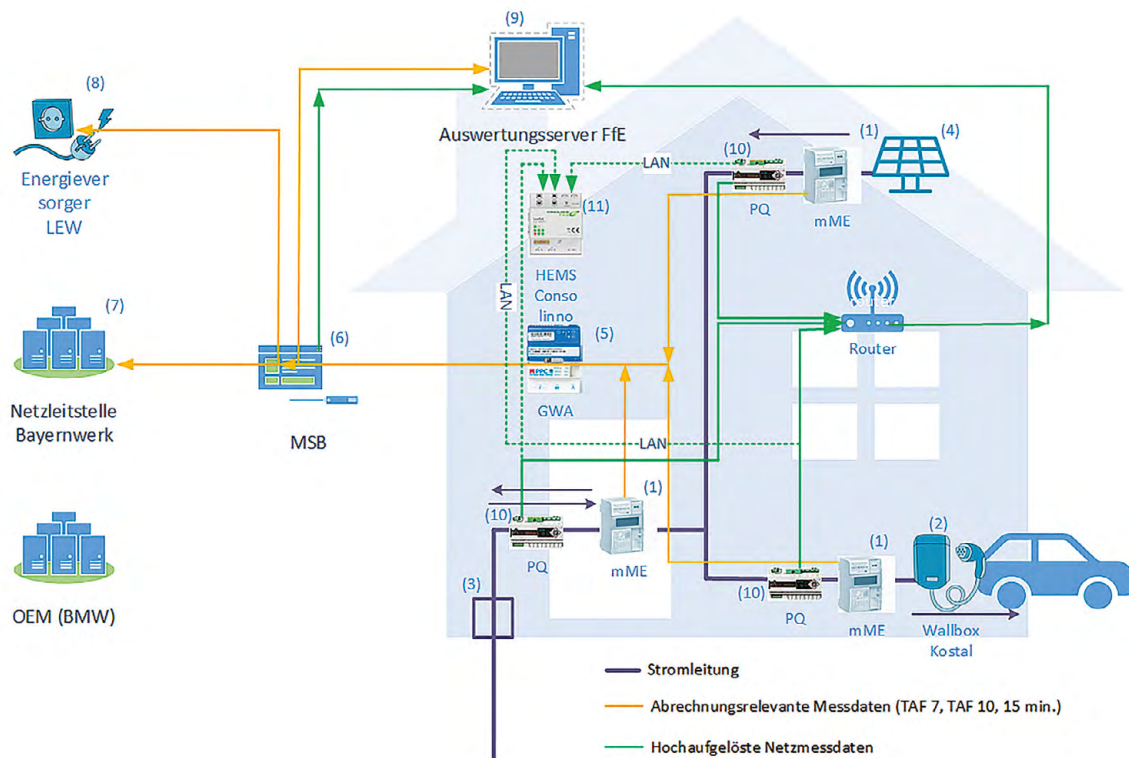


Abbildung 17: Messkonzept des Feldversuchs in sun-E

Mittels der beider Messsysteme ist die vollumfängliche Bewertung der Use Cases hinsichtlich Netzurückwirkungen, Schaltzeiten, Kundenverhalten sowie Ladeverhalten möglich.

Kommunikation

Neben der Messung ist die Kommunikation der Komponenten in der Liegenschaft und der Netz- und Markt-Stakeholder essenziell (s. Abbildung 18). Hierbei bildet das SMGW (5) das zentrale Element, über dessen CLS-Kanal Preistabellen des Energielieferanten (8), Hüll- und ad-hoc Leistungssignale des Verteilnetzbetreibers (7) als auch Ladepläne mit dem Home Energy Management System (HEMS) (11) der Liegenschaft ausgetauscht werden. Die Kommunikation erfolgt kontinuierlich, weshalb der CLS-Kanal dauerhaft geöffnet ist. Für die Einspielung neuer Softwareupdates der Wallbox (2) sowie des HEMS wurde ein separater Kommunikationskanal implementiert, der ebenfalls unabhängig vom Kundennetzwerk arbeitet.

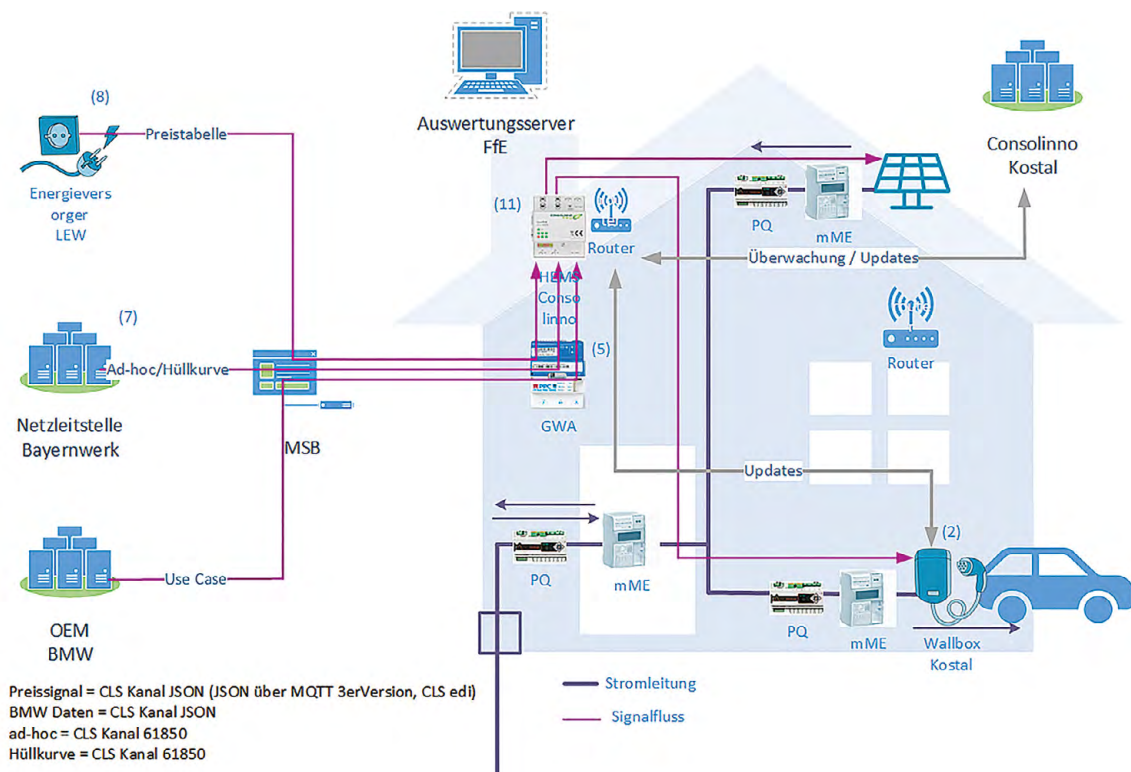


Abbildung 18: Schaubild zur Kommunikation im Feldtest

Komponenten und Alleinstellungsmerkmale

Das Cluster sun-E untersucht innerhalb der Feldtests Use Cases mit dem Fokus auf Einfamilienhäuser. Durch die Partner wird hierbei insbesondere untersucht wie eine Liegenschaft (bevorzugt mit haus-eigener PV-Anlage) den Energieverbrauch optimiert und sich durch die intelligente Vernetzung steuerbarer Verbraucher zudem netzorientiert verhält. Als Komponenten werden in den Liegenschaften neben ISO 15118-2-befähigten Wallboxen Schaltschränke mit SMGW sowie Home Energy Management System verbaut. Die Besonderheit im Cluster sun-E ist die liegenschaftsinterne Kommunikation über den EEBus Standard sowie die BSI-konforme Kommunikation von energiewirtschaftlich relevanten Daten über den gesicherten CLS-Kanal des SMGW. Zudem werden alle im Feldtest erprobten Use Cases mit Ladekommunikation nach ISO 15118-2 durchgeführt. Neben den Komponenten in der Liegenschaft wird im Cluster sun-E ein Aggregation-System entwickelt, das es ermöglicht, mehrere Fahr-

zeuge innerhalb eines Fahrzeug-Pools synchron zu steuern und somit systemdienliche Use Cases wie Primärregelleistung zu erproben.

5.4 Erste Erkenntnisse und Herausforderungen

Erste zentrale Erkenntnisse der Nutzerforschung

Um den Hochlauf der vernetzten Elektromobilität sowie deren Markterfolg in Deutschland voranzutreiben, ist die Berücksichtigung von Interessen, Bedürfnissen und Unsicherheiten potenzieller NutzerInnen eine grundlegende Voraussetzung.

Erste Erkenntnisse von quantitativen und qualitativen Erhebungen zeigen, dass (potenzielle) KundInnen einerseits sehr individuelle Gegebenheiten an ihren Liegenschaften vorweisen und andererseits unterschiedliche Vorerfahrungen und Voraussetzungen zum Verständnis vernetzter Komponenten und Gesamtsysteme und deren Funktionsweisen mitbringen.

Für den nachhaltigen Erfolg innovativer technologischer Angebote und Systeme ist insbesondere eine hohe Bevölkerungsakzeptanz von besonderer Bedeutung. Um einerseits besonders interessierte Zielgruppen zu erreichen und andererseits die Einstellung der aktuell weniger an der Elektromobilität interessierten Bevölkerung positiv zu beeinflussen, bedarf es vor allem einer transparenten Darlegung der Vor- und Nachteile der Elektromobilität in der Außenkommunikation (z. B. bei der Kaufberatung oder genereller Öffentlichkeitsarbeit).

Bisher wurden die Akzeptanz, Teilnahmebereitschaft und Einstellung hinsichtlich der Use Cases 1 (PV-Eigenverbrauchsoptimierung) und 2 (Netzdienliche Steuerung nach §14a EnWG) im Rahmen von bevölkerungsrepräsentativen Online-Befragungen näher untersucht:

- Einer **PV-Eigenverbrauchsoptimierung** (Use Case 1) standen die Befragten überwiegend positiv gegenüber und gerade die Personen, welche im Eigenheim wohnen, zeigten eine höhere Bereitschaft PV-Eigenverbrauchsoptimierung zu nutzen. Dabei stellten finanzielle Gründe den größten Anreiz dar, um in eine PV-Anlage oder in ein intelligentes Heimenergiemanagementsystem zu investieren und aktiv PV-Eigenverbrauchsoptimierung zu betreiben.
- Hinsichtlich der **netzdienlichen Steuerung nach §14a EnWG** (Use Case 2) halten rund zwei Drittel der Befragten diesen Anwendungsfall für eine gute Lösung, um die Netzstabilität zu garantieren. Erneut werden finanzielle Ersparnisse als wichtigsten Aspekt im Hinblick auf die verpflichtende Teilnahme an der netzdienlichen Steuerung gesehen, gefolgt von einem Beitrag zur Netzstabilisierung.
- Die Ergebnisse der Studie zeigen jedoch auch, dass der derzeitige **Kenntnisstand der deutschen Bevölkerung hinsichtlich des Anwendungsfalls der netzdienlichen Steuerung nach §14a EnWG noch sehr niedrig ausfällt**. Konzepte zur Regulierung des Strombezugs für das Laden von Elektroautos sind bei der Mehrheit der Befragungsteilnehmenden nur wenig oder gar nicht bekannt. Sogar bei Befragten, die hohes Interesse am Themenbereich der Elektromobilität äußerten, zeigt sich hinsichtlich dieser Thematik ein relativ geringes Vorwissen. Die Studienergebnisse implizieren daher, dass die Informationsvermittlung hinsichtlich des Anwendungsfalls der netzdienlichen Steuerung in der deutschen Bevölkerung deutlich gesteigert werden sollte, auf möglichst anschauliche und gut verständliche Art und Weise.



Eine grundsätzlichen Aufgeschlossenheit gegenüber den in sun-E erprobten Use Cases steht in der deutschen Bevölkerung einem aktuell noch recht niedrigen Kenntnisstand diesbezüglich gegenüber.

Die Themenbereiche Elektromobilität und Energiesystem sind bereits für sich alleinstehend sehr komplex. Daher bedarf es zu beiden Themen klarer und zielgruppengerechter Informationsvermittlung, insbesondere wenn diese künftig vernetzt betrachtet werden sollen.

Dr. Stefan Mang,
Geschäftsführer des Instituts CENTOURIS (Universität Passau)

Welche Probleme gilt es zu lösen?

Im Cluster sun-E sind folgende Entwicklungs- und Analyseschwerpunkte in Bearbeitung:

- EEBus Erweiterung für Primärregelleistung
- Automatisierter Datendurchgängigkeit in die verschiedene Use Cases
- Parallelbetrieb von ausgewählten Use Cases im Feldtest
- Die energietechnische Nachweisführung in der Use Cases
- Umfassende Performance Analysen innerhalb der Use Cases auf Basis einer breiten und aufbereiteten Datenbasis

5.5 Nächste Schritte bis Projektende

Einordnung des Projektfortschritts im Cluster

Auf Grund von bereits kommunizierten Verzögerungen, ist eine Projektverlängerung von 6 Monaten beantragt. Der Pilotbetrieb mit den ersten Teilnehmern startet im Dezember 2023 und endet im November 2024. Der Projektabschluss verlagert sich in den Januar 2025.

Weiteres Vorgehen

2021	2022	2023	2024	2025
-	<p>M4-1 / Jan.: Partnerspezifische UC Dokumente sind befüllt</p> <p>Mrz-Dez: technische Ausarbeitung und Spezifizierung der Use Cases</p>	<p>Jan. – Okt.: Use Case Entwicklung und Testing</p> <p>Jul. – Nov.: Pilotkunden Akquise</p> <p>M4-2 / Nov.: Erfolgreiches Testen der UCs im Labor</p>	<p>Dez.23 – Nov.24.: Feldtests</p>	<p>M4-3 / Jan. Abschluss Interoperabilitätstest</p>

5.6 Weiterer Forschungsbedarf

Basierend auf den bereits vorliegenden Zwischenergebnissen, werden seitens sun-E folgende Themen zur weiteren Bearbeitung empfohlen:

- Entwicklung von Lösungen zur automatischen Abrechnung des PRL Use Cases
- Entwicklung von Lösungen und Schnittstellen für die technischen und IT-seitigen Herausforderungen für die Harmonisierung und der gleichzeitigen Anwendung von unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Use Cases, in Kongruenz mit Kapitel 2.3 AG System Architektur



Die Weiterentwicklung der EEBus Use Cases samt der zugrunde liegenden Datenmodelle, Protokolle und andere Layer erhält durch das Cluster sun-E wertvolle und zukunftsgerichtete Anforderungen, so dass die Vereinbarkeit von zentralen und dezentralen Steuerungen auf die nächste Reifestufe gehoben wird

Peter Kellendonk,
EEBus Initiative e.V. – 1st Chairman

6 Praktische Erprobung: Cit-E-life

6.1 Überblick

Das Cluster Cit-E-Life zeichnet sich durch ein diverses Partnernetz aus. Neben den Stadtwerken München & Düsseldorf, dem ÜNB TenneT sind ebenfalls die Komponentenhersteller Consolinno und PPC, die EEBus Initiative, die FfE, sowie internationale OEMs, wie Ford und Schneider Electric, vertreten. Breit aufgestellt ermöglicht dieses Cluster diverse Perspektiven auf die Herausforderungen und technischen Lösungsräume der Integration von E-Fahrzeugen in die bestehenden Energieversorgungssysteme. Im zweiten Quartal 2023 wurden zwei weitere assoziierte Partner in das Cluster aufgenommen: die Thüringer Mess- und Zählerwesen Service GmbH (TMZ) übernimmt als Messstellenbetreiber eine zentrale Rolle in den Feldtestversuchen. Zusätzlich konnte mit der Stadtwerke-Kooperation Trianel GmbH ein neuer assoziierter Partner für dieses Cluster gewonnen werden, der über sein Netzwerk an Stadtwerken vor allem auch das Feedback kleiner und mittelgroßer Stadtwerke zu den im Projekt erarbeiteten Lösungen einfließen lässt.

Die große Diversität der Partner ermöglicht einen ganzheitlichen Blick auf die Forschungsziele und somit die Erprobung praxisnaher Lösungen. Das untenstehende Schaubild (s. Abbildung 19) zeigt alle Partner und deren Zusammenwirken innerhalb des Clusters auf.

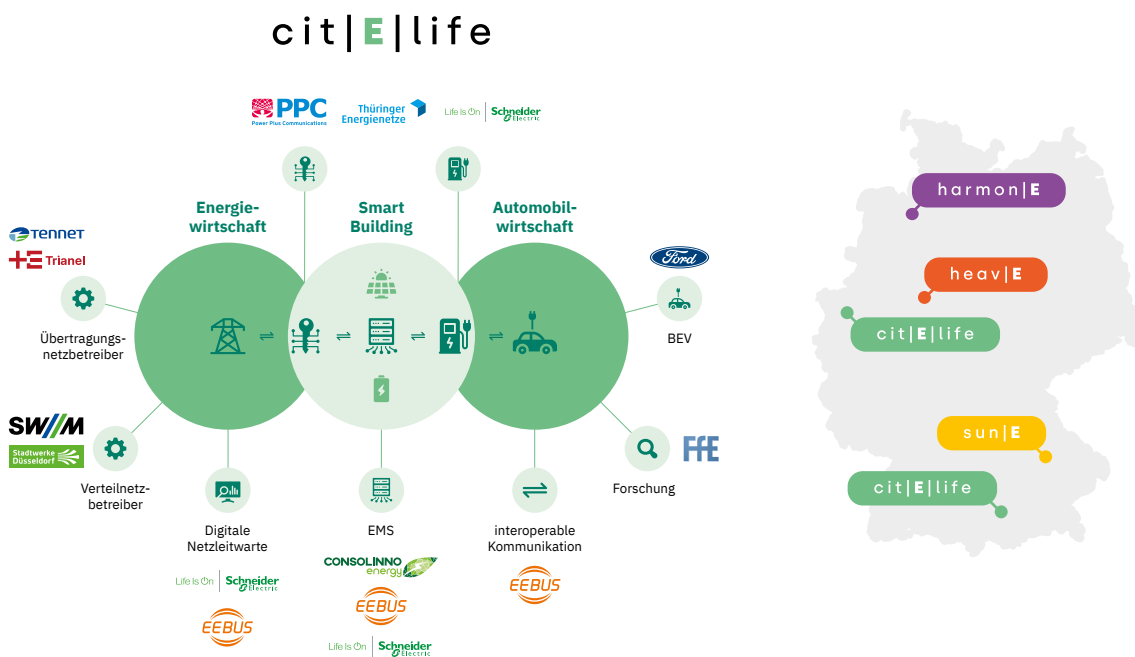


Abbildung 19: Überblick Cluster Cit-E-Life



Die Interoperabilität des energetischen Ökosystems am digitalen Netzanschlusspunkt wird neue Flexibilitätsmöglichkeiten schaffen, die die Dekarbonisierung unserer bestehenden Energiesysteme weiter vorantreiben wird.

Sylvia Krepska,
Clusterleiterin Cit-E-Life, Schneider Electric

6.2 Zielsetzung und Fokus Use Cases

Ziel des Clusters

Das Cluster Cit-E-Life ergänzt die unIT-e² Projektstruktur um Labor- & Feldtests im urbanen Raum. Das Ziel ist die Erprobung einer sicheren und interoperablen Systemarchitektur für den digitalen Informationsaustausch, die von einem steuerbaren Netzanschluss des Gebäudes bis zur steuerbaren Wallboxen mit einem angeschlossenen Elektrofahrzeug reicht. Die Abgrenzung zu den anderen Clustern innerhalb des unIT-e² Projektes liegt in der Fokussierung auf den urbanen Raum.

Zur erfolgreichen Erreichung dieser Ziele wurden zu Beginn des Projektes vier technische Anwendungsfälle (Technical Use Cases) beschlossen. Zum jetzigen Zeitpunkt werden zwei dieser Technical Use Cases an zwei verschiedenen Versuchsorten getestet, wie im Folgenden beschrieben. Die beiden übrigen Use Cases wurden aufgrund ihrer Komplexität und Abhängigkeit von Entwicklungen aus den zwei priorisierten Use Cases zurückgestellt.

Vorstellung Use Cases

Autorenschaft: Annike Abromeit (EEBus Initiative e.V.)

1. Technical Use Case ANB-Messung im Feld

Ziel dieses Use Cases ist die Schaffung von Transparenz am Netzanschluss für den Anschlussnetzbetreiber (ANB) als Grundlage und Kontrollmittel für ad-hoc Netzmaßnahmen (Plim). Hierbei werden mittels intelligentem Messsystem (iMSys) zunächst die Netzzustandsdaten am Netzanschlusspunkt der Liegenschaften ermittelt und anschließend über einen Tarifierungsfall (TAF 10) oder über den EEBUS Use Case Monitoring Grid Connection Point MGCP (MGCP) über den CLS-Kanal an das Backend des ANBs übertragen. Parallel werden Messdaten von Trafostationen im 15min-Takt an die Netzleitwarte gesendet.

Beim ANB werden die verschiedenen Mess- und Zustandsdaten zusammengeführt und der Netzzustand (dynamisch) berechnet. Auf Basis der Netzzustandsermittlung kann der ANB in netzkritischen Situationen Maßnahmen zur Abhilfe ergreifen.

2. Technical Use Case: Plim Sollwertvorgabe am Netzanschlusspunkt (NAP)

Im Falle eines (drohenden) lokalen Engpasses im Niederspannungsnetz (Identifizierung durch den Use Case „ANB-Messung“) wird eine zeitlich limitierte Obergrenze (Plim) sowohl für die Einspeisung als auch den Bezug von Leistung via EEBUS am NAP gesetzt. Das Plim-Signal wird dabei ausgehend vom ANB über den MSB mittels transparenten CLS-Kanals durch ein Smart-Meter-Gateway (SMGW) an eine Steuerungseinrichtung, z.B. FNN-Steuerbox oder Energiemanagementsystem (EMS), gesendet. Diese steuern dann die daran angeschlossenen Verbrauchs- und Erzeugungseinrichtungen. Die dafür notwendige Kommunikation zwischen den Komponenten findet auf Basis des in VDE-AR-2829-6-1 beschriebenen Use Cases EEBUS LPC statt.

Sendet der ANB ein Plim-Signal, hat dies oberste Priorität (gemäß § 14a EnWG). Mögliche marktdienliche Use Cases müssen sich diesem unterordnen. Die Steuerungseinrichtung verteilt und übersetzt die Leistungs-Sollwertvorgabe vom ANB in Steuergrößen an einzelne dahinter liegende steuerbare Anlagen (z.B. Wallbox). Die Ausführung wird als Acknowledge via EEBUS protokolliert.

Die Erprobung einer Vergütung für die Umsetzung des Plim Signals ist im Cluster Cit-E-Life nicht vorgesehen. Die Anwendungsregel VDE-AR-E definiert weitere Modi. Z.B. wird im Falle eines Verbindungsabbruchs definiert, dass steuerbare Verbrauchs- und Erzeugungseinrichtungen in einen netzverträglichen Failsafe-Modus zu bringen sind.

6.3 Aufbau des Labortests

Eines der erklärten Hauptziele des Clusters Cit-E-Life ist die reale Erprobung von Lösungen. Um diesem Ziel nachzukommen, spielen die Versuchsaufbauten eine zentrale Rolle innerhalb des Forschungsprojekts. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Clusterberichtes werden zwei Versuche zur Erprobung der interoperablen Kommunikation durchgeführt.

Ein Versuch findet auf dem Ford-Gelände in Köln statt. Der zweite Versuch wird in Thüringen in der Nähe von Erfurt durchgeführt und besteht aus zwei Teilen: Der erste Teil findet als Labortest statt, der zweite als Feldversuch. Die nächsten Absätze werden die Ziele, den Aufbau und den Verlauf dieser beiden Versuche vorstellen.

Laborversuch Ford (Köln)

Autorenschaft: Markus Fischer (Ford Werke GmbH)

In den Ford-Laboren in Köln besteht die Möglichkeit die ersten Ideen einer interoperablen Kommunikation in ihrer Wirkkette zu erproben. Das Ziel dieses Laborversuches ist es, den Use Case Plim Sollwertvorgabe am Netzanschlusspunkt (NAP) in der gesamten Prozesskette umzusetzen, also vom DSO per CLS-Kanal ins SMGW, von dort aus weiter per CLS-Kanal zum EMS und weiter zur Wallbox und mit dem digitalen ISO 15118 Protokoll bis ins Fahrzeug.

Es sollen verschiedene Use Cases getestet werden, unter anderem, ob die Prioritätenregelung im EMS und der netzverträgliche Failsafe-Modus funktionieren. Beteiligte Partner sind PPC als Lieferant des SMGW und als Betreiber des Test-aEMT-Systems, das über den CLS-Kanal das Plim Steuersignal bereitstellt. Schneider Electric stellt die Wallbox und das HEMS zur Verfügung und koordiniert den Laborversuch. Ford stellt die Facility in Köln und ein Elektrofahrzeug zur Verfügung.

Für die Erprobung beider Technical Use Cases Plim sind folgende Komponenten im Labor verbaut worden: ein intelligentes Messsystem (iMSys), bestehend aus einem digitalen Zähler sowie einem Smart-Meter-Gateway (SMGW) von PPC, einem EMS sowie einer Schneider EV Link Wallbox. Der Laborversuch befindet sich in der Abschlussphase. Alle Einzelkomponenten sind verbaut und wurden auch bis auf das Schneider HEMS separat getestet. In einem finalen Schritt wird die gesamte Kommunikationskette getestet und abschließend bewertet. Abbildung 20 stellt den Laboraufbau bei Ford in Köln schematisch dar.

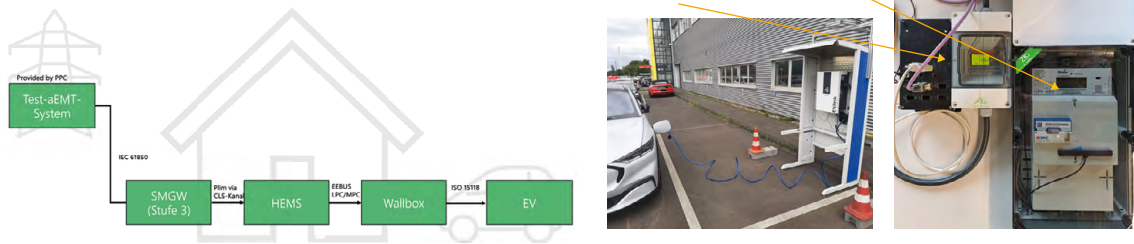


Abbildung 20: Laboraufbau bei Ford

Versuchsaufbau und Feldtest TMZ

Autorenschaft: Julian Zilg (Power Plus Communications AG), Sylvia Krepska (Schneider Electric GmbH)

Das Ziel dieses Feldversuchs ist es, die beiden Technical Use Cases ANB-Messung im Feld sowie die Plim-Sollwertvorgabe am NAP im urbanen Raum umzusetzen. Hierfür gilt es zu prüfen, ob die notwendige Kommunikation zur Umsetzung der Technical Use Cases entlang der gesamten Prozesskette, also vom Netzbetreiber bis zum steuerbaren Verbraucher innerhalb einer Liegenschaft, erfolgreich übertragen werden kann. Folgende Partner sind an diesem Feldtest-Setup beteiligt: Consolinno, EEBus, PPC, Schneider Electric und TMZ. Für die Erprobung der Kommunikation innerhalb der Liegenschaft wurde mit EEBus ein standardisiertes Kommunikationsprotokoll gewählt. Der Technical Use Case ANB-Messung erfolgt im Labor- und Feldtest über den TAF10 und der zweite Technical Use Case Plim erfolgt mittels des EEBus Use Cases Limitation of Power Consumption (LPC). Zudem wird vom SMGW mittels EEBus Use Case MGCP (Monitoring of Grid Connection Point) dem EMS die Messwerte vom Netzanschlusspunkt für eine lokale Optimierung bereitgestellt.

Für die Erprobung beider Technical Use Cases sind folgende Komponenten im Labor sowie im Feldtest verbaut worden: ein aEMT-System, das von Consolinno sowie von TMZ gestellt wird, ein intelligentes Messsystem (iMSys), bestehend aus einem digitalen Zähler sowie einem SMGW von PPC, einer FNN-Steuerbox, einem EMS sowie einer P3 Wallbox, die beiden Letzteren von Schneider Electric. Perspektivisch ist in einem weiteren Test-Aufbau die Erprobung der Kommunikation beider Use Cases ohne Steuerbox vorgesehen. In diesem Fall übermittelt das SMGW den EEBUS Use Case LPC (VDE-AR-2829-6-1) direkt an das EMS. Der Aufbau der Versuche ist in Abbildung 21 schematisch dargestellt.

Die Erprobung der Prozesskette erfolgt in zwei Stufen, nämlich einem Laboraufbau und einem Feldtest.

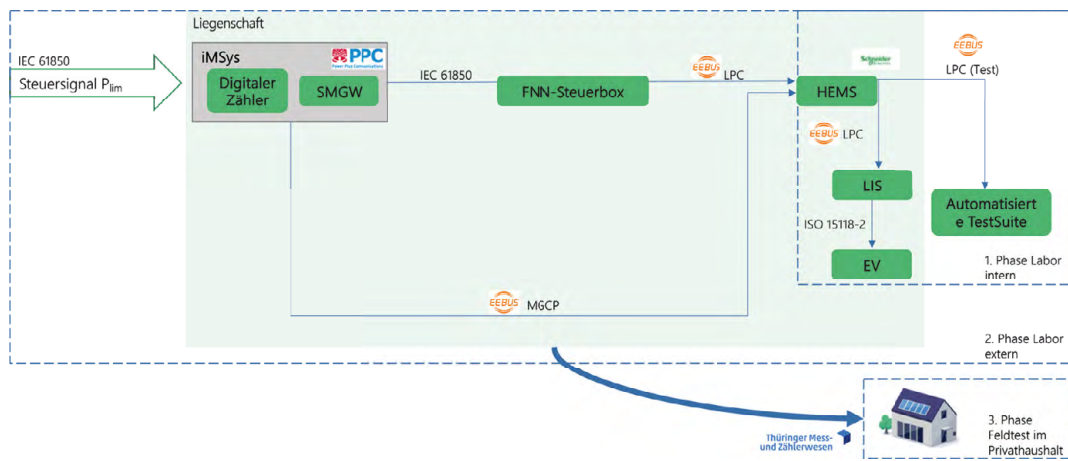


Abbildung 21: Schematischer Aufbau der Tests

1. Labortest: In der ersten Stufe werden die einzelnen Komponenten im Labor getestet. Dies ermöglicht einen isolierten Funktionstest aller Komponenten, bevor diese in einem Gesamtsystem getestet werden. Innerhalb des Labortests ist das EMS zusätzlich in das lokale Micro Smart Grid eingebunden. Das Ziel eines EMS ist die Orchestrierung der einzelnen Energieflüsse innerhalb einer Liegenschaft. Anschließend erfolgt die Testung aller Komponenten der gesamten Kommunikationskette in ihrem Zusammenwirken, um die Übertragbarkeit auf reale Systeme nachzuweisen. Hierfür wird ein simuliertes Plim-Signal getriggert und mittels des Standards IEC 61850 an das EMS übertragen. Das Plim-Signal wird durch ein aEMT-Testsystem gesendet. Das EMS übermittelt die Leistungsanpassung anschließend an die steuerbare Verbrauchseinrichtung. In dem vorliegenden Laboraufbau ist dies eine EEBus-fähige Wallbox.

Grundsätzlich besteht das Plim-Signal zur Limitierung der Gesamtleistung aus zwei Teilen: der Leistung für steuerbare sowie nicht-steuerbare Verbraucher. Die Umsetzung der Zweiteiligkeit des Plim-Signals übernimmt das EMS. Es errechnet und versendet basierend auf dem Plim-Signal des Netzbetreibers die angepassten Leistungsvorgaben für die steuerbaren Verbraucher bei gleichzeitiger Reservierung der Grundlast für nicht-steuerbare Verbraucher innerhalb der Liegenschaft.

2. Feldtest: In dieser Stufe der Erprobung wird die gesamte Wirkkette im Feld innerhalb eines Einfamilienhauses (EFH) ausgerollt. Deshalb liegt der Fokus des Feldtests auf der Erprobung der oben genannten Use Cases, und zwar von der sicheren bidirektionalen Kommunikationskette zwischen MSB und dem SMGW bis zum EMS und der daran angebundene Verbrauchs- und Erzeugungseinrichtung. Diese Kommunikationskette lässt sich ebenfalls auf Mehrparteienhäuser im urbanen Raum anwenden, auch wenn zusätzliche Herausforderungen hinter dem Netzanschluss betrachtet werden müssen.

Abweichend vom Laboraufbau besteht für die Regelkette im Feldtest eine bereits eingebaute FNN-Steuerbox, die zwischen dem SMGW und dem EMS installiert ist. Der MSB kommuniziert durch das SMGW mittels des CLS-Proxy-Kanals mit der FNN-Steuerbox, die anschließend mit dem EEBUS Use Case LPC dem EMS ein Leistungslimit übermittelt



Die Hebung von überregional aggregierten energetischen und lokalen, leistungsseitigen Flexibilitätpotenzialen sind Themenbereiche, die eine eingehendere Beleuchtung des komplexen systemischen Zusammenspiels erfordern. Dabei ist das Zusammenspiel von statisch agierenden Versorgungsanlagen und mehreren lokal wie auch extern steuerbaren neuen Systemen (Lademanagement, Einsatzoptimierung Speicher/WP) in MFH gegenüber EFH ungleich komplexer.

Konrad Rogg,
Stadtwerke München, Betrieb und Messstellen

6.4 Erste Erkenntnisse aus den Labortests und Herausforderungen

Die Erreichung des Interoperabilitätsziels stellt auch zugleich eine der größten Herausforderungen dar. So wurde schnell deutlich, dass die im Labor entwickelten Konzepte nicht immer 1:1 in eine bestehende Anlagenlandschaft im Feld implementiert werden können. Wir machten die Erfahrung, dass vorhandene Anlagen/Wallboxen zum Teil nicht für die zu verprobenden Use Cases geeignet waren, und waren gezwungen teilweise neue Hardware im Feldtest einzusetzen, um die gesamte Kommunikationskette auch tatsächlich erproben zu können. Auch der Zertifikatsaustausch zwischen dem EMS und dem SMGW (für den Anwendungsfall von direkter lokaler Kommunikation nach HKS1/HKS3) sowie dem Messstellenbetreiber (MSB) stellte sich als zeitlich aufwendiger heraus als zunächst angenommen. Zusätzlich erwies sich, dass bei der lokalen Übermittlung von Messwerten aus dem SMGW an ein EMS aufgrund unterschiedlicher iMSys die Messwerte (bzw. OBIS-Kennzahlen), die übermittelt werden konnten, nicht für alle iMSys identisch sind. Aufgrund dessen sollten perspektivisch bei „§14a-Anlagen“ durch den MSB netzfähige iMSys verbaut werden, die hochaufgelöste Messwerte bereitstellen.

Vor dem Hintergrund der Kosteneffizienz und der Ressourcenschonung diskutieren wir verstärkt, welche Maßnahmen getroffen werden müssen, um mit den digitalen Informationsaustausch Bestandssystemen noch effizienter zu ermöglichen. Das Ziel sollte sein, ein interoperables EMS bereitzustellen, um möglichst vielen Bestandssystemen die Leistungslimitierung und eine noch weitergehende Anforderung hinsichtlich Netzentgeltmodellen nach §14a EnWG zu ermöglichen. Flankierend wäre eine Verzahnung von beteiligten Akteuren/Markttrollen entlang der gesamten Wirkkette zu begrüßen.

Auf der regulatorischen Ebene gibt es ebenfalls noch ungeklärte Fragestellungen. So mussten wir im Cluster eine Entscheidung treffen, über welches Kommunikationsprotokoll das Plim-Signal übermittelt werden soll. Innerhalb des Clusters konnten wir eine praktikable Verzögerungszeit ermitteln, mit der die Leistungslimitierung innerhalb einer Liegenschaft umzusetzen ist. So haben wir in dem TMZ-Feldtest – wie bereits von einigen Netzbetreibern vorgeschlagen – beschlossen, einen Zielwert von einer Minute einzuhalten. Dennoch wäre eine einheitliche Vorgabe wünschenswert, um eine gewisse Planungssicherheit bei den anstehenden Weiterentwicklungen einiger Komponenten zu erhalten.



Für eine effektive Beschleunigung der Digitalisierung der Energiewende bedarf es standardisierter Schnittstellen, abgestimmter Use Cases und einer in ihren Funktionen und Akteuren einheitlichen, übergreifenden Systemarchitektur.

Anniké Abromeit,
EEBus Initiative e.V., Innovation & Communication Manager

6.5 Nächste Schritte bis Projektende

Einordnung des Projektfortschritts im Cluster

Tatsächlich haben wir am Anfang des Jahres gehofft, in der Erprobung der Feldtests weiter fortgeschritten zu sein. Einige Meilensteine, die wir uns im Cluster gesetzt haben, befinden sich bereits in einem Verzug von über drei Monaten.

Hierfür gibt es diverse Gründe: Zum einen waren wir zum Teil zu optimistisch in unserer Planung der Umsetzungsgeschwindigkeit der Feldversuche. Die vielen Abstimmungsrunden, die innerhalb des Clusters notwendig waren, zeigen, dass der Teufel oft im Detail liegt und die Synchronisierung diverser Unternehmen oft Zeit braucht. Dennoch sind wir zuversichtlich, dass die getroffenen Vereinbarungen uns in die Lage versetzen, alle Feldtests bis zum Ende der Projektlaufzeit erfolgreich abzuschließen und wertvolle Erkenntnisse zu gewinnen.

Weiteres Vorgehen

Das Ziel bis zum Abschluss des Forschungsprojekts unIT-e² wird es sein, die zwei priorisierten Technical Use Cases innerhalb des Clusters Cit-E-Life zu finalisieren, sowie in den kommenden Monaten die Umsetzbarkeit weiterer Use Cases zu bewerten. Hierzu werden die bestehenden Feldtests weiter fortgeführt. Bei potenziell auftretenden technischen Hürden werden wir nach Lösungen suchen, um das Clusterziel der Erprobung einer interoperablen Kommunikation zwischen einer netzseitigen Koordinierungsplattform bis hin zum Elektrofahrzeug in der Liegenschaft sicherzustellen.

Tabelle 7: Weiterer Zeitplan Cluster Cit-E-Life

	2023	2024
1	Fortführung der laufenden Labortests,	Abschluss aller Feldtests.
2	Umzug der technischen Entwicklungen aus dem Labor- in den Feldtest,	
3	Grob umrissene Themenfelder in Bezug auf weitere Forschungsbedarfe werden präzisiert und gegebenenfalls zu einem ausführlichen deep dive innerhalb des Abschlussberichts erweitert,	
4	Prüfung, ob innerhalb der Projektlaufzeit noch ein weiterer Use Case im Feldtest erprobt werden kann.	

6.6 Weiterer Forschungsbedarf

Die Zusammenarbeit in diesem Cluster zeigt, dass, wenn sich mehrere Unternehmen zu einem gemeinsamen Forschungsprojekt zusammenschließen, sich im Laufe der Projektzeit weitere Themen herauskristalisieren, die in einem weiterführenden gedanklichen Exkurs expliziert werden sollten. Hierzu zählen folgende Themenschwerpunkte, die anschließend kurz beschrieben werden.

6.6.1 Konkurrenz um die Nutzung der Leistung am Netzanschlusspunkt

Autorenschaft: Ulrike Schönlein (TenneT TSO GmbH)

Das energiewirtschaftliche Gesamtsystem profitiert von der Vermarktung möglichst vieler disponibler Flexibilitäten aus steuerbaren Erzeugern, Verbrauchern und Speichern wie etwa Wärmepumpen, PV-Batteriespeichern und Elektrofahrzeugen. Beispiele aus anderen Ländern zeigen das Potenzial von schnellen Batteriespeichern zur Stützung der energetischen Bilanz in den Stromnetzen. Ihnen gemein ist, dass hier innovativ agierende Systemanbieter, aber auch Netzbetreiber ohne aufwendige Infrastrukturmaßnahmen einen Pool schaffen können, mit dem sich Netze bilanziell stützen lassen.

Die lokalen physikalischen Rahmenbedingungen erfordern jedoch zunehmend eine koordinierte Betrachtung der Leistungen innerhalb einer Liegenschaft, um die gleichzeitig angefragten Lastströme dem angestrebten Anlageneinsatz entsprechend realisieren zu können und somit die verfügbare Flexibilität auszunutzen.

Beispiel Mehrfamilienhaus

In Mehrfamilienhäusern gibt es mit hoher Wahrscheinlichkeit zusätzlich zum Aggregator der steuerbaren Versorgungsanlage mindestens einen Ladepunktbetreiber, der mehrere Wallboxen und Elektrofahrzeuge koordiniert und preisliche Anreize berücksichtigt. Dieser würde vermutlich mit einer Art Lademanagement dafür sorgen, dass vor Ort die Leistungskapazität unter den Wallboxen/Elektrofahrzeugen sinnvoll verteilt wird, weiß aber wiederum in der Regel nicht von anderen angeschlossenen steuerbaren Verbrauchern sowie der Grundlast des Gebäudes.

Auch in dieser Konstellation kann es unter Umständen preisinduziert zu zeitgleich erhöhtem Verbrauch kommen, der die verfügbare Kapazität ausreicht.

Lösungsbestandteile

In der Liegenschaft selbst erscheint uns eine Verankerung einer koordinierenden (und in der Regel auch die Bedürfnisse des Anschlussnehmers/Liegenschaftseigentümers optimierende) Instanz für den Netzanschlusspunkt als sinnvoll. Diese koordinierende Instanz könnte ein intelligentes Gebäudemanagementsystem sein. Letzteres müsste sich um die leistungsseitigen Effekte kümmern, die aus folgenden Elementen resultieren:

- neuen steuerbaren Systemen (Verbraucher- und/oder Erzeugungssysteme sowie Speicher) für das Gebäude,
- nicht steuerbaren Versorgungssystemen für das Gebäude,
- die Versorgung der Summe der in der Liegenschaft bedienten, in der Regel nicht aktiv in ein Gebäudeenergiemanagement eingebundenen Wohnungen.

Ergänzend sollte dieses Gebäudemanagementsystem netzfähig sein.

6.6.2 Die Idee einer DSO (Distributed System Operator)-Cloud

Autorenschaft: Sylvia Krepska (Schneider Electric GmbH)

Mit der fortschreitenden Energie-, Mobilitäts- und Heizungswende steigt die zu integrierende Anzahl an strombasierten Systemen in eine über Jahrzehnte gewachsene Netzinfrastruktur. Die Verteilnetzbetreiber stehen vor der historischen Aufgabe, wie die Elektrifizierung unserer Gesellschaft kosten- sowie ressour-

ceneffizient gestaltet werden kann. Wie lässt sich der Infrastrukturaufwand verringern und wie gelingt eine partizipative Netzführung? Dies erfordert die Mitwirkungsbereitschaft der Liegenschaftseigentümer. Moderne Industrieprodukte könnten bei gezielter positiver Incentivierung/Förderung auch den Aufbau von Smart Grids erheblich voranbringen.

Mit diesen überwiegend in der Cloud gemanagten Industrieprodukten könnten lokale Flexibilitäten durch den ANB gehoben werden. Dabei sollten sich die Produkte oder Services einfach in die Netzführung des ANBs integrieren lassen. Diese Überlegungen stellen die Basis einer DSO-Cloud dar.

Die DSO-Cloud des ANBs ist ein zeitgemäßes Front-End für das Netzführungssystem in der Niederspannung. Die Gegenstelle bilden sowohl moderne netzführungsfähige EMS-Industrieprodukte als auch Herstellerclouds, mit denen beispielsweise Wärmepumpen, Wechselrichter mit Speicher oder Ladelösungen betrieben/ aggregiert werden. Eine zentrale Rolle spielt dabei das EMS, da es einerseits die CLS über Standardprotokolle wie EEBus integriert und verwaltet und auf der anderen Seite basierend auf Standardprotokollen wie OpenADR auch Cloud-Endpunkte für den DSO Cloud Service (DCS) bereitstellt. Für den Aufbau eines Smart Grids würde ein simples Onboarding des EMS beim DCS des ANB zum Zeitpunkt der lokalen Inbetriebnahme genügen.

Im Teilcluster Cit-E-Life-MUC soll im Rahmen eines Proof of Concept (PoC) der Lösungsweg über einen DCS betrachtet werden. Dies wird in den kommenden Monaten mit den Partnern Schneider Electric, SWM, EE-Bus, Consolinno im Zusammenspiel mit Experten und Lösungsanbietern erfolgen, um das Potenzial von IoT Protokollen zu verproben.

7 Ausblick

In der umfassenden Darstellung der aktuellen Forschungsinhalte des Projekts unIT-e² zeigt sich, dass die Herausforderungen der netz- und marktdienlichen Integration von Elektrofahrzeugen ins Energiesystem in allen relevanten Aspekten adressiert werden. Die Erprobung der entwickelten Konzepte und Lösungen in den verschiedenen Feldtests der Cluster läuft zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Zwischenberichts noch. Die dabei gesammelten Erkenntnisse und erarbeiteten Maßnahmen gehen laufend in die weitere Entwicklung und Spezifizierung der Lösungen ein und bilden nach Abschluss der Feldtests sowie der anschließenden Analyse- und Auswertungsphase die Grundlage für Handlungsempfehlungen in Bezug auf Regulatorik, rechtliche Ausgestaltung sowie Standardisierung und Normierung. Somit trägt das Leitprojekt unIT-e² maßgeblich zu einer zukünftig einheitlichen technischen und prozessualen An- und Einbindung von flexiblen Verbrauchern wie Elektroautos bei und leistet damit einen wichtigen Beitrag für die Ausgestaltung eines stabilen, sicheren, flexiblen und wirtschaftlichen Energiesystems der Zukunft.



UN | IT | E²

Reallabor für verNETZte E-Mobilität

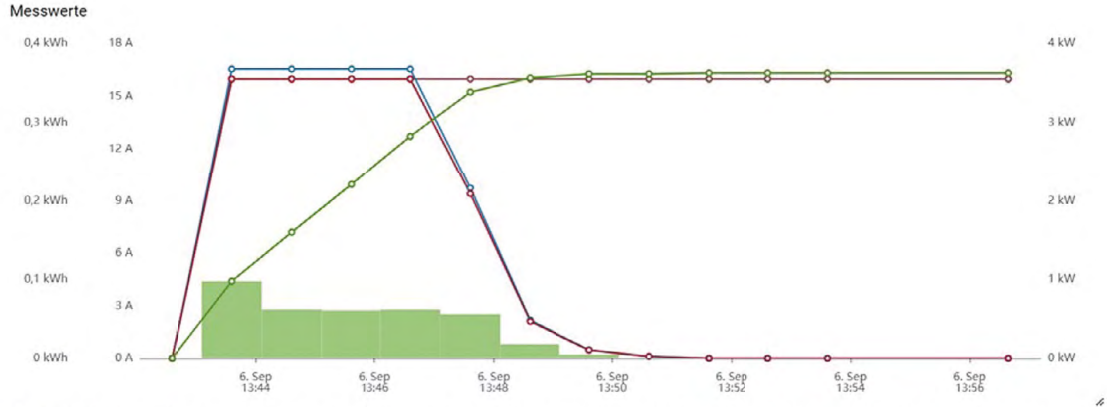
8 Literatur

- [1]..... Delucchi, Mark A.; Lipman, Timothy E. (2001): **An analysis of the retail and lifecycle cost of battery-powered electric vehicles.** In: Transp. Res. D Transp. Environ. 6 (6), S. 371–404. DOI: 10.1016/S1361-9209(00)00031-6.
- [2]..... Ellram, Lisa M. (1995): **Total cost of ownership: An analysis approach for purchasing.** In: Int. J. Phys. Dist. Logist. 25 (8), S. 4–23. DOI: 10.1108/09600039510099928.
- [3]..... Danielis, R.; Giansoldati, M.; Rotaris, L. (2018): **A probabilistic total cost of ownership model to evaluate the current and future prospects of electric cars uptake in Italy.** In: Energy Policy 119, S. 268–281. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.04.024.
- [4]..... Franzò, S.; Nasca, A.; Chiesa, V. (2022): **Factors affecting cost competitiveness of electric vehicles against alternative powertrains: A total cost of ownership-based assessment in the Italian market.** In: J. Clean. Prod. 363. DOI: 10.1016/j.jclepro.2022.132559.
- [5]..... Müller, Mathias; Blume, Yannic; Reinhard, Janis (2022): **Impact of behind-the-meter optimised bidirectional electric vehicles on the distribution grid load.** In: Energy 255, 124537. München: FfE. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124537>
- [6]..... Kern, Timo et al. (2021): **Revenue opportunities by integrating combined vehicle-to-home and vehicle-to-grid applications in smart homes.** In: Applied Energy 307, 118187. München: FfE. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.118187>

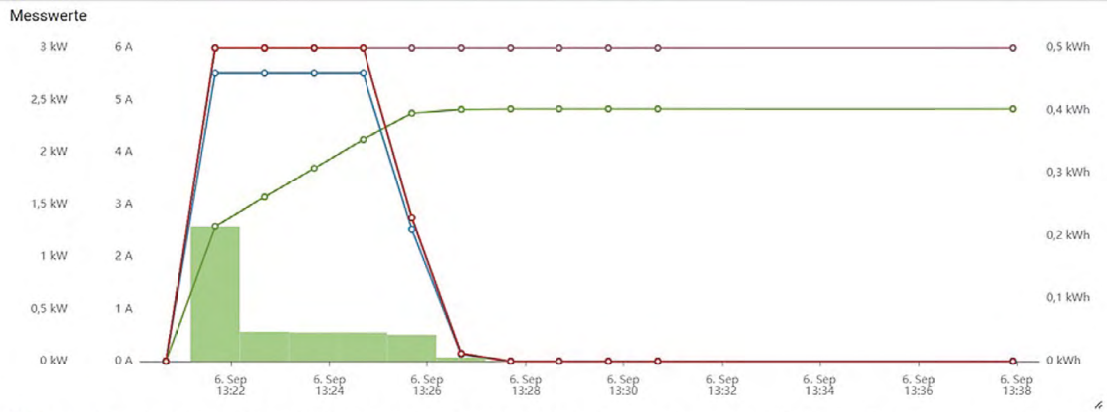


9 Anhang

Anhang 1 Lastverläufe



Anhang 1.1: Lastverlauf mit Veto



Anhang 1.2: Lastverlauf ohne Veto







unit-e2.de